Б. А. БЕСКОВ, Б. Е. ГЕРОНИМУС, В. Н. ДАВЫДОВ,
М. Е. КРЕСТЬЯНОВ, Г. Г. МАРКВАРДТ, Г. А. МИНИН

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Под общей редакцией
инж. Л. М. ПЕРЦОВСКОГО

*Утверждено*
*Главным управлением учебными заведениями МПС*
*в качестве учебного пособия*
*для студентов вузов железнодорожного транспорта*

357552
ПРОВЕРЕНО 1967

ВСЕСОЮЗНОЕ
ИЗДАТЕЛЬСКО-ПОЛИГРАФИЧЕСКОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
МИНИСТЕРСТВА ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ
Москва 1963

УДК 621.331.001.24

В книге излагаются методы расчета элементов систем энергоснабжения электрических железных дорог переменного и постоянного тока, порядок проектирования их, выбор исходных и расчетных условий при проектировании. Приводятся примерные расчеты, а также таблицы, номограммы и другие справочные данные, необходимые при проектировании систем энергоснабжения.

Книга утверждена Главным управлением учебными заведениями МПС в качестве учебного пособия для студентов вузов железнодорожного транспорта; она может быть использована также инженерно-техническим персоналом и работниками проектных организаций, связанными с проектированием и эксплуатацией устройств энергоснабжения.

Книгу написали:

*Бесков Б. А.* — глава 14; *Геронимус Б. Е.* — главы 9, 12 и 13; *Давыдов В. Н.* — главы 1 (§ 1-1—§ 1-4), 10 и 11; *Крестьянов М. Е.*—главы 2 и 6; *Марквардт Г. Г.*— главы 1 (§ 1-5 и § 1-6), 3, 4, 5 (§ 5-1 и § 5-4) и 7 (§ 7-4); *Минин Г. А.*—главы 5 (§ 5-2 и § 5-3), 7 (§ 7-1—§ 7-3) и 8; *Тамазов А. И.* — § 1-7.

Рецензенты: инж. *Э. Г. Вайнблат*, инж. *Ф. Е. Кругляков*, канд. техн. наук *К. Г. Кучма*, канд. техн. наук *Д. В. Ломазов*, инж. *З. М. Слуцкий*, инж. *И. С. Фрадкин*, инж. *П. К. Юшков*

Редакция литературы по электрификации и энергетике железных дорог
Начальник редакции инж. *Н. И. Сидоров*

БИБЛИОТЕКА
Отдел

**Проектирование систем энергоснабжения электрических железных дорог.**
Под общ. ред. Л. М. Перцовского.
Учеб. пособие для высш. учебн. заведений ж.-д. транспорта.
М., Трансжелдориздат, 1963.
471 с. с илл.
Перед загл. авт.: Б. А. Бесков, Б. Е. Геронимус, В. Н. Давыдов и др.
Библиогр. в конце глав.

## ОТ РЕДАКТОРА

На железных дорогах СССР осуществляется коренная техническая реконструкция, основой которой является электрификация и широкое внедрение тепловозной тяги.

Внедрение электрической тяги широко развернулось после XX съезда КПСС, накануне которого в феврале 1956 г. ЦК КПСС и Совет Министров СССР приняли историческое постановление «О генеральном плане электрификации железных дорог», предусматривающем, как известно, в течение 1956—1970 гг. перевести на электрическую тягу 40 000 *км* важнейших железнодорожных магистралей. План этот успешно выполняется. Если за период 1926—1956 гг., т. е. за 30 лет, было переведено на электрическую тягу немногим более 5 000 *км*, то только за 8 лет действия генерального плана — около 15 000 *км*, на 1 января 1964 г. электрифицированная сеть железных дорог составит 20 000 *км*, на которых будет сосредоточено около 40% всех грузовых перевозок, выполняемых железнодорожным транспортом.

В программе КПСС, принятой XXII съездом, поставлены еще более грандиозные задачи перед железнодорожным транспортом, в том числе в области электрификации.

Базой для развития электрической тяги явилось создание в нашей стране мощной индустрии и широкая электрификация страны. Заводы отечественной электропромышленности в больших количествах изготовляют электроподвижной состав и все необходимое электрооборудование и провода для сооружения устройств энергоснабжения.

Во многом успех электрификации железных дорог обязан развитию науки об электрической тяге, что позволило правильно выбрать основные технические решения и пути применительно к конкретным условиям электрификации железных дорог СССР. Например, для периода до середины пятидесятых годов была правильно выбрана система постоянного тока 3 000 *в*, а в последующие годы преимущественное применение находит более прогрессивная система электрической тяги с использованием переменного (однофазного) тока промышленной частоты.

Теоретические работы в области электрической тяги позволили также успешно справиться с задачей проектирования электрификации железнодорожных линий.

Проектные институты системы Главтранспроекта накопили большой опыт в деле проектирования электрификации железных дорог; ими разработаны проекты перевода на электрическую тягу более 30 000 *км* железнодорожных линий.

В транспортных высших и средних учебных заведениях организована подготовка большого количества специалистов-электрификаторов.

Одним из основных курсов в специальном цикле дисциплин факультета по электрификации железных дорог в наших институтах является курс «Энергоснабжение электрических железных дорог». В нем излагаются теоретические основы работы устройств энергоснабжения электрической тяги, их взаимодействия с электрическими локомотивами и взаимосвязи с другими устройствами железных дорог, а также с энергетическими системами. Все эти вопросы являются содержанием учебника. В дополнение к нему принято решение создать учебное пособие, в котором, во-первых, должны быть развиты и конкретизированы основные теоретические положения учебника, касающиеся вопросов расчета отдельных элементов системы энергоснабжения электрических железных дорог, и, во-вторых, отражена практика проектирования устройств энергоснабжения, точнее говоря, практика электрических расчетов, которые приходится выполнять на стадии разработки проектных заданий по переводу тех или иных железнодорожных линий на электрическую тягу, а также при решении вопросов об усилении устройств энергоснабжения работающих на электротяге участков при росте размеров перевозок, введении более мощных локомотивов и т. п.

В соответствии с этим представилось целесообразным весь материал, написанный коллективом авторов учебного пособия, состоящего из преподавателей Московского и Всесоюзного заочного институтов инженеров транспорта (Г. Г. Марквардт, М. Е. Крестьянов, Г. А. Минин, Б. А. Бесков) и работников Трансэлектропроекта (Б. Е. Геронимус и В. Н. Давыдов), сгруппировать в две части. В первой части излагаются вопросы расчета и приводятся рекомендуемые формулы по определению мощности подстанций, выбору проводов и параметров контактной сети, режимов напряжения в ней и защиты от токов короткого замыкания, особенности расчетов в случае применения рекуперативного торможения и схемы распределенного питания. Кроме того, рассмотрены вопросы влияния тяговых токов на подземные коммуникации и устройства связи и способы защиты от этих влияний. В этой части значительно более подробно, чем в учебнике, рассмотрены вопросы взаимодействия системы энергоснабжения и электроподвижного состава, расчета схемы распределенного питания, защиты подземных коммуникаций и линий связи от влияния тяговых токов.

Во второй части изложены вопросы проектирования системы энергоснабжения электрифицируемых линий железных дорог: назначение и порядок проектирования; методика выполнения электрических расчетов, применяемая в наших проектных институтах. Во вторую часть включена также глава, излагающая основные положения применения электронных цифровых вычислительных машин для выполнения электрических расчетов системы энергоснабжения электрических железных дорог, поскольку эти машины в последнее время начинают использовать в практике проектирования и в ближайшие годы они, несомненно, получат широкое распространение.

Представилось целесообразным иллюстрировать большое количество расчетных формул, приведенных в первой части настоящего пособия, и методику проектирования, применяемую в проектных институтах, возможно бóльшим количеством примеров. С этой целью во второй части помещена глава, где приведены исходные данные (грузооборот, размеры движения, результаты тяговых расчетов) и расчеты по выбору варианта расположения тяговых подстанций. Исходные данные рассмотренной линии использованы в примерных расчетах первой части пособия.

В практике проектирования расчетные формулы, выведенные в учебнике и приведенные в первой части настоящего пособия, неизбежно приходится несколько переконструировать, в ряде случаев упрощать и для облегчения пользования ими и сокращения времени на разработку проектов интерпретировать в виде номограмм. Большую работу в этом направлении проделал ведущий (головной) проектный институт в области электрификации железных дорог — Трансэлектропроект. Разработанные им методические указания по вопросам проектирования электрификации железных дорог и легли в основу второй части настоящего учебного пособия. Ряд формул, приведенных во второй части, несколько расходится по своей форме и начертанию с формулами первой части. Редактор считал возможным допустить подобное отступление от правил, так как для работников проектных институтов, а также работников железных дорог, широко пользующихся методическими указаниями Трансэлектропроекта, было бы трудно пользоваться этим разделом учебного пособия с непривычными для них структурой и обозначениями в формулах, если их привести в полное соответствие с материалами, помещенными в первой части настоящего учебного пособия.

Учебное пособие по проектированию системы электроснабжения электрических железных дорог издается впервые. Редактор надеется, что читатели поймут, какая трудная задача стояла перед ним — объединить обширный и в некоторой части разнородный материал большой группы авторов, и ожидает вместе с авторами и издательством отзывы и пожелания, которые следует направлять по адресу: Москва, Б-174, Басманный туп., д. 6а, Трансжелдориздат.

# Глава 1

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ПОДСТАНЦИЙ

## § 1-1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ И ЭФФЕКТИВНЫХ ТОКОВ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Эффективная нагрузка тяговой подстанции в общем виде определяется следующим выражением [1]:

$$I^2_{э\,с} = \left(\sum_{m=1}^{m} I_ф\right)^2 + \sum_{m=1}^{m} \left(I^2_{эф} - I^2_ф\right) a, \qquad (1\text{-}1)$$

где $I_ф$ — средняя нагрузка фидера за расчетный период;
$I_{эф}$ — эффективная нагрузка фидера за расчетный период;
$m$ — количество фидеров.

Значения $I_ф$ и $I_{эф}$, необходимые для расчета контактной сети, лучше всего определять по расходу электроэнергии через фидер за расчетный период $T$ всеми поездами на рассматриваемой зоне [1]:

$$I_ф = \frac{10^3}{TU} \sum_{i=1}^{n} \sum_{v=1}^{N} A_{iv}\, a; \qquad (1\text{-}2)$$

$$I^2_{эф} = \frac{10^6}{T^2 U^2} \left[k^2_{э\,п}\, T \sum_{i=1}^{n} \sum_{v=1}^{N} \frac{A^2_{iv}}{t_{iv}} + \left(\sum_{i=1}^{n} A_i\right)^2 - \sum_{i=1}^{n} A_i^2\right] a. \qquad (1\text{-}3)$$

Здесь $n$ — количество перегонов на рассматриваемой зоне;
$N$ — количество типов поездов;
$T$ — расчетный период в *ч*;
$A_i$ — потребление энергии всеми поездами на перегоне $p$;
$A_{iv}$ — потребление энергии на перегоне $i$ поездом типа $v$ в *квт·ч*;
$t_{iv}$ — время потребления энергии;
$U$ — напряжение, принятое в тяговых расчетах (условно на пантографе электровоза), в *кв*;
$k_{э\,п}$ — коэффициент эффективности нагрузки поезда, который можно принимать 1,08.

При размерах движения, близких к полному использованию пропускной способности линии, можно пользоваться следующими приближенными формулами:

$$I_{ф} = \frac{10^3}{TU} A_T a; \tag{1-4}$$

$$I^2_{эф} = \frac{10^6}{T^2 U^2} A_T^2 \left[ \frac{CT}{\sum t_т} + 1 - \frac{N\theta^*}{\sum t} \right] a, \tag{1-5}$$

где $C$ — коэффициент, учитывающий схему питания. При двустороннем питании $C = 1{,}4$, при одностороннем питании $C = 1{,}1$;

$\sum t$ — суммарное полное время хода всех поездов по фидерной зоне;

$\sum t_т$ — время хода всех поездов по фидерной зоне под током;

$A_T$ — потребление энергии всеми поездами от рассматриваемой подстанции за расчетный период интенсивного месяца $T$, отнесенное к пантографу электровоза,

$$A_T = \left( \sum_{v=1}^{N} A'_v N_v \right) k_д k_з \ квт \cdot ч, \tag{1-6}$$

где $A'_v$ — электропотребление поездом типа $v$ от рассматриваемой подстанции, отнесенное к пантографу электровоза, в *квт·ч*;

$N_v$ — число поездов типа $v$, определяемое по заданному интервалу попутного следования между ними $\theta$;

$k_д$ — коэффициент, учитывающий дополнительный расход энергии на производство маневров и собственные нужды подвижного состава, в среднем принимается равным 1,02;

$k_з$ — коэффициент, учитывающий повышенный расход энергии в зимнее время из-за увеличения сопротивления движению, принимается равным 1,08 для магистрального движения и 1,17 для участков с большим пригородным (моторвагонным) движением [1].

Формулу (1-6) можно записать в следующем виде:

$$A_T = p_и l k_д k_з \ квт \cdot ч, \tag{1-6а}$$

где $p_и$ — покилометровая расчетная максимальная нагрузка в *квт/км*, отнесенная к пантографу электровоза, определяемая по каждой фидерной зоне;

$l$ — длина фидерной зоны в *км*.

---

* При полном использовании пропускной способности линии $N\theta = T$.

[1] В среднем за год, а не в расчетном режиме, учитывая возможность перегрузки трансформатора зимой за счет недогрузки летом (по износу изоляции обмоток).

В случае если $A_T$ и $p_п$ определяются на шинах тяговой подстанции, необходимо учесть потери электроэнергии в контактной сети ориентировочно в расчетном режиме, составляющие 8% при постоянном токе и 5% при переменном токе (а в среднем за год соответственно 5 и 3%), но в этом случае следует принимать напряжение $U$ не среднее расчетное (по тяговым расчетам), а на шинах тяговой подстанции.

При двустороннем питании необходимо определять $A_T$ с учетом распределения потребляемой энергии между подстанциями, питающими фидерную зону. Об этом сказано в § 1-2.

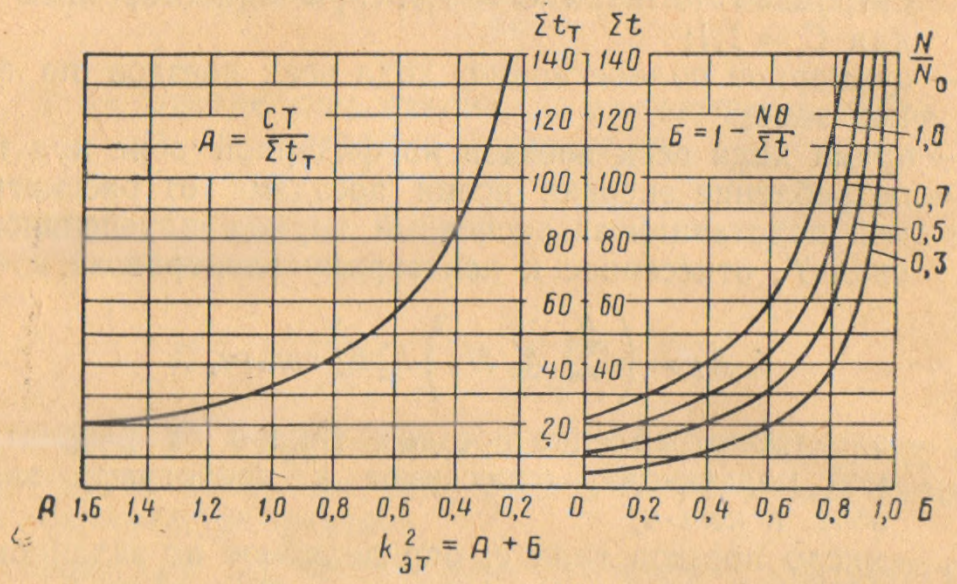



Рис. 1-1

В случае применения рекуперации электроэнергии значения средних и эффективных фидерных токов будут следующие:

$$I_ф = \frac{10^3}{TU}\left(A_T \sum_{v=1}^{N} t_т - A_р \sum_{v=1}^{N} t_р\right) a; \qquad (1\text{-}7)$$

$$I^2_{эф} = \frac{10^6}{T^2 U^2} A_T^2 \left[\frac{CT}{\sum_{v=1}^{N}(t_т + t_р)} \cdot \frac{(A_T + A_р)^2}{A_T^2} + 1 - \frac{N\Theta}{\sum_{v=1}^{N} t}\right] a. \qquad (1\text{-}8)$$

Здесь $A_T$ и $A_р$ — количество потребляемой и рекуперируемой энергии за расчетный период на фидерной зоне, отнесенное к пантографу электровоза;

$\sum t_т$ и $\sum t_р$ — суммарное время потребления энергии и рекуперации ее за расчетный период на фидерной зоне.

Подставляя значения $I_ф$ и $I^2_{эф}$ в формулу (1-1), можно получить эффективные токи или, умножая на $U^2$, — эффективные тяговые нагрузки тяговых подстанций.

В практике проектирования сразу определяют эффективный ток тяговой подстанции по формулам (1-5) и (1-8), принимая в них значения $A_T$, $A_р$, $\sum t$, $\sum t_т$ и $\sum t_р$ не для фидерной зоны, а для участков, питаемых от рассматриваемой тяговой подстанции. В этих формулах выражения, помещенные в квадратных скобках, являются коэффициентами эффективности тяговой подстанции $k^2_{эт}$ и могут быть определены по номограммам, приведенным на рис. 1-1 для участков с двусторонним питанием и на рис. 1-2 — с односторонним.

При электрификации железной дороги на однофазном переменном токе вторичные обмотки тяговых трансформаторов могут быть

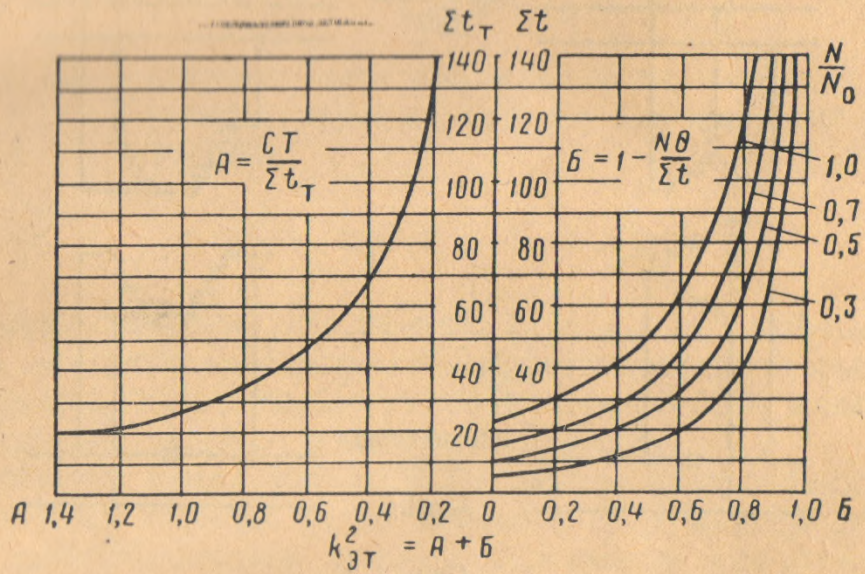



Рис. 1-2

соединены в закрытый треугольник (рис. 1-3,*а* — трехфазные тяговые трансформаторы) или в открытый треугольник (рис. 1-3, *б* — однофазные тяговые трансформаторы).

В последнем случае эффективные токи каждого плеча, питающегося соответствующим однофазным трансформатором, также определяются по приведенным выше приближенным формулам (1-5) и (1-8), но по полным (в *ква*), а не по активным (в *квт*) расходам электроэнергии $A_T$ за расчетный период.

В случае применения трехфазных тяговых трансформаторов эффективные нагрузки фаз трансформаторов с учетом неравномерности нагрузок при питании определяются следующими выражениями [1]:

$$\left.\begin{aligned} I^2_{э\,bc} &= \frac{1}{9}\left[I^2_{эa} + 4I^2_{эb} - 4I_a I_b \cos\left(120° + \varphi_a - \varphi_b\right)\right] a; \\ I^2_{э\,ca} &= \frac{1}{9}\left[4I^2_{эa} + I^2_{эb} - 4I_a I_b \cos\left(120° + \varphi_a - \varphi_b\right)\right] a; \\ I^2_{э\,ab} &= \frac{1}{9}\left[I^2_{эa} + I^2_{эb} - 2I_a I_b \cos\left(60° - \varphi_a + \varphi_b\right)\right] a, \end{aligned}\right\} \quad (1\text{-}9)$$

где $I_a$ и $I_b$ — токи в плечах питания контактной сети $a$ и $b$;

$I_{эa}$ и $I_{эb}$ — эффективные значения токов в плечах питания контактной сети $a$ и $b$;

$I_{э\,ab}$, $I_{э\,bc}$ и $I_{э\,ca}$ — эффективные значения токов в соответствующих тяговых обмотках тяговых трансформаторов $ab$, $bc$ и $ca$;

$\varphi$ — угол сдвига фаз между током и напряжением,

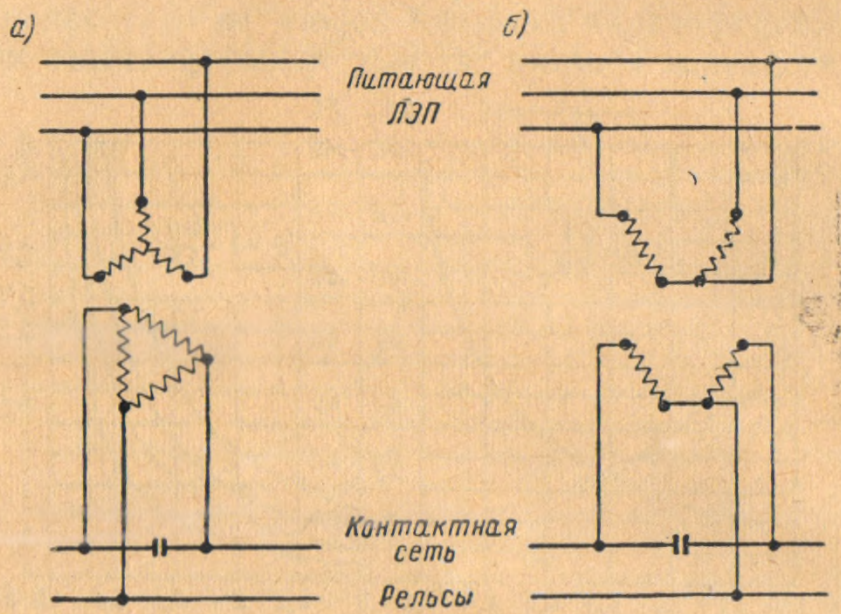



Рис. 1-3

или, принимая $\varphi_a = \varphi_b$, получаем:

$$\left.\begin{aligned} I^2_{э\,bc} &= \frac{1}{9}\left(I^2_{эa} + 4I^2_{эb} + 2I_a I_b\right); \\ I^2_{э\,ca} &= \frac{1}{9}\left(4I^2_{эa} + I^2_{эb} + 2I_a I_b\right); \\ I^2_{э\,ab} &= \frac{1}{9}\left(I^2_{эa} + I^2_{эb} - I_a I_b\right). \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}10)$$

Средние значения нагрузок обмоток, подсчитанные как математическое ожидание комплекса тока, определяются выражениями:

$$\left.\begin{aligned} I_{bc} &= \frac{1}{3}\sqrt{I^2_a + 4I^2_b + 2I_a I_b}; \\ I_{ca} &= \frac{1}{3}\sqrt{4I^2_a + I^2_b + 2I_a I_b}; \\ I_{ab} &= \frac{1}{3}\sqrt{I^2_a + I^2_b - I_a I_b}. \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}11)$$

Коэффициенты эффективности нагрузок тяговых обмоток отличаются от коэффициентов эффективности нагрузок плеч питания и выражаются [4]:

$$\left.\begin{aligned} k_{э\,bc} &= \sqrt{\frac{k_{эa}^2 + 4k_{эb}^2 n^2 + 2n}{1 + 4n^2 + 2n}}\,; \\ k_{э\,ca} &= \sqrt{\frac{4k_{эa}^2 + k_{эb}^2 n^2 + 2n}{4 + n^2 + 2n}}\,; \\ k_{э\,ab} &= \sqrt{\frac{k_{эa}^2 + k_{эb}^2 n^2 - n}{1 + n^2 - n}}\,, \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}12)$$

где $k_{эa}$ и $k_{эb}$ — коэффициенты эффективности нагрузок плеч питания [определяются по номограммам рис. (1-1) и (1-2)]:

$$n = \frac{I_a}{I_b}\,, \text{ где } I_a > I_b \text{ и } n > 1.$$

При существенных отклонениях $k_{эa}$ и $k_{эb}$ от единицы следует уточнять значения коэффициентов эффективности тяговых обмоток трансформаторов, которые могут отличаться до 10% и больше (особенно в среднем режиме) в сторону снижения.

Пренебрегая этими уточнениями, можно приближенные значения расчетных тяговых токов наиболее загруженной фазы трехфазных трансформаторов тяговой подстанции однофазного тока в соответствии с работами ЦНИИ МПС с некоторым запасом принимать следующие [2, 3]:

$$I_c = (2I_a + 0{,}65\,I_b)\,a; \qquad (1\text{-}13)$$

$$I_{эc} = (2I_a\,k_{эa} + 0{,}65\,I_b\,k_{эb})\,a, \qquad (1\text{-}14)$$

где $I_a$ и $I_b$ — токи более загруженного и менее загруженного плеч питания, и $I_a > I_b$.

Следует напомнить, что при определении $I_a$ и $I_b$ нужно учесть, как это сделано в формулах (1-4) и (1-5), коэффициенты $k_д$ и $k_з$ [см. формулу (1-6)].

## § 1-2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДУЕМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ МЕЖДУ ТЯГОВЫМИ ПОДСТАНЦИЯМИ

В подавляющем большинстве случаев можно принимать, что сечение контактной подвески в пределах одной фидерной зоны не меняется[1].

[1] В тех же случаях, когда необходимо учитывать изменение этого сечения в пределах фидерной зоны, надо определить эквивалентное среднее сечение контактной подвески и соответствующую такому сечению эквивалентную длину фидерной зоны и другие эквивалентные расстояния, требуемые в последующем расчете.

Поэтому при распределении расхода энергии, потребляемой поездом на зоне питания, можно считать, что нагрузка этого поезда распределяется между питающими тяговыми подстанциями обратно пропорционально расстояниям от него до соответствующих подстанций. Возможны 3 случая: одностороннее питание, двустороннее и многостороннее питание (т. е. поезд питается одновременно от трех подстанций или более).

При одностороннем питании вся энергия, потребляемая поездом, поступает в контактную сеть от одной тяговой подстанции. Таким образом, средний расход энергии, необходимой для движения одного поезда, от шин питающей эту зону тяговой подстанции составит

$$A_{\tau v} = A_{iv}, \tag{1-15}$$

где $A_{\tau v}$ — расход энергии на шинах данной подстанции для обеспечения движения рассматриваемого поезда $v$ по зоне питания;

$A_{iv}$ — расход энергии одним поездом $v$ на участке $i$ в *квт·ч*.

Двустороннее питание фидерной зоны является наиболее распространенным. Определение части энергии, расходуемой одним поездом за время хода по фидерной зоне, которая приходится на одну из двух питающих тяговых подстанций, может быть осуществлено тремя способами в зависимости от необходимой точности расчета.

Первый способ, при котором потребляемая поездом энергия распределяется поровну между двумя тяговыми подстанциями, характеризуется выражением

$$A_{\tau iv} = U_p \frac{1}{t_x} \int_0^{tx} I_t \frac{l-x}{l}\, dt = \sum_{i=1}^{n} \frac{A_{iv}}{2}. \tag{1-15'}$$

Этот способ очень неточен и применяется только для приближенных расчетов.

При втором способе энергия, потребляемая поездом на каждом перегоне зоны питания, распределяется обратно пропорционально расстоянию от середины этого перегона до каждой тяговой подстанции таким образом, что если $A_{iv}$—расход энергии поездом $v$ на перегоне $i$, а $l_{op}$ — расстояние от середины этого перегона до данной подстанции, то количество энергии, получаемое поездом от данной подстанции, соответствует выражению

$$A_{\tau iv} = U_p \left( \frac{1}{t_x} \int_0^{tx} I_t \frac{l-x}{l}\, dt \right) = \sum_{i=1}^{n} A_{iv} \frac{l-l_{op}}{l}. \tag{1-15''}$$

Этот способ наиболее удобен для проектных расчетов, широко применяется на практике и дает вполне удовлетворительную точность.

Третий способ характеризуется тем, что энергия, потребляемая поездом на каждом участке движения под током, распределяется обратно пропорционально расстоянию от середины такого участка до соответствующей тяговой подстанции. При этом для расчетов может быть использовано выражение (1-15″), в котором индекс $i$ характеризует не номер перегона, а номер участка движения поезда под током. Этот способ наиболее точен, но является значительно более трудоемким и может быть рекомендован главным образом для проверки мощности существующих тяговых подстанций при изменении расчетного режима работы участка. Его можно еще более уточнить, если участки движения поезда под током разбить на отрезки, в течение которых ток остается неизменным. Однако трудоемкость такого способа настолько велика, что он не применяется в проектной практике и не может быть рекомендован, тем более что точность исходных данных относительна и не оправдывает трудоемкости расчетов.

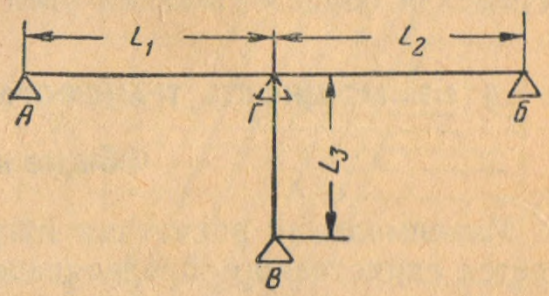


Рис. 1-4

Тем не менее в некоторых случаях для достижения несколько большей точности при расчетах по участкам потребления тока распределение энергии между подстанциями производят не относительно середины участка потребления тока, а относительно центра тяжести этой нагрузки. Определение центра тяжести нагрузки в этом случае производят, приблизительно установив точку пути, проходя которую поезд израсходует половину энергии от полного количества, использованного за все время непрерывного потребления тока.

Для разветвленной сети, когда зона питается от трех или более подстанций, распределение энергии производится в предположении, что во всех узлах участка питания располагаются фиктивные тяговые подстанции. Например, в случае трех подстанций можно пользоваться следующими выражениями:

$$\left.\begin{aligned} A_{\text{п}A} &= A'_{\text{п}A} + \frac{R_2 R_3}{R_1 R_2 + R_2 R_3 + R_1 R_3} A_{\text{п}Г}; \\ A_{\text{п}Б} &= A'_{\text{п}Б} + \frac{R_1 R_3}{R_1 R_2 + R_2 R_3 + R_1 R_3} A_{\text{п}Г}; \\ A_{\text{п}B} &= A'_{\text{п}B} + \frac{R_1 R_2}{R_1 R_2 + R_2 R_3 + R_1 R_3} A_{\text{п}Г}. \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}16)$$

В этих выражениях $A'_{\text{п}A}$, $A'_{\text{п}Б}$ и $A'_{\text{п}B}$ — нагрузки тяговых подстанций, определенные в предположении, что в узле $Г$ (рис. 1-4) также имеется подстанция; $R_1$, $R_2$ и $R_3$ — сопротивления кон-

тактной сети фиктивных фидерных зон, определяемые выражением

$$R_k = (r_{кk} + r_{pk})\, l_k, \qquad (1\text{-}17)$$

где в свою очередь $r_{кk}$ и $r_{pk}$ — сопротивления соответственно контактной сети и рельсов участка в *ом/км*, а $l_k$ — длина этого участка.

Практически часто, если $(r_{кk} + r_{pk})$ на всех зонах одинаково, пользуются в выражении (1-16) значениями $l_1$, $l_2$ и $l_3$ вместо $R_1$, $R_2$ и $R_3$.

Аналогичное, только несколько более сложное строение имеют выражения для определения нагрузок тяговых подстанций при четырех и более питающих узел подстанциях.

## § 1-3. МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### Общие положения

Максимальная расчетная нагрузка тяговых подстанций не является единственно определяющей, так как необходимая мощность трансформаторов зависит от степени неравномерности нагрузки. При постоянной нагрузке, соответствующей номинальной, предусматривается такой износ изоляции обмоток трансформатора, при котором обеспечивается нормальная работа его в течение 20 лет. Такой износ изоляции называется «относительным». Если средняя нагрузка трансформатора меньше номинальной, то «действительный» износ изоляции, соответствующий относительному при нормальном сроке его службы, будет иметь место в условиях, когда максимальная нагрузка будет выше номинальной.

Пренебрегая тепловой инерцией масла (идет в запас мощности трансформатора), можно допустить, что нагрев обмоток определяется потерями в меди и стали, а так как потери в стали можно считать постоянными, то задача выбора мощности трансформатора сводится к тому, чтобы правильно определить потери в меди трансформатора с учетом неравномерности нагрузок. Для определения допускаемой перегрузки трансформаторов, установленных в промышленных и коммунальных электрических сетях, служат кривые Л. М. Шницера [5], приведенные на рис. 1-5 и 1-6.

На рис. 1-5 приводится коэффициент $k$, характеризующий допустимую максимальную нагрузку трансформатора $S_{макс}$ по отношению к номинальной мощности $S_н$ в течение $n$ часов в сутки в зависимости от заполнения графика нагрузки $\theta$,

$$S_{макс} = kS_н.$$

На рис. 1-6 показана возможная дополнительная нагрузка трансформатора $k'$ в течение $n$ часов в сутки по отношению к перегрузке $k$, приведенной на рис. 1-6, и сокращенные в связи с этим сроки службы трансформатора в % ($x$) от полного срока службы

(20 лет) или в сутках ($N$) в зависимости от окружающей температуры $t°$.

Отсутствие устойчивого суточного графика тяговой нагрузки, резко неравномерный ее характер и относительно небольшое использование пропускной способности линии (на двухпутных участках), а также несимметричность однофазной тяговой нагрузки не позволяют безоговорочно пользоваться этими кривыми при выборе мощности трансформаторов тяговых подстанций.

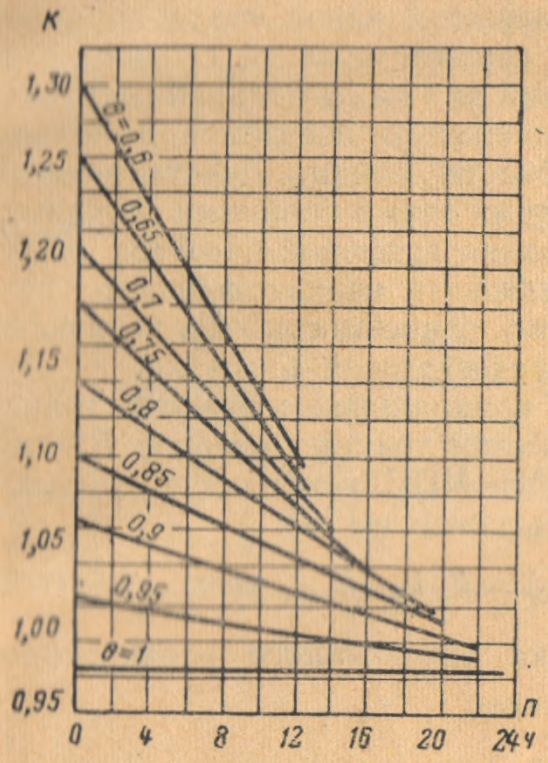



Рис. 1-5

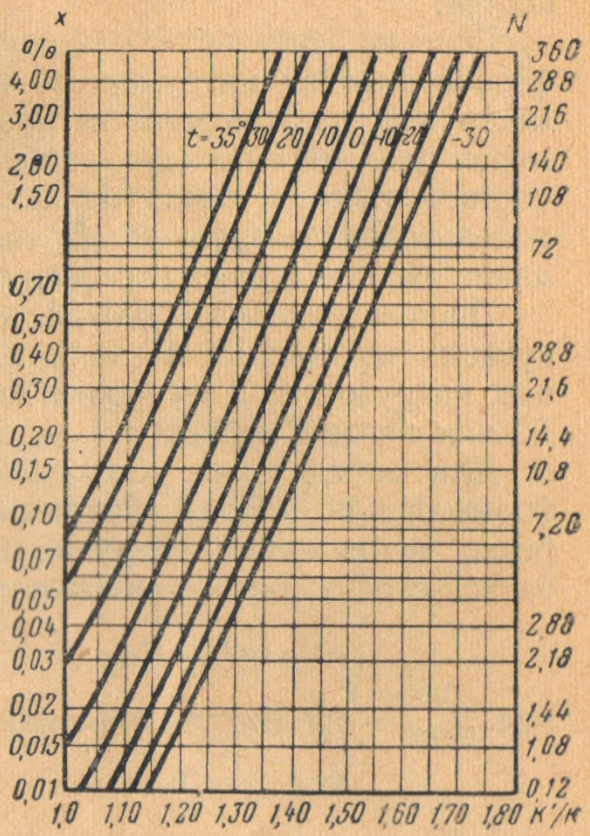



Рис. 1-6

В настоящее время при электрификации железных дорог преимущественно на переменном токе и резком возрастании мощности выпрямителей с последовательным соединением вентилей мощность тяговых подстанций определяется мощностью трансформаторов, допускаемая перегрузка которых требует уточнения в проектах электрификации.

Анализом тяговых нагрузок и методикой определения мощности тяговых подстанций с учетом износа изоляции занимался ряд организаций и авторов [6, 7, 8, 9, 10, 11]. В соответствии с этим в настоящее время имеется несколько предложений в этой области.

Основанием для выбора мощности трансформатора по износу изоляции должны были служить суточные графики нагрузок, что в свое время предлагал Р. И. Бычков. Однако в проектной практике этим пользоваться нельзя, так как графики нагрузок сильно отличаются друг от друга и выбор расчетного графика нагрузок является не менее сложной задачей.

В этом случае наиболее правильным является учет влияния неравномерности тяговых и районных нагрузок на износ изоляции обмоток с помощью метода теории вероятностей и математической статистики. Решение этой задачи только методом математической статистики недостаточно ввиду большого разнообразия условий работы, определяющих неравномерность тяговых нагрузок. Поэтому данные, характеризующие действительные графики нагрузок, должны быть обработаны с использованием аппарата теории вероятностей.

Если не считаться с районной нагрузкой и несимметрией однофазной тяговой нагрузки, то наименьший износ изоляции имеет место при равномерной нагрузке, соответствующей средним размерам движения поездов, наибольший при максимальной нагрузке, соответствующей максимальному движению поездов при полном использовании пропускной способности линии. Действительный износ изоляции находится между этими двумя крайними случаями.

Произведенные ЦНИИ исследования графиков нагрузок действующих подстанций позволили установить неравномерность тяговых нагрузок и, в частности, выявить зависимость определяющей 10-*мин* неравномерности $k_{м10}$ от среднегодовой нагрузки.

Для определения необходимой номинальной мощности трансформатора по износу изоляции обмоток трансформаторов $P_н$ при резко меняющейся нагрузке ЦНИИ МПС рекомендует пользоваться следующим аналитическим выражением [6]:

$$P_н = 0{,}5\, P_{сим}(1 + k_{м10}) = k_м\, k_{м10} P_{сим}\ \ квт, \qquad (1\text{-}18)$$

где $P_{сим}$ — среднесуточная нагрузка интенсивного месяца, равная $\frac{A_{сим}}{24}$;

$A_{сим}$ — суточное электропотребление в среднем за интенсивный месяц;

$k_м$ — коэффициент, учитывающий износ изоляции обмоток;

$k_{м10}$ — то же, учитывающий 10-*мин* неравномерность нагрузок.

Однако это выражение относится только к тяговым трансформаторам выпрямительных агрегатов. Понизительные трансформаторы и тяговые трансформаторы подстанции переменного тока несут также районную нагрузку с другой степенью неравномерности, а при однофазном токе — и с несимметричной нагрузкой фаз.

Другие работы [7, 8, 9, 10, 12] развили эти рекомендации.

В результате обработки нескольких десятков тысяч суточных графиков нагрузок тяговых подстанций путем теплового расчета трансформаторов по усредненным интервалам этих графиков получены зависимости относительного износа изоляции от относительного среднеквадратичного уклонения часовой нагрузки $\sigma_{ср} = \sqrt{k_э^2 - 1}$, выявлено влияние на износ изоляции колебаний температуры наружного воздуха и определены значения $k_м$ для всех случаев. Этот способ определения необходимой мощности трансформатора отве-

чает той неравномерности движения поездов и тяговых нагрузок какая имела место при анализированных графиках нагрузок с самыми разнообразными сгущениями поездов. При этом рассмотрено и возможное максимальное сгущение поездов после перерывов движения («окон»), повторяющихся примерно раз в месяц, для чего использованы рекомендации Л. М. Шницера о возможной дополнительной перегрузке трансформатора за счет 20% резерва отжитого времени износа изоляции.

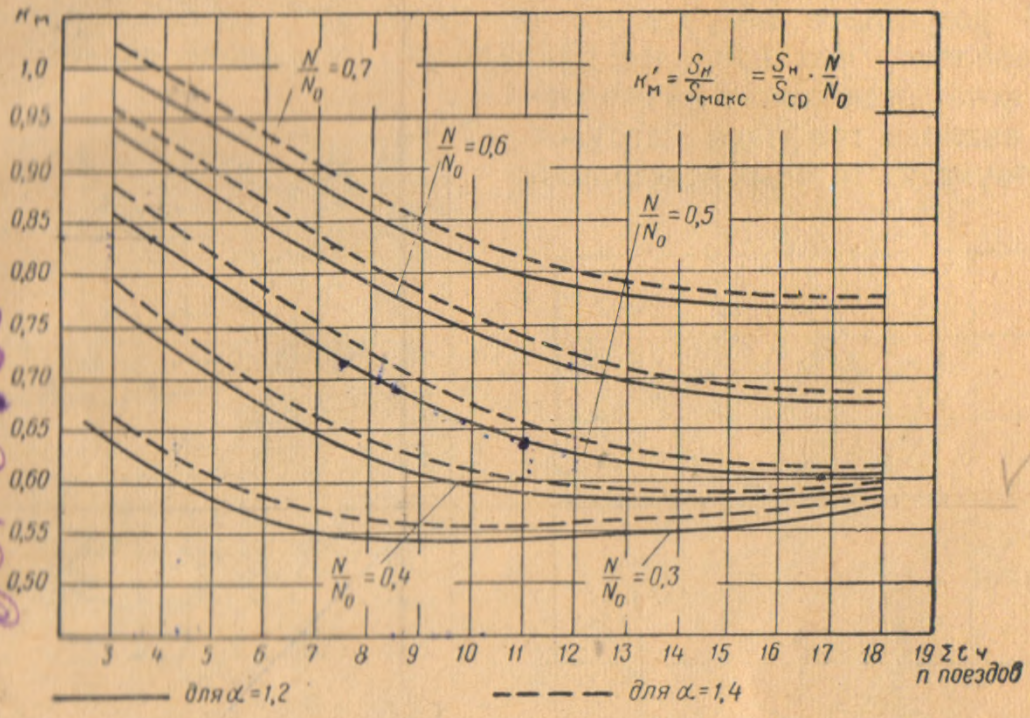



Рис. 1-7

В результате на основании этих исследований и расчетов рекомендованы номограммы для значений $k_м$, приведенные на рис. 1-7 и 1-8:

$$k_м=\frac{S_н}{S_{макс}}, \text{ или } k_м=\frac{S_н}{S_{ср}}.$$

В исследованиях МИИТа [11] рекомендуется определять необходимую мощность трансформаторов исходя из условного расчетного графика нагрузки тяговой подстанции, в котором ликвидируется сгущение поездов после четырехчасового перерыва в движении по обоим путям; все остальное время суток нагрузка принимается равномерной на уровне среднемесячной интенсивного месяца.

В этом расчетном графике, предусматривающем ежесуточное максимально возможное сгущение поездов, имеется некоторое завышение необходимой мощности (запас), но, с другой стороны, равномерная нагрузка в остальное время суток снимает этот запас.

Относительный износ изоляции определяется для каждого усредненного интервала графика с постоянной среднеквадратичной на-

грузкой. На основании расчетов, произведенных для разных значений использования пропускной способности $\frac{N}{N_0}$ или заполнения графика нагрузки $\frac{P_{сим}}{P_р}$, времени хода поезда по фидерной зоне $t$, интервала между поездами $\theta$, составлены кривые значения $k_м$, приведенные на рис. 1-8, по которым рекомендуется определять необходимую мощность трансформатора.

В результате обсуждения предложенных способов расчетов установлено, что наиболее правильной методикой является такая, которая позволит на основании анализа графиков нагрузок действующих тяговых подстанций

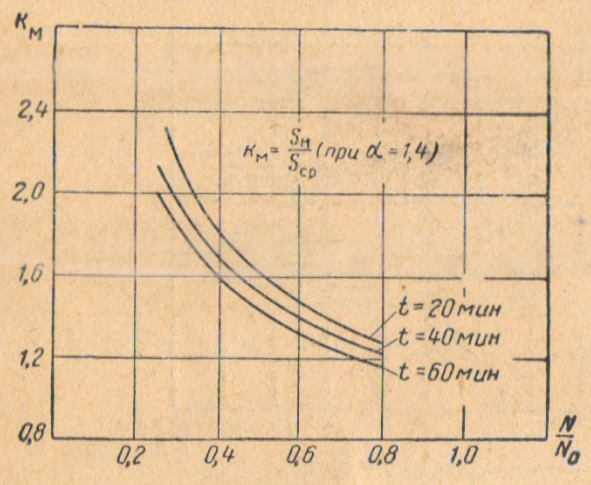



Рис. 1-8

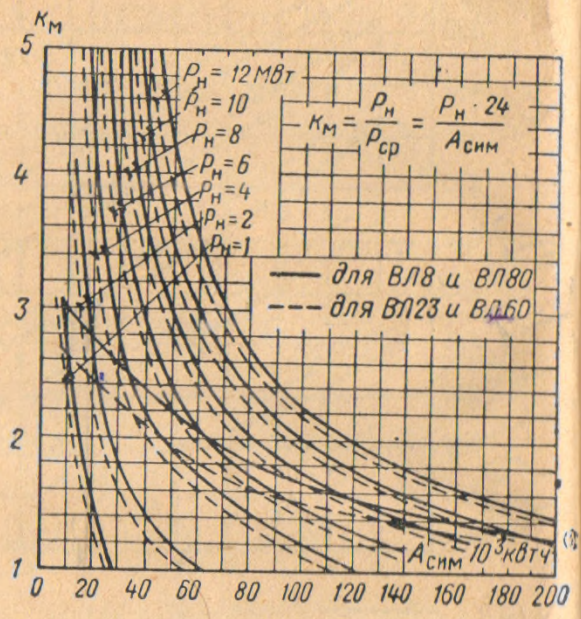



Рис. 1-9

и научной обработки статистических данных сделать обобщения опыта работы электрифицированных линий. Работы эти еще не доведены до уровня, позволяющего создать достаточно обоснованную окончательную методику расчетов. Также не вполне доработана и методика, основанная на условных расчетных режимах.

Тем не менее близкие по результатам различные предложения взаимно подтверждают приемлемость методов, использующих анализ действующих графиков нагрузок и статистическую обработку их для практических расчетов.

Это подтверждается последней работой, выполненной ЦНИИ, где были сопоставлены и исследованы результаты расчетов по всем этим предложениям и рекомендованы кривые (рис. 1-9) для расчетов при известной максимальной часовой нагрузке — $P_и$ (тонкие линии) и для расчетов на перспективу (толстые линии).

На этом основании рекомендуются для использования в проектировании следующие временные положения и расчетные кривые по определению мощности тяговых подстанций.

Необходимая для тяги мощность трансформаторов тяговых подстанций постоянного тока определяется выражением

$$P_{эт} = P'_{сим}\, k'_м\, k'_э + P''_{сим}\, k''_м\, k''_э, \qquad (1\text{-}19)$$

где $k'_м$ и $k''_м$ принимаются по кривым, приведенным на рис. 1-10, в зависимости от суточного электропотребления $A_{сим}$ или средней мощности на 1 *км* $p_{ср}$;

$k'_э$ и $k''_э$ — коэффициенты эффективности нагрузки по плечам питания;

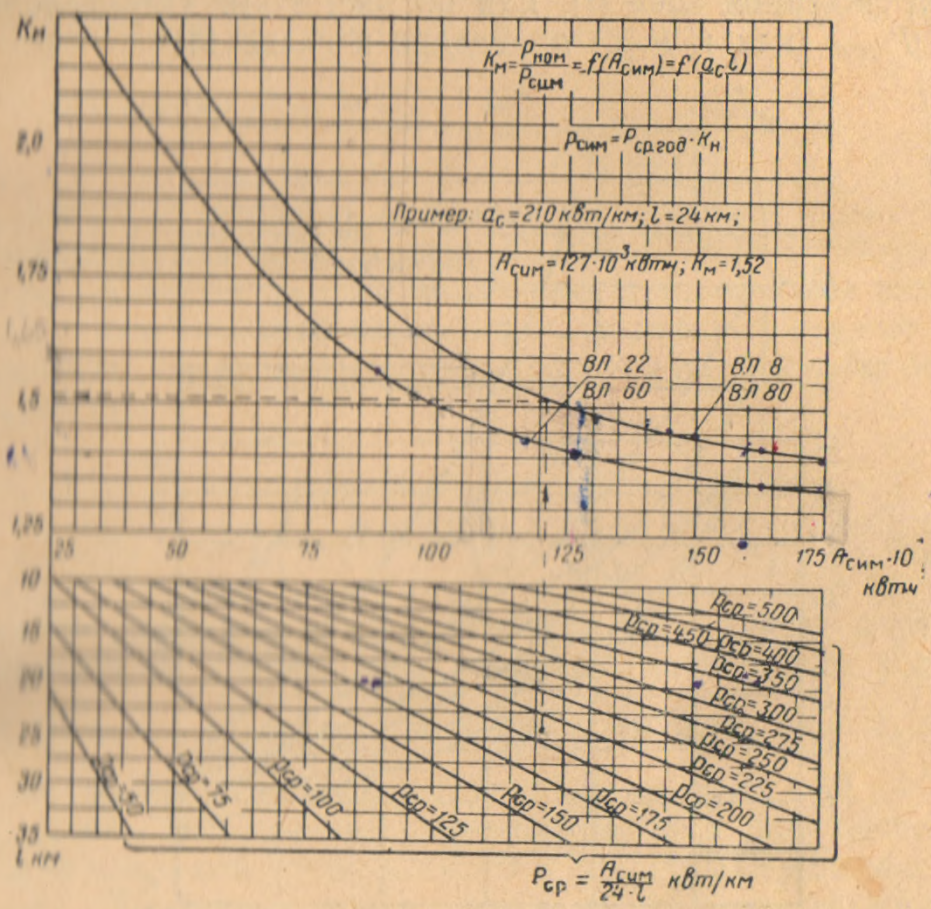



Рис. 1-10

$P'_{сим}$ и $P''_{сим}$ — средние нагрузки тяговой подстанции за средние сутки интенсивного месяца по плечам питания, определяемые по выражению

$$P_{сим} = \frac{\sum(Ma)}{8\,760}\, k_с\, k_н. \qquad (1\text{-}20)$$

Здесь $M$ — тонно-километры на участке питания по годовому грузопотоку брутто и пассажирскому движению в обоих направлениях в млн. *ткм*;

$a$ — удельное электропотребление в *вт·ч/ткм* для соответствующего рода движения;

$k_с$ — коэффициент, учитывающий потери в контактной сети, на маневры, на зимние условия работы;

$k_н$ — коэффициент сезонной неравномерности движения поездов.

При переменном токе влияние несимметричной однофазной нагрузки учитывается отдельным коэффициентом (см. ниже).

В случае значительной неравномерности нагрузок и при небольшом заполнении графика нагрузок рекомендуется определять $k_м$ по рис. 1-11 в зависимости от соотношения $\frac{P_{сим}}{P_{макс}}$ (средней и максимальных нагрузок) и времени хода расчетного поезда на фидерной зоне ($t$), или по рис. 1—9. Определение значений $P_{макс}$ (как и $P_{сим}$) приведено в главе 11.

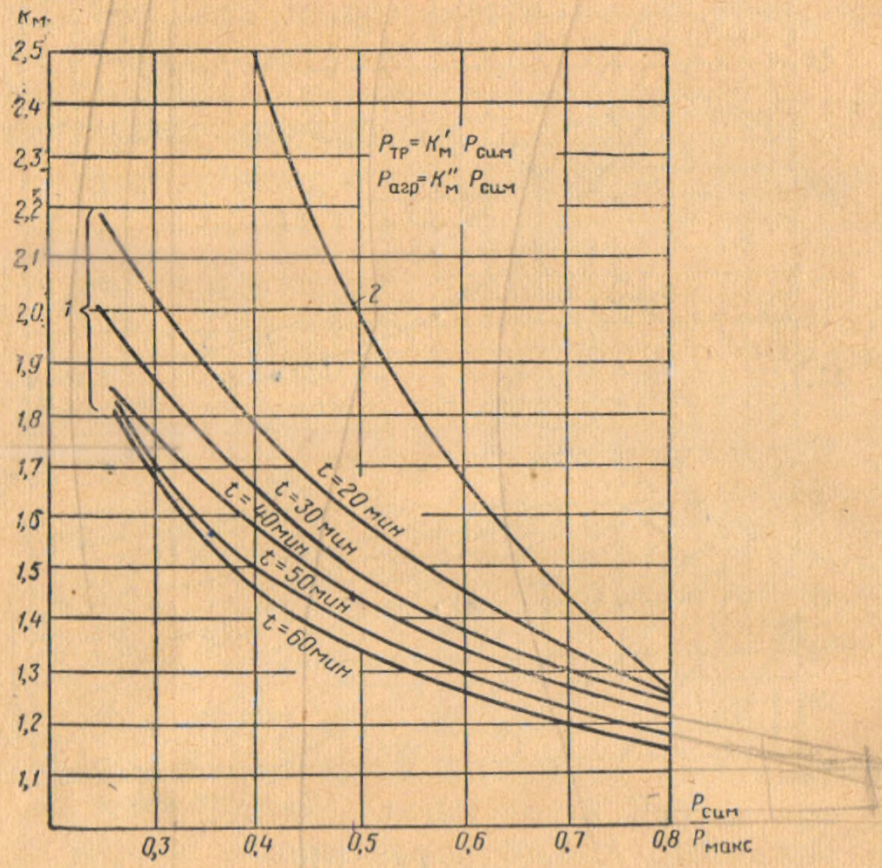



Рис. 1-11

Приведенные на рис. 1-10 и 1-11 кривые коэффициентов $k_м$ годятся как для двухпутных, так и для однопутных линий.

Но для однопутных линий, где, как правило, в отдельные периоды, различные для разных подстанций, почти полностью используется пропускная способность линии, рекомендуется вести расчет по максимальным нагрузкам.

### Тяговые подстанции переменного тока

В настоящее время при электротяге на переменном токе применяются трехфазные двух- или трехобмоточные трансформаторы, включаемые по схеме Y/Y/△. Ведутся исследования по применению на этих подстанциях для тяговой нагрузки однофазных трансформаторов, включенных по схеме открытого треугольника V/V. Пре-

имуществами и являются меньшая несимметрия напряжения у районных потребителей, возможность пофазного регулирования напряжения и эксплуатационные удобства при выделенной районной нагрузке. Недостатком является некоторое ухудшение экономических показателей при отказе от совместного энергоснабжения тяги и района (при относительно небольшой районной нагрузке).

Мощность применяемых сейчас трехфазных трансформаторов определяется по току наиболее загруженной фазы в соответствии с формулами (1-10), (1-11) и (1-12), а именно:

$$S_{э\,т} = 3U_н I_{э\,са} = U_н \sqrt{4I_{эа}^2 + I_{эb}^2 + 2I_a I_b} = \\ = S_{та} k_{э\,са} \sqrt{4 + n^2 + 2n}, \qquad (1\text{-}21)$$

где $S_{та} = U_н I_a$ — мощность наиболее загруженной фазы.

Неравномерность тяговой нагрузки трехфазного тягового трансформатора позволяет за счет недогрузки третьей фазы несколько увеличить нагрузку двух первых фаз, питающих тяговые плечи. Это увеличение оценивается коэффициентом $\gamma > 1$, значение которого следующее [1]:

$$\gamma = \frac{S_a}{S_н} = \frac{1{,}525}{\sqrt{1 + 0{,}45\left[1 + \left(\frac{S_b}{S_a}\right)^2 + \left(\frac{S_c}{S_a}\right)^2\right]}}. \qquad (1\text{-}22)$$

Влияние неравномерности нагрузки фаз лучше определять в зависимости от соотношения нагрузки плеч $n$ и от удельного веса районной нагрузки $m = \frac{S_р}{S_т}$ коэффициентом $k_ф = \frac{1}{\gamma} = f(n, m)$, значение которого приведено на рис. 1-12.

На тяговых подстанциях переменного тока для компенсации реактивной мощности устанавливаются емкостные компенсирующие устройства, присоединяемые к отстающей фазе трансформатора и уменьшающие потребную мощность тяговых трансформаторов. Коэффициент, учитывающий снижение этой мощности, определяется следующим выражением [13]:

$$k_к = \sqrt{\frac{4n^2 + 2n + 1}{n^2 + 2n + 4} - \frac{4Q^2 - \left[2\left(I_n \varphi + \sqrt{3}\cos\varphi\right) + 8nI_n\varphi\right] Q_к S_a}{\left(n^2 + 2n + 4\right) S_n^2}}, \qquad (1\text{-}23)$$

где $Q$ — полезная реактивная мощность компенсирующего устройства;

$n$ — соотношение нагрузок плеч питания.

Значения $k_к$ в зависимости от мощности наиболее загруженной фазы $S_{та}$ и соотношения нагрузок плеч питания приведены на рис. 1-13.

Следует учесть, что приведенные на этом рисунке кривые дают несколько завышенные значения $k_к$, так как рассчитаны для $\cos\varphi_1 = 0{,}8$; $Q_к = 5$ *Мвар* и не учитывают влияния изменения коэф-

фициента эффективности, так как предполагают максимальный, а не средний расчетный режим.

В предварительных расчетах можно принимать влияние компенсирующего устройства обратно пропорциональным изменению коэффициента мощности

$$k_к = \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2}.$$

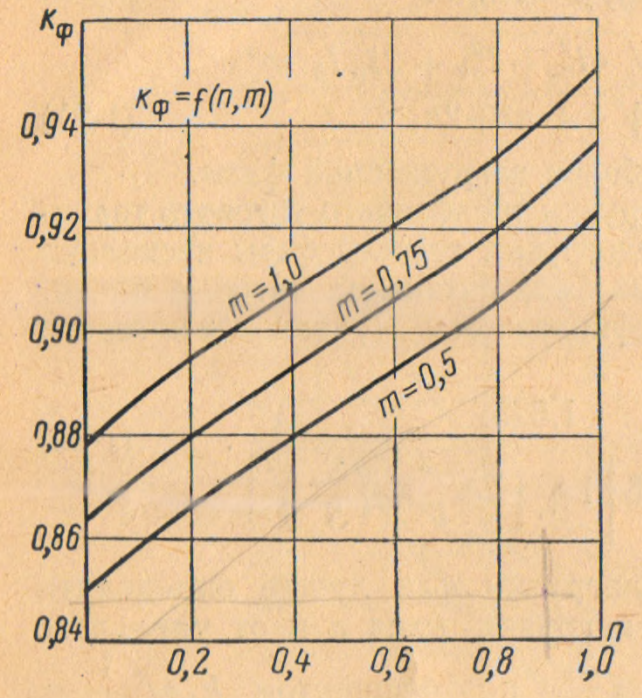



Рис. 1-12

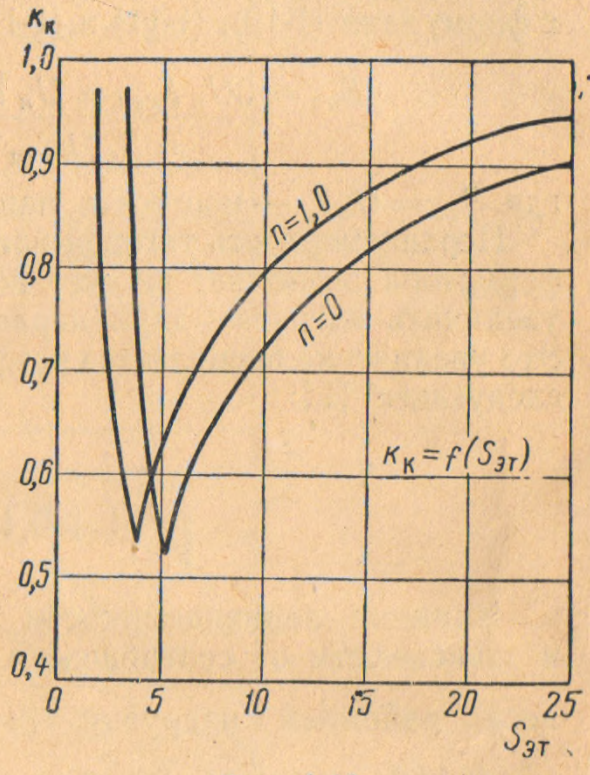



Рис. 1-13

В соответствии с изложенным, а также в соответствии с формулой (1-14) ниже приводится приближенное (несколько завышенное за счет применения коэффициента $k_{эс}$, а не $k_{эсп}$) значение расчетной тяговой мощности трансформатора

$$S_{эт} = (2S_{та}\, k_{ма}\, k_{эса} + 0{,}65 S_{тb}\, k_{мb}\, k_{эсb})\, k_ф\, k_к. \qquad (1\text{-}24)$$

Для приближенных расчетов можно принимать

$$k_ф\, k_к = 0{,}9 \frac{0{,}85}{0{,}93} = 0{,}83.$$

В табл. 1-1 приведены основные параметры тяговых трансформаторов, применяемых на тяговых подстанциях переменного тока.

## Тяговые подстанции постоянного тока

В настоящее время на тяговых подстанциях постоянного тока применяются разборные и запаянные металлические одноанодные выпрямители различной мощности с различными схемами соединений.

Таблица 1-1

| Показатели | Характеристика трансформаторов тяговых подстанций[1] | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Трехфазные или однофазные | Тип трансформатора | Первичное напряжение в *кв* | Двухобмоточные или трехобмоточные | Напряжение второй и третьей обмоток в *кв* | Мощность в *Мва* |
| **Для тяговых подстанций переменного тока** | | | | | |
| Трехфазные . . . | ТДГ и ТДНГ | 110 | Двухобмоточные | 27,5 | 20; 31,5; 40,5[2] |
| » . . . | ТДТГ и ТДТНГ | 110 | Трехобмоточные | 35 и 27,5<br>27,5 и 11 | 20; 31,5:<br>40,5[2] |
| » . . . | ТДТНГ | 220 | То же | 27,5 и 11 | 40[3] |
| Однофазные[4] . . | ОДГ | 110 | Двухобмоточные | 27,5 | 10,5; 13,5; 15; 20; 23; 40 |
| **Для тяговых подстанций постоянного тока** | | | | | |
| Тяговые . . . . . | ТМРУ-6200 и ТМРУ-16000 | 10[5] | Двухобмоточные | Выпрямленное 3,3 | 5<br>10 |
| Понизительные . | ТДГ и ТДНГ | 110 | То же | 35 или 11 | 10; 15; 20 |
| | ТДТНР | 110 | Трехобмоточные | 35 и 11 | 10; 15; 20 |

[1] Параметры трансформаторов—потери и пр.—см. в табл. 11-1.
[2] Разрабатываются мощностью 10 и 15 *Мва*.
[3] Разрабатываются мощностью 20 и 60 *Мва*.
[4] Проект.
[5] Разрабатывается трансформатор типа ТДРУНГ-20 с первичным напряжением 110 *кв*.

В ближайшем будущем промышленность начнет поставлять для электротяги полупроводниковые силовые выпрямители.

Выбор оптимальной мощности выпрямительного агрегата и области применения различных схем и типов выпрямителей является инженерной задачей, которая должна решаться на основе технико-экономических расчетов.

Поскольку поставки выпрямительных агрегатов ограничены возможностью промышленности, тип агрегата для каждого электрифицируемого участка указывается в техническом задании МПС на разработку проекта или директивными указаниями МПС на определенный ограниченный период.

Характеристика выпрямительных агрегатов, поставляемых в настоящее время заводом «Уралэлектроаппарат» (разборные выпрямители) и Ставропольским заводом (запаянные выпрямители), приведена в табл. 1-2.

Для разборных типов выпрямителей наиболее эффективной является схема с последовательным соединением вентилей, обеспечивающая увеличение мощности выпрямительного агрегата, гарантируемой заводом до 10 000 *квт*. Мостовая схема при разборных вентилях работает менее устойчиво и потому мощность агрегата с мостовой схемой значительно меньше. Однако при мостовой схеме имеется возможность создания безусловной 12-фазной схемы вы-

Таблица 1-2

| Показатель | Характеристика ртутновыпрямительных агрегатов | | | |
|---|---|---|---|---|
| Мощность агрегата в *квт* | 5 000 | 10 000 | 4 000 | 3 300 |
| Выпрямление напряжений в *в* | 3 300 | 3 300 | 3 300 | 3 300 |
| Номинальный ток в *а* | 1 500 | 3 000 | 1 200 | 1 000 |
| Тип выпрямителя | АРМНВ-750×6 | АРМНВ-750×6 | ИВС-200/10×6 | ИС-200/10×6 |
| Количество выпрямителей в агрегате | 2 | 2 | 1 | 1 |
| Тип вентиля | В-750 разборный | В-750 разборный | ИВС-200/10/1 запаянный | ИВС-200/10/1 запаянный |
| Количество вентилей в агрегате | 12 | 12 | 6 | 6 |
| Схема включения вентилей | Мостовая | Последовательная | Нулевая | Нулевая |
| Допустимая перегрузка выпрямителя | 50%—2 *ч*; 200%—1 *мин* | 25%—10 *мин*; 50%—1 *мин* | 25%—10 *мин*; 50%—1 *мин* | 25%—15 *мин*; 50%—2 *мин*; 100%—10 *сек* |
| Вес выпрямителя в *кг* | 2 660×2 | 2 660×2 | 482 | 1 165 |
| Габариты выпрямителя (одного) ширина×длина×высота | 2 500××1 450××2 367 | 2 500××1 450××2 367 | 1 040××1 655××820 | 1 430××1 800××2 350 |
| Охлаждение | Водяное | | | Воздушное |
| Тип и количество охлаждающих устройств | АТВ-3000 1 | АТВ-3000 2 | АТВ-3000 1 | ЭВР-5 1 |
| Тип трансформатора | ТМРУ-6200/10 | ТМРУ-16000/10 | ТМРУ-6200/10 | ТМРУ-6200/10 |

Примечание. Разрабатывается агрегат мощностью 8 000—10 000 *квт*, состоящий из запаянных вентилей—игнитронов с водяным либо воздушным охлаждением.

прямления тока, что значительно уменьшает гармонические составляющие выпрямленного тока и сокращает расходы на защиту от них и в энергосистеме, и в линиях связи. Это следует учитывать при выборе типа разборного выпрямителя.

Наиболее прогрессивным типом выпрямителя, бесспорно, является запаянный воздухоохлаждаемый также с последовательной или мостовой схемой включения вентилей.

За последние годы (начиная с 1959 г.) выпрямители с последовательным соединением вентилей получили широкое применение на действующих и вновь электрифицируемых участках. Почти все подстанции с количеством энергии, перерабатываемой за сутки, порядка 80 000 *квт·ч* и более оборудованы такими выпрямителями, что позволило исключить полностью обратные зажигания на них. На подстанциях с меньшими нагрузками, где сохранились еще выпрямители по нулевой схеме, применение так называемого заанодирования сеток также обеспечило надежную работу выпрямителей.

В соответствии с ГОСТ 2329—62 на выпрямители длительная перегрузка их больше 15 *мин* не допускается. Однако ГОСТ не учитывает последовательных соединений вентилей и неравномерности тяговых нагрузок в режиме перегрузок. Поэтому, учитывая опыт эксплуатации, есть основания считать, что нагрузочная способность выпрямительных агрегатов на двухпутных линиях определяется их трансформаторами.

Следовательно, требуемая мощность выпрямительных агрегатов подстанции может определяться по формуле (1-19), которая может быть представлена в следующем виде:

$$P_{эт} = \left( p'_{сим} \frac{l_1}{2} k_{эс1} k_{м1} + p''_{сим} \frac{l_2}{2} k_{эс2} k_{м2} \right), \qquad (1\text{-}25)$$

где $p'_{сим}$ и $p''_{сим}$ — линейные нагрузки в *квт/км* по плечам питания;

$l_1$ и $l_2$ — длины фидерных зон.

На однопутных линиях значение $k_м$ в формуле (1-25) должно приниматься по кривой *2* на рис. 1-11.

В соответствии с рекомендациями ЦНИИ [8] при небольших нагрузках ($A_{сим} < 35 \cdot 10^3$ *квт·ч*) следует проверять выбранные мощности агрегата по двухминутной нагрузке. Однако в проектных расчетах на перспективу необходимость в этом встречается редко.

Количество рабочих агрегатов определяется по необходимой расчетной мощности подстанции и номинальной мощности одного агрегата

$$n_{раб} = \frac{P_{эт}}{P_{ном\ агр}\ k_{пер}}, \qquad (1\text{-}26)$$

где $P_{эт}$ — требуемая мощность подстанции по расчетному режиму;

$P_{ном\ агр}$ — номинальная мощность одного ртутновыпрямительного агрегата или тягового трансформатора (для тяги переменного тока);

$k_{пер}$ — коэффициент допускаемой по ГОСТу перегрузки выпрямителя.

При расчете по $k_м$ принимать $k_{пер} = 1$.

Выбор мощности понизительных трансформаторов для тяговых подстанций постоянного тока с двухступенчатой трансформацией, а также трансформаторов тяговых подстанций переменного тока с учетом районной нагрузки приведен в § 11-5.

## § 1-4. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Способы резервирования мощности тяговых подстанций и нормативные требования в этой части изложены в § 11-3 настоящего пособия.

В данном параграфе рассмотрены вопросы естественного или искусственного перераспределения нагрузок между тяговыми под-

станциями с целью использования для резервирования свободной мощности смежных тяговых подстанций благодаря влиянию внешних характеристик подстанции или путем регулирования напряжения на них.

При электротяге на переменном токе влияние внешних характеристик на необходимую мощность трансформаторов параллельно работающих тяговых подстанций подробно рассмотрено в работе ЦНИИ [14]. В ней выведены следующие выражения для определения нагрузки фазовых обмоток трансформаторов с обмотками, вклю-

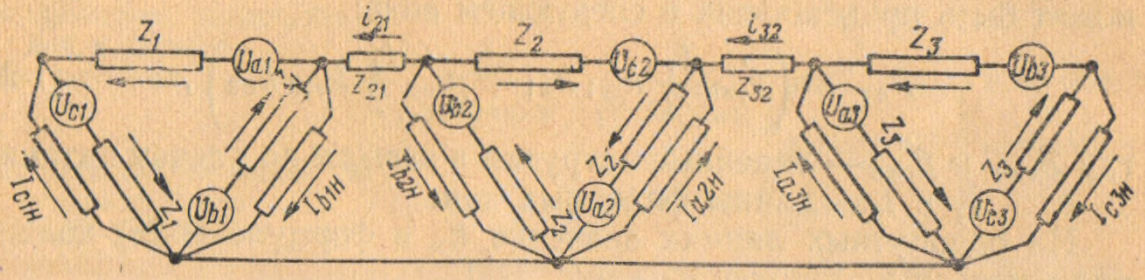



Рис. 1-14

ченными по схеме $\lambda/\Delta$ для трех параллельно работающих тяговых подстанций (схема замещения и все обозначения приведены на рис. 1-14):

$$\dot{I}_{a1} = -\frac{1}{3}\dot{I}_{c1н} - \frac{1}{3}\dot{I}_{b1н} +$$

$$+\frac{1}{3}\left[\frac{U_{b2} - U_{b1} - \frac{2}{3}I_{b2н}z_2 + \frac{1}{3}I_{a2н}z_2 + \frac{2}{3}\dot{I}_{b1н}z_1 - \frac{1}{3}\dot{I}_{c1н}z_1}{\frac{2}{3}z_2 + z_{21} + \frac{2}{3}z_1}\right];$$

$$\dot{I}_{b1} = \frac{2}{3}\dot{I}_{b1н} - \frac{1}{3}I_{c1н} -$$

$$-\frac{2}{3}\left[\frac{U_{b2} - U_{b1} - \frac{2}{3}\dot{I}_{b2н}z_2 + \frac{1}{3}\dot{I}_{a2н}z_2 + \frac{2}{3}I_{b1н}z_1 - \frac{1}{3}\dot{I}_{c1н}z_1}{\frac{2}{3}z_2 + z_{21} + \frac{2}{3}z_1}\right];$$

$$\dot{I}_{c1} = \frac{2}{3}\dot{I}_{c1н} - \frac{1}{3}\dot{I}_{c1н} +$$

$$+\frac{1}{3}\left[\frac{U_{b2} - U_{b1} + \frac{2}{3}\dot{I}_{b2н}z_2 + \frac{1}{3}\dot{I}_{a2н}z_2 + \frac{2}{3}\dot{I}_{b1н}z_1 - \frac{1}{3}\dot{I}_{c1н}z_1}{\frac{2}{3}z_2 + z_{21} + \frac{2}{3}z_1}\right];$$

$$\dot{I}_{b2} = \frac{2}{3}\dot{I}_{b2н} - \frac{1}{3}\dot{I}_{a2н} +$$

$$+\frac{2}{3}\left[\frac{U_{b2} - U_{b1} - \frac{2}{3}\dot{I}_{b2н}z_2 + \frac{1}{3}\dot{I}_{a2н}z_2 + \frac{2}{3}\dot{I}_{b1н}z_1 - \frac{1}{3}\dot{I}_{c1н}z_1}{\frac{2}{3}z_2 + z_{21} + \frac{2}{3}z_1}\right];$$

$$\dot{I}_{c2} = -\frac{1}{3}\dot{I}_{a2н} - \frac{1}{3}\dot{I}_{b2н} -$$

$$-\frac{1}{3}\left[\frac{U_{b2} - U_{b1} - \frac{2}{3}\dot{I}_{b2н}z_2 + \frac{1}{3}\dot{I}_{a2н}z_2 + \frac{2}{3}\dot{I}_{b1н}z_1 - \frac{1}{3}\dot{I}_{c1н}z_1}{\frac{2}{3}z_2 + z_{21} + \frac{2}{3}z_1}\right]. \quad (1\text{-}27)$$

Принимая для приближенных расчетов одинаковыми нагрузки по плечам питания $I_{aн}$, $I_{bн}$, $I_{cн}$, сопротивление трансформаторов $z_п$ и сопротивление тяговой сети $z_{тс}$, а также первичные напряжения подстанции $U$, имеем следующие выражения для нагрузок обмоток тяговых трансформаторов средней подстанции с учетом и без учета внешних характеристик ее $\dot{I}_{a2} = \frac{1}{3}\dot{I}_{aн}B$, где $B$ имеет следующие значения.

| Обмотка | С учетом внешних характеристик | Без учета внешних характеристик |
|---|---|---|
| $a2$ | $2 - a^2 + \left[\frac{z_п a^2}{\frac{4}{3}z_п + z_{ст}}\right]$ | $2 - a^2$ |
| $b2$ | $2a^2 - 1 + \left[\frac{z_п}{\frac{4}{3}z_п + z_{ст}}\right]$ | $2a^2 - 1$ |
| $c2$ | $1 + a^2 - \left[\frac{z_п a}{\frac{4}{3}z_п + z_{ст}}\right]$ | $1 + a^2$ |

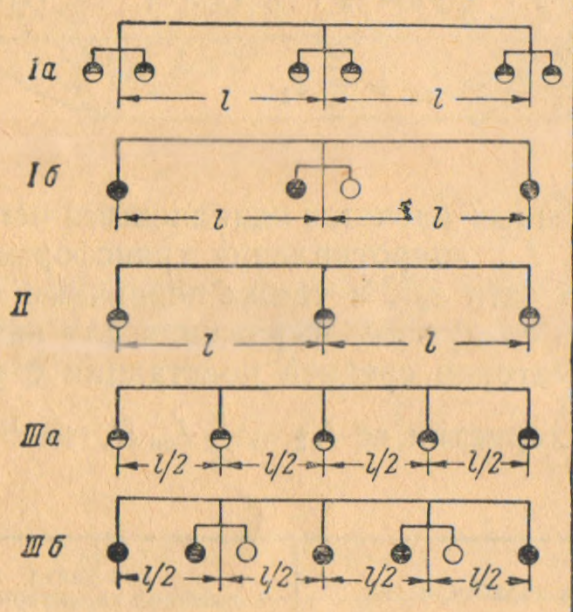
(1-28)

Здесь $a$ — оператор поворота векторов, причем

$$\dot{I}_{bн} = a^2\dot{I}_{aн}; \quad \dot{I}_{cн} = a\dot{I}_{aн}.$$

Как видно из выражений (1-28), влияние внешних характеристик подстанции, которое учитывается выражениями, помещенными в квадратные скобки, тем больше, чем больше сопротивление подстанции $z_п$, т. е. чем меньше мощность трансформаторов и чем меньше число их. При одном трансформаторе вместо двух влияние внешних

характеристик вдвое больше. Увеличение сопротивления контактной сети $z_{тс}$ уменьшает влияние внешних характеристик. Уравнительные токи, возникающие вследствие неодинакового наклона внешних характеристик подстанции, разгружают обе фазы тяговых обмоток трансформаторов, питающих контактную сеть и определяющие мощность трансформаторов, нагружая незагруженную фазу. При этом отстающая по ходу вращения векторов фаза *b* разгружается больше, чем опережающая фаза *a*.




| Варианты | Необходимая мощность в % от $S_т$ | | |
|---|---|---|---|
| | трансформатора | подстанции | на фидерную зону l |
| Ia | 60 / 55 | 120 / 110 | 120 / 110 |
| Iб | 100 / 98 | 150 / 140 | 150 / 140 |
| II | 150 / 140 | 150 / 140 | 150 / 140 |
| IIIa | 75 / 65 | 75 / 65 | 150 / 130 |
| IIIб | 50 / 45 | 75 / 68 | 150 / 135 |

Условные обозначения:
● рабочий трансформатор; ○ резервный трансформатор, ◓ резервирование в мощности

В числителе – без учета РПН, в знаменателе – с учетом РПН

Рис. 1-15

Уравнительные токи уменьшают потери мощности в трансформаторах, но увеличивают потери мощности в тяговой сети. В экономических сопоставлениях эти потери можно не учитывать, так как сумма их почти одинакова.

Уравнительные токи уменьшают необходимую мощность подстанции при двух трансформаторах 20 *Мва* на 5—10% (в зависимости от того, какая фаза является расчетной, более загруженной, — отстающая или опережающая); при одном трансформаторе 20 *Мва* необходимая мощность снижается соответственно на 10—20%. Это обстоятельство необходимо учитывать при выборе схемы резервирования. Чтобы использовать свободную мощность смежных подстанций в размере большем, чем это обеспечивается уравнитель-

ными токами, необходимо применить автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой (АРПН).

На рис. 1-15 приведены разные варианты схем питания и резервирования: резервирование мощности (варианты *Iа*, *II*, *IIIа*), резервный агрегат — один на две подстанции (варианты *Iб* и *IIIб*) и показана необходимая мощность в процентах от расчетной мощности $S_т$.

Как видно, при наличии АРПН наиболее рациональным (по требуемой мощности) является вариант *Iа*, при отсутствии АРПН — вариант *IIIа* (вариант *Iа* превращается в вариант *II*, а вариант *IIIб* — 8*IIIа*).

По тяговым подстанциям постоянного тока расчет пределов изменения напряжения для использования резервной мощности смежных подстанций приведен ниже, а особенности расчета одноагрегатных подстанций — в отдельной главе.

## § 1-5. РАСЧЕТ ПРЕДЕЛОВ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ НА СОСЕДНИХ ПОДСТАНЦИЯХ

В практике эксплуатации встречаются случаи необходимости передачи нагрузки с одной подстанции на соседние.

Для такого перераспределения нагрузки практически всегда потребуется принудительное регулирование напряжения на тяговых подстанциях. В настоящее время такое регулирование можно реально осуществить при помощи трансформаторов с переключением ответвлений под нагрузкой.

В связи со сказанным ясно, что при уточнении расчета энергоснабжения электрических железных дорог важным вопросом является расчет мощности тяговых подстанций с учетом возможностей регулирования напряжения на их шинах. При этом важно не только уметь найти действительную нагрузку подстанции с учетом фактического режима напряжения, но и решить обратную задачу. Эта обратная задача будет заключаться в определении уровней напряжения на различных подстанциях, обеспечивающих желаемое распределение нагрузки между ними.

Для решения обеих этих задач воспользуемся методом, изложенным в главе 8.

Подставляя в формулу (8-10) коэффициенты $A_x$, $B_x$ и $C_x$, определенные по значениям $\varphi_x$ и $\gamma_x$, найденным из формулы (8-8), получим следующее выражение:

$$I_x = \frac{1}{1 + \frac{\rho_x}{R_{x-1}} + \frac{\rho_x}{R_x}} \left( I'_{0x} + \frac{\rho_{x-1}}{R_{x-1}} I'_{0x-1} + \frac{\rho_{x+1}}{R_x} I'_{0x+1} \right). \qquad (1\text{-}29)$$

Кроме того, согласно (8-11) имеем

$$I'_{0x} = I_{0x} + \frac{U_{0x} - U_{0x-1}}{R_{x-1}} + \frac{U_{0x} - U_{0x+1}}{R_x}, \qquad (1\text{-}30)$$

где $I_{0x}$ — нагрузка подстанции, определенная в предположении равенства напряжений всех подстанций;
$U_{0x}$ — напряжение холостого хода подстанции $x$;
$R_x$ — сопротивление фидерной зоны между подстанциями $x$ и $x+1$.

Формулы (1-29) и (1-30) дают возможность найти пределы регулирования напряжения тяговых подстанций для разгрузки одной из них. Пусть, например, необходимо ограничить нагрузку подстанции $x$, передав часть ее на подстанции $x-1$ и $x+1$. Необходимость в этом встретится при отключении агрегата на подстанции, не имеющей резерва. В этом случае можно положить $U_{0x-1} = U_{0x+1} = U'_0$ и $U_{0x} = U''_0$, а действительную нагрузку подстанции $x$ приравнять максимально допустимой $I_m$.

Пусть, кроме того, до регулирования напряжения холостого хода на всех подстанциях были равны $U_0$:

$$I'_{0x} = I_{0x} + \left(\frac{1}{R_{x-1}} + \frac{1}{R_x}\right)(U''_0 - U'_0);$$

$$I'_{0x-1} = I_{0x-1} + \left(\frac{1}{R_{x-2}} + \frac{1}{R_{x-1}}\right)U'_0 - \left(\frac{U_0}{R_{x-2}} + \frac{U''_0}{R_{x-1}}\right);$$

$$I'_{0x+1} = I_{0x+1} + \left(\frac{1}{R_x} + \frac{1}{R_{x+1}}\right)U'_0 - \left(\frac{U''_0}{R_x} + \frac{U_0}{R_{x+1}}\right).$$

Решение этих уравнений совместно с (8-4) даст

$$U''_0 = \frac{R_x R_{x-1}}{R_x\left(\frac{\rho_{x-1}}{R_{x-1}} - 1\right) + R_{x-1}\left(\frac{\rho_{x+1}}{R_x} - 1\right)} \times$$

$$\times \left\{ I_{0x} + \frac{\rho_{x-1}}{R_{x-1}} I_{0x-1} + \frac{\rho_{x+1}}{R_x} I_{0x+1} - \left(1 + \frac{\rho_x}{R_{x-1}} + \frac{\rho_x}{R_x}\right) - \right.$$

$$- U_0\left(\frac{\rho_{x-1}}{R_{x-1}R_{x+2}} + \frac{\rho_{x+1}}{R_x R_{x+1}}\right) + \frac{U'_0}{R_x}\left[\rho_{x-1}\frac{R_x}{R_{x-1}}\left(\frac{1}{R_{x-2}} + \frac{1}{R_{x-1}}\right) + \right.$$

$$\left. \left. + \rho_{x+1}\left(\frac{1}{R_x} + \frac{1}{R_{x+1}}\right) - \frac{R_x}{R_{x-1}} - 1\right]\right\}. \qquad (1\text{-}31)$$

Эта формула даст возможность найти необходимый уровень напряжения на подстанции $x$ в зависимости от напряжения на соседних подстанциях $U'_0$ при напряжении $U_0$ на остальных подстанциях и допустимой нагрузке подстанции $x$ — $I_m$.

## § 1-6. РАСЧЕТ НАГРУЗОК ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ РАЗМЕРОВ ДВИЖЕНИЯ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ОДНОЙ ПОДСТАНЦИИ

В ряде случаев при проектировании системы энергоснабжения возникает необходимость определить условия работы подстанций при отключении одной из них. Интерес могут представлять нагрузки соседних с отключенной подстанцией при сохранении полных размеров движения и допустимые по мощности оставшихся подстанций размеры движения.

Эти вопросы, конечно, можно решить обычными изложенными ранее методами, повторив все расчеты для новых расстояний между подстанциями. Такой путь даст наиболее точные результаты, но связан с весьма громоздкими вычислениями. Это последнее обстоятельство особенно важно учитывать при поочередном рассмотрении отключения различных подстанций. Излагаемый ниже метод даст возможность значительно упростить решение этих задач за счет использования результатов расчетов, выполненных для нормального режима работы системы энергоснабжения.

Рассмотрим 3 подстанции: $x-1$, $x$ и $x+1$ и положим, что отключается подстанция $x$. Средние нагрузки этих подстанций в нормальном режиме обозначим соответственно через $I_{0x-1}$, $I_{0x}$ и $I_{0x+1}$.

При отключении подстанции $x$ ее нагрузка распределится между подстанциями $x-1$ и $x+1$ в отношении, обратно пропорциональном сопротивлениям между отключенной подстанцией и соседними с ней. Таким образом, после отключения подстанции $x$ получим:

$$\left.\begin{aligned} I_{x-1} &= I_{0x-1} + \frac{R_x}{R_{x-1}+R_x} I_{0x}; \\ I_{x+1} &= I_{0x+1} + \frac{R_{x-1}}{R_{x-1}+R_x} I_{0x}. \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}32)$$

Здесь по-прежнему:

$R_x$ — сопротивление контактной сети и рельсов справа от подстанции $x$, т. е. между подстанциями $x$ и $x+1$;

$R_{x-1}$ — то же слева от подстанции $x$ (между подстанциями $x-1$ и $x$).

Для оценки загрузки подстанций интерес представляют эффективные нагрузки подстанций $x-1$ и $x+1$.

Для определения их используем соотношения:

$$I_{0эx-1} = k_{0x-1} I_{0x-1}; \quad I_{0эx} = k_{0x} I_{0x}; \quad I_{0эx+1} = k_{0x+1} I_{0x+1};$$

$$I_{эx-1} = k_{x-1} I_{x-1} \quad \text{и} \quad I_{эx+1} = k_{x+1} I_{x+1},$$

где $I_{0эx-1}$, $I_{0эx}$, $I_{0эx+1}$ — эффективные токи соответственно подстанций $x-1$, $x$ и $x+1$ до отключения подстанции $x$;

$I_{эx-1}$ и $I_{эx+1}$ — то же подстанций $x-1$ и $x+1$ после отключения подстанции $x$;

$k_{0x-1}$, $k_{0x}$, $k_{0x+1}$ — коэффициенты эффективности подстанций $x-1$, $x$ и $x+1$ соответственно при работе всех подстанций;

$k_{x-1}$ и $k_{x+1}$ — то же подстанций $x-1$ и $x+1$ после отключения подстанции $x$.

Эти соотношения вместе с формулой (1-32) дают:

$$\left.\begin{aligned} I_{эx-1} &= \frac{k_{x-1}}{k_{0x-1}} I_{0эx-1} + \frac{k_{x-1}}{k_{0x}} \cdot \frac{R_x}{R_{x-1}+R_x} I_{0эx}; \\ I_{эx+1} &= \frac{k_{x+1}}{k_{0x+1}} I_{0эx+1} + \frac{k_{x+1}}{k_{0x}} \cdot \frac{R_{x-1}}{R_{x-1}+R_x} I_{0эx}. \end{aligned}\right\} \quad (1\text{-}33)$$

Формулы (1-33) позволяют найти эффективные нагрузки подстанций, соседних с отключенной. Для этого, кроме рассчитанных величин, надо вновь найти коэффициенты эффективности $k_{x-1}$ и $k_{x+1}$.

Для упрощения расчетов положим в первом приближении, что

$$k_{0x-1} = k_{0x} = k_{0x+1} = k_0 \quad \text{и} \quad k_{x-1} = k_{x+1} = k,$$

тогда получим

$$\left.\begin{aligned} I_{эx-1} &= \eta\left(I_{0эx-1} + \frac{R_x}{R_{x-1}+R_x} I_{0эx}\right) \\ \text{и} \\ I_{эx+1} &= \eta\left(I_{0эx+1} + \frac{R_{x-1}}{R_{x-1}+R_x} I_{0эx}\right), \end{aligned}\right\} \quad (1\text{-}34)$$

где $\eta = \dfrac{k}{k_0}$.

Для двустороннего питания имеем

$$k_0^2 \approx 1 + \frac{4}{3n_0}\left(\frac{N_0}{N} k_{эп}^2 - 1\right),$$

где $k_{эп}$ — коэффициент эффективности тока поезда;

$N$ — число поездов за расчетный период;

$N_0$ — пропускная способность за тот же период;

$n_0$ — максимальное число поездов, которое одновременно может быть в подстанционной зоне при работе всех подстанций.

Считая фидерные зоны при нормальном режиме примерно равными, можно положить, что подстанционные зоны для подстанций $x-1$ и $x+1$ увеличатся в 1,5 раза. В соответствии с этим будем считать, что коэффициент эффективности $k$ может быть найден при замене в предыдущей формуле $n_0$ на 1,5 $n_0$

$$k^2 = 1 + \frac{4}{3n\ 1{,}5}\left(\frac{N_0}{N} k_{эп}^2 - 1\right),$$

или

$$k^2 = \frac{1}{1{,}5}(k_0^2 + 0{,}5);$$

следовательно,

$$\eta^2 = \frac{k^2}{k_0^2} = \frac{1 + \frac{0{,}5}{k_0^2}}{1{,}5},$$

или

$$\eta = \frac{k}{k_0} = \sqrt{\frac{1}{1{,}5}\left(1 + \frac{0{,}5}{k_0^2}\right)}. \qquad (1\text{-}35)$$

Рассчитав по этой формуле коэффициент $\eta$, можно по формуле (1-34) найти нагрузки подстанций, ближайших с отключенной. Для упрощения расчетов на рис. 1-16 приведена кривая зависимости $\eta$ от $k_0$.

Полученные таким путем нагрузки подстанций $x-1$ и $x+1$ будут несколько преувеличены. Это объясняется тем, что за счет понижения напряжения на этих подстанциях часть нагрузки возьмут на себя соседние с ними подстанции $x-2$ и $x+2$.

Учесть это можно, применив метод, изложенный в главе 6.

Для решения второй задачи — определение допустимых размеров движения при отключении подстанции $x$ — запишем одно из выражений (1-34), например, первое в виде

$$I_{эx-1} = k\left(\frac{I_{0эx-1}}{k_0} + \frac{R_x}{R_{x-1}+R_x} \cdot \frac{I_{0эx}}{k_0}\right).$$

Члены $\frac{I_{0эx-1}}{k_0}$ и $\frac{I_{0эx}}{k_0}$ представляют собой средние нагрузки подстанции $x-1$ и $x$. Они поэтому будут уменьшаться пропорционально уменьшению размеров движения. Вместе с тем, при снижении размеров движения несколько возрастет коэффициент эффективности нагрузки подстанций.

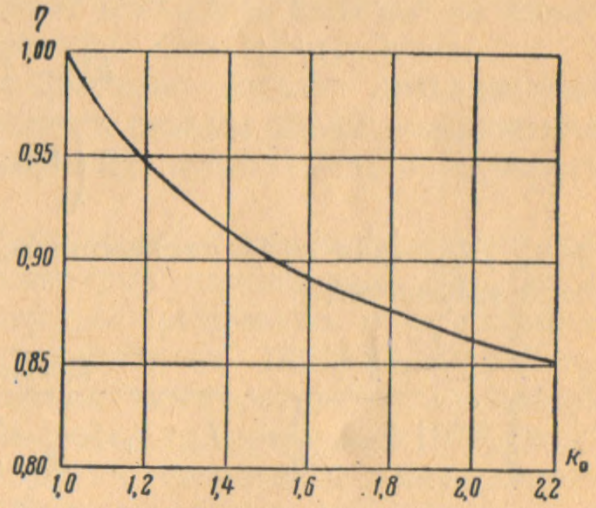


Рис. 1-16

Обозначим $\beta$ — отношение допустимых размеров движения при отключении подстанции к полным размерам движения при работе всех подстанций и через $k_\beta$ — коэффициент эффективности при новых сниженных размерах движения. Тогда, если допустимая нагрузка для подстанции $x-1$ равна $I_{mx-1}$, получим

$$I_{mx-1} = \beta k_\beta \left(\frac{I_{0эx-1}}{k_0} + \frac{R_x}{R_{x-1}+R_x} \cdot \frac{I_{0эx}}{k_0}\right);$$

для $k_\beta^2$ можно написать $k_\beta^2 = 1{,}4\alpha \frac{N_0}{1{,}5\beta N n_0} + \frac{1{,}5n_0 - 1}{1{,}5n_0}$.

Кроме того, имеем

$$k_0^2 = 1{,}4\alpha \frac{N_0}{N n_0} + \frac{n_0 - 1}{n_0}$$

Из этих двух выражений находим

$$k_\beta = \sqrt{\frac{1}{1{,}5}\left(\frac{k_0^2 - 1 + \frac{4}{3n_0}}{\beta} + 1{,}5 - \frac{4}{3n_0}\right)}.$$

При этом получим

$$I_{mx-1} = \sqrt{\frac{\beta^2}{1{,}5 k_0^2}\left(\frac{k_0^2 - 1 + \frac{4}{3n_0}}{\beta} + 1{,}5 - \frac{4}{3n_0}\right)} \times \times \left(I_{0эx-1} + \frac{R_x}{R_{x-1} + R_x} I_{0эx}\right),$$

откуда

$$\beta = \sqrt{\frac{1{,}5 k_0^2}{1{,}5 - \frac{4}{3n_0}} \cdot \frac{I_{mx-1}^2}{\left(I_{0эx-1} + \frac{R_x}{R_{x-1} + R_x} I_{0эx}\right)^2} + \frac{\left(k_0^2 - 1 + \frac{4}{3n_0}\right)^2}{4\left(1{,}5 - \frac{4}{3n_0}\right)^2}} - - \frac{k_0^2 - 1 + \frac{4}{3n_0}}{2\left(1{,}5 - \frac{4}{3n_0}\right)},$$

или, учитывая относительную малость второго члена подкоренного выражения,

$$\beta = \sqrt{\frac{1{,}5}{1{,}5 - \frac{4}{3n_0}} \cdot \frac{k_0 I_{mx-1}}{I_{0эx-1} + \frac{R_x}{R_{x-1} + R_x} I_{0эx}}} - \frac{k_0^2 - 1 + \frac{4}{3n_0}}{2\left(1{,}5 - \frac{4}{3n_0}\right)} \quad (1\text{-}36)$$

Для подстанции $x + 1$ соответственно получим

$$\beta = \sqrt{\frac{1{,}5}{1{,}5 - \frac{4}{3n_0}} \cdot \frac{k_0 I_{mx+1}}{I_{0эx+1} + \frac{R_{x-1}}{R_{x-1} + R_x} I_{0эx}}} - \frac{k_0^2 - 1 + \frac{4}{3n_0}}{2\left(1{,}5 - \frac{4}{3n_0}\right)}. \quad (1\text{-}37)$$

Допустимые размеры движения должны устанавливаться по меньшему из значений $\beta$, получаемых по формулам (1-36) и (1-37).

## § 1-7. НЕСИММЕТРИЯ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ [1]

Однофазные тяговые нагрузки создают в трехфазной питающей сети несимметрию токов, что вызывает появление несимметрии напряжений. Несимметрия токов приводит к увеличению потерь энергии, недоиспользованию установленной мощности сети и ограничивает располагаемую мощность генераторов как вследствие неравномерности загрузки фаз, так и вследствие появления вибраций от действия поля обратной последовательности, создающей в роторе спектр четных, а в статоре — спектр нечетных гармоник. Несимметрия напряжений приводит к значительному нагреву асинхронных и синхронных машин из-за того, что сопротивление обратной последовательности их меньше сопротивления прямой последовательности в число раз, равное кратности пускового тока, т. е. в 5—9 раз.

Неравенство напряжений по фазам создает неодинаковые условия для осветительных ламп: при высоком напряжении они имеют сокращенный срок службы, а при низком уменьшается световой поток. Наконец, несимметрия напряжений неблагоприятно сказывается на работе ртутновыпрямительных установок промышленности и транспорта, так как при этом аноды выпрямителей загружаются неравномерно, что ограничивает нагрузочную способность ртутных выпрямителей, а на вторичной стороне появляются четные гармоники значительной величины. Это в свою очередь на дорогах постоянного тока усиливает мешающее влияние на линии связи и выводит из строя конденсаторы фильтрустройств.

Кроме того, несимметрия напряжений создает неодинаковые по плечам питания, присоединенным к разным фазам, напряжения в контактной сети, что ограничивает пропускную способность дороги.

В связи с этим в устройствах энергоснабжения нормируется как несимметрия токов, так и несимметрия напряжений. По ГОСТ 183—55 при несимметричной нагрузке трехфазных генераторов и синхронных компенсаторов допускается их длительная работа, если токи в фазах не превышают номинального значения, а разность токов в фазах: а) для турбогенераторов не превышает 10% номинального тока фазы; б) для всех других генераторов и синхронных компенсаторов не превышает 20% номинального тока фазы. Для несимметрии напряжений в СССР норм не существует, хотя за границей (ГДР, ФРГ, Франция) такие нормы имеются. Тем не менее ряд отечественных специалистов считает, что несимметрия напряжений на потребителях не должна превосходить 3—4%.

Это позволило подсчитать допустимые величины несимметрии напряжений в ЛЭП. При питании районных потребителей от тягового трансформатора несимметрия напряжений в ЛЭП не должна превосходить 2% в течение 1 *ч*, а при питании от самостоятельного

---

[1] Написано канд. техн. наук А. И. Тамазовым.

трехфазного трансформатора, присоединенного к линии электропередачи, — 5%.

Поскольку наиболее употребительными схемами тяговых подстанций дорог переменного тока являются схемы звезда — треугольник Y/Δ и открытый треугольник (V/V), рассмотрим характер возникающей в них несимметрии.

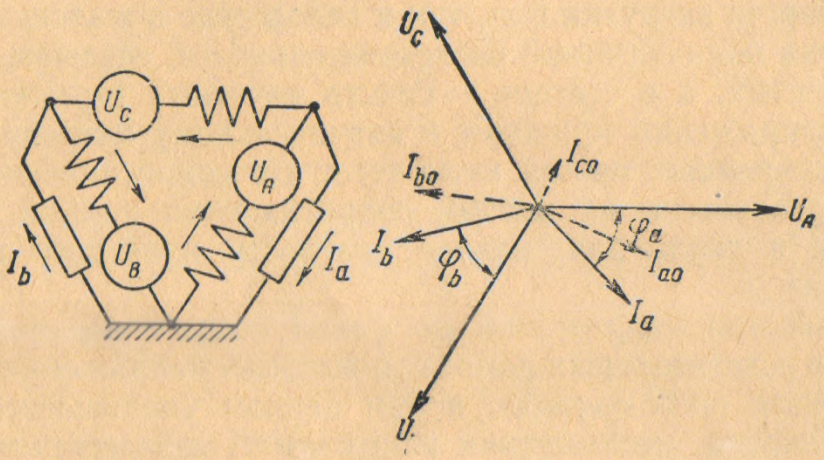



Рис. 1-17

**Схема Y/Δ.** Если разложить токи в обмотках трансформатора $I_{ao}$, $I_{bo}$ и $I_{co}$ (рис. 1-17) на симметричные составляющие, то, принимая за действительную ось направление вектора $U_A$, можно получить токи прямой $I_{1a}$ и обратной $I_{2a}$ последовательности фазы $a$:

$$\dot{I}_{1a} = \frac{1}{3}\{I_a \cos\varphi_a + I_b \cos\varphi_b - j[I_a \sin\varphi_a + I_b \sin\varphi_b]\};$$

$$\dot{I}_{2a} = \frac{1}{3}\{I_a \cos\varphi_a + I_b \cos(120° - \varphi_b) -$$

$$- j[I_a \sin\varphi_a - I_b \sin(120° - \varphi_b)]\},$$

где $I_a$, $I_b$ — токи плеч питания, примыкающих к фазам $a$ и $b$;
$\varphi_a$, $\varphi_b$ — углы сдвига токов относительно напряжений соответствующих плеч питания.

Токи нулевой последовательности в трансформаторе отсутствуют. Так как сопротивления фаз трансформатора одинаковы (трансформатор является симметричным), то напряжения прямой и обратной последовательности на вторичной стороне, если положить первичные напряжения симметричными, будут равны:

$$\dot{U}_{1a} = U_A - \dot{I}_{1a} z;$$

$$\dot{U}_{2a} = -\dot{I}_{2a} z,$$

где $U_A$ — напряжение холостого хода фазы $A$;
$z = r + jx$ — сопротивление фазы трансформатора.

Приведенные выражения позволяют найти коэффициенты несимметрии токов $\alpha_I$ и напряжений $\alpha_U$:

$$\alpha_I = \frac{|\dot{I}_{2a}|}{|\dot{I}_{1a}|} = \sqrt{\frac{n^2 + 2n\cos(\varphi_a - \varphi_b + 120°) + 1}{n^2 + 2n\cos(\varphi_a - \varphi_b) + 1}}; \quad (1\text{-}38)$$

$$\alpha_U = \frac{|\dot{U}_{2a}|}{|\dot{U}_{1a}|} = \frac{bu_к}{300}\sqrt{n^2 + 2n\cos(120° + \varphi_a - \varphi_b) + 1}, \quad (1\text{-}39)$$

где $n = \frac{I_a}{I_b}$;

$u_к$ — напряжение к. з. трансформатора в %;

$$b = \frac{I_b}{I_н};$$

$I_н$ — номинальный ток.

На рис. 1-18 представлена кривая $\alpha_I$, а на рис. 1-19 — графики $\alpha_U$ при разных значениях $n$ и $\varphi_a = \varphi_b$.

Из формул видно, что коэффициенты несимметрии токов и напряжений снижаются при уменьшении $\varphi_b$ или увеличении $\varphi_a$ и обращаются в нуль при равноплечей нагрузке и $\varphi_a - \varphi_b + 120° = 180°$.

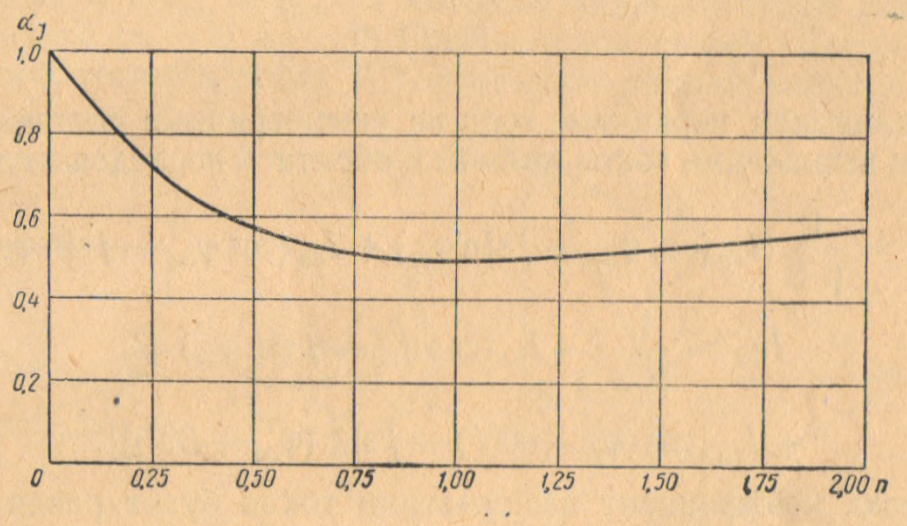



Рис. 1-18

Приведенные формулы справедливы и при наличии линии электропередачи, если вместо $u_к$ подставить $u_к\left(1 + \frac{X_л}{X_т}\right)$, где $X_л$ — сопротивление линии электропередачи;

$X_т$ — сопротивление трансформатора.

**Схема V/V.** На рис. 1-20 представлена схема и векторная диаграмма однофазных трансформаторов, соединенных в открытый треугольник.

Принимая за действительную ось направление вектора $\dot{U}_A$, можно записать:

$$\dot{I}_A = I_{ca}[\cos(\varphi_{ca} + 30°) - j\sin(\varphi_{ca} + 30°)];$$

$$\dot{I}_B = I_{bc}[-\sin\varphi_{bc} - j\cos\varphi_{bc}];$$

$$\dot{I}_C = I_{bc}[\sin\varphi_{bc} + j\cos\varphi_{bc}] - I_{ca}[\cos(\varphi_{ca} + 30°) - j\sin(\varphi_{ca} + 30°)].$$

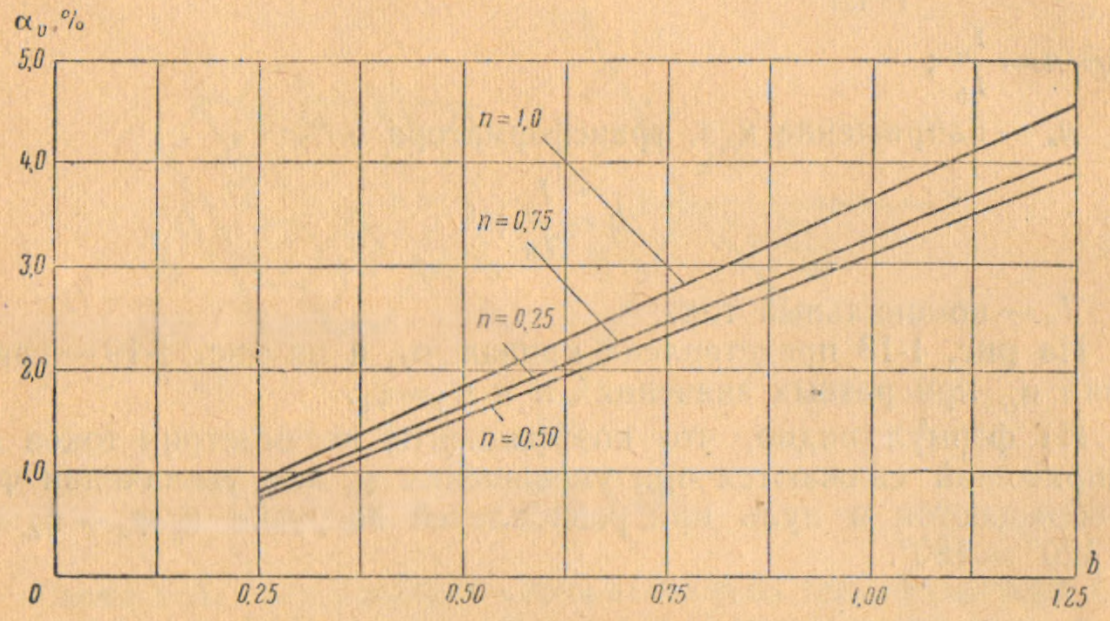



Рис. 1-19

Раскладывая первичные токи на симметричные составляющие, получим выражения токов прямой и обратной последовательности:

$$\dot{I}_{A1} = \frac{1}{\sqrt{3}}\{I_{bc}(\cos\varphi_{bc} - j\sin\varphi_{bc}) + I_{ca}(\cos\varphi_{ca} - j\sin\varphi_{ca})\};$$

$$\dot{I}_{A2} = \frac{1}{\sqrt{3}}\{-I_{bc}(\cos\varphi_{bc} - j\sin\varphi_{bc}) +$$

$$+ I_{ca}[\cos(\varphi_{ca} + 60°) - j\sin(\varphi_{ca} + 60°)]\}.$$

Отсюда коэффициент несимметрии токов будет равен

$$\alpha_I = \sqrt{\frac{n^2 - 2n\cos(60° + \varphi_{ca} - \varphi_{bc}) + 1}{n^2 + 2n\cos(\varphi_{ca} - \varphi_{bc}) + 1}}.$$

Из формулы следует, что коэффициент несимметрии токов уменьшается при уменьшении $\varphi_{ca}$ или увеличении $\varphi_{bc}$ и равен нулю при равноплечей нагрузке и $\varphi_{bc} - \varphi_{ca} = 60°$. Нетрудно заметить, что формулы $\alpha_I$ схем Y/Δ и V/V одинаковы.

Так как схема открытого треугольника несимметрична, то напряжения фаз на вторичной стороне будут равны:

$$\dot{U}_{ca} = \dot{U}_{CA} - \dot{I}_{ca}z_1;$$

$$\dot{U}_{bc} = \dot{U}_{BC} - \dot{I}_{bc} z_2;$$
$$\dot{U}_{ab} = -(\dot{U}_{ca} + \dot{U}_{bc}).$$

Раскладывая систему вторичных напряжений на симметричные составляющие, будем иметь:

$$\dot{U}_{ca1} = \frac{1}{3}\left[3\dot{U}_{CA1} + (a-1)\,\dot{I}_{ca} z_1 + (a-a^2)\,\dot{I}_{bc} z_2\right];$$

$$\dot{U}_{ca2} = \frac{1}{3}\left[3\dot{U}_{CA2} + (a^2-1)\,\dot{I}_{ca} z_1 + (a^2-a)\,\dot{I}_{bc} z_2\right],$$

где $U_{CA1}$ и $U_{CA2}$ — первичные напряжения прямой и обратной последовательности;

$z_1$ и $z_2$ — сопротивления трансформаторов, соединяемых в открытый треугольник.

Отсюда при $U_{CA2} = 0$ можно получить коэффициент несимметрии напряжения на вторичной стороне схемы V/V

$$\alpha_U = \frac{du_к}{\sqrt{3}\cdot 100}\sqrt{n^2 - 2n\cos(\varphi_{bc} - \varphi_{ca}) + 1}.$$

На рис. 1-21 представлены графики $\alpha_U$ в функции $d = \frac{I_{bc}}{I_н}$ при разных $n$ и $\varphi_{ca} = \varphi_{bc}$, из которых видно, что при равноплечей нагрузке ($n = 1$) $\alpha_U = 0$. При питании симметричных районных потребителей в схеме V/V возникает дополнительное напря-

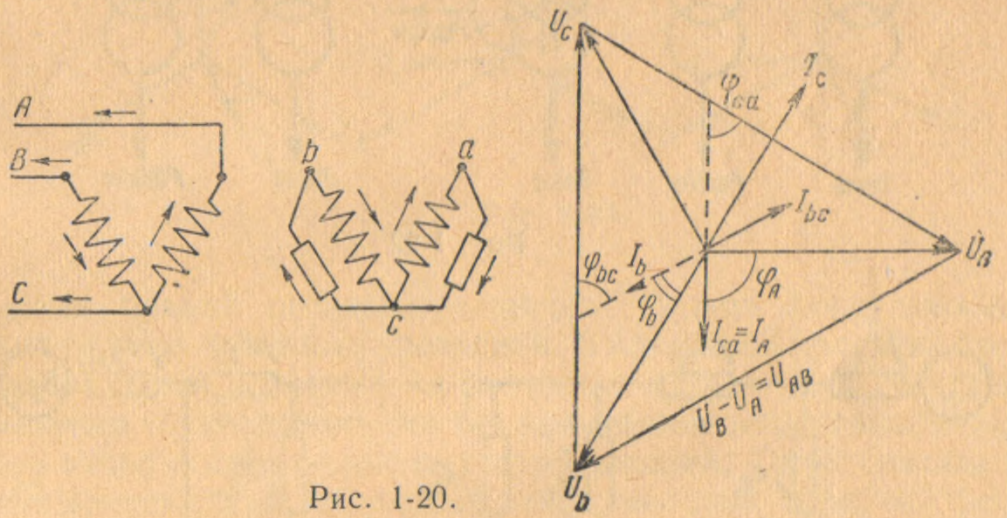



Рис. 1-20.

жение обратной последовательности, которое складывается с напряжением обратной последовательности тяги под углом, близким к 90°.

**Расчет несимметрии в системе с несколькими тяговыми подстанциями.** Так как известны токи прямой и обратной последовательности тяги, а в симметричной трехфазной сети системы прямой и

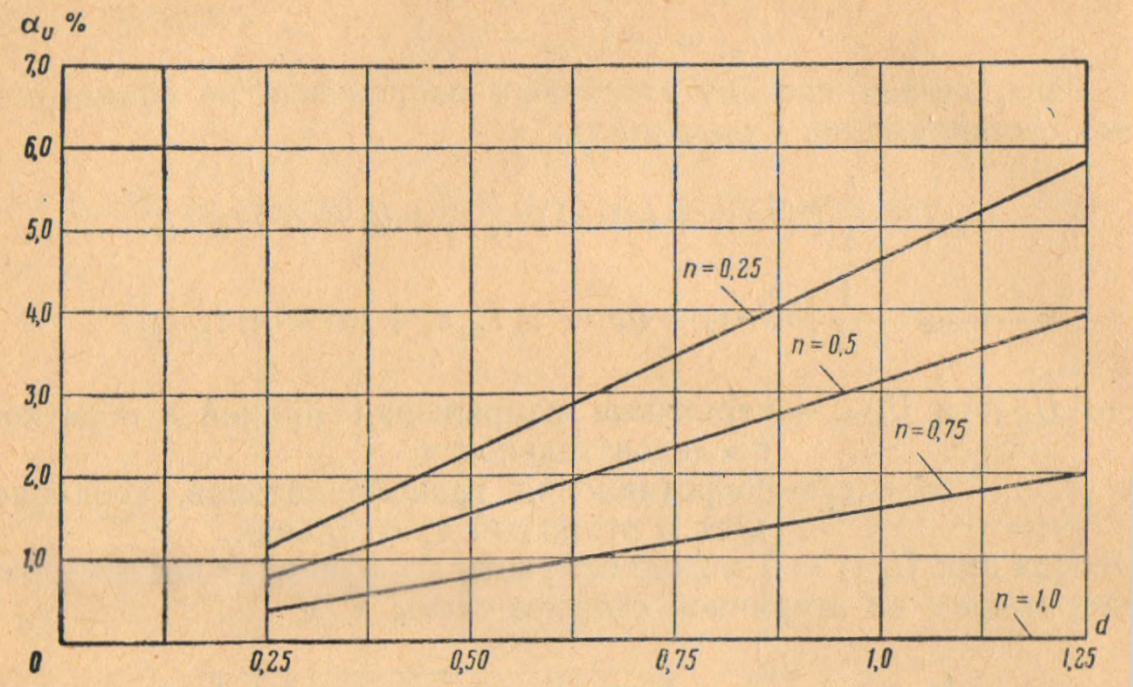



Рис. 1-21

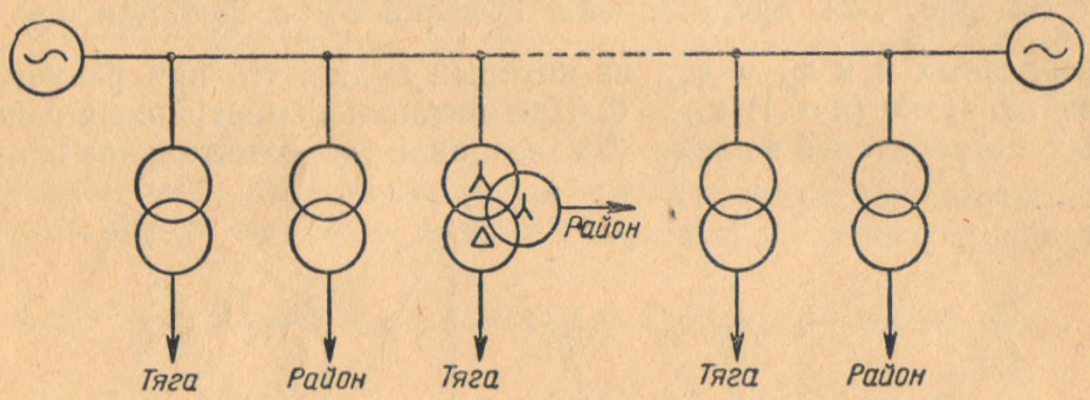



Рис. 1-22

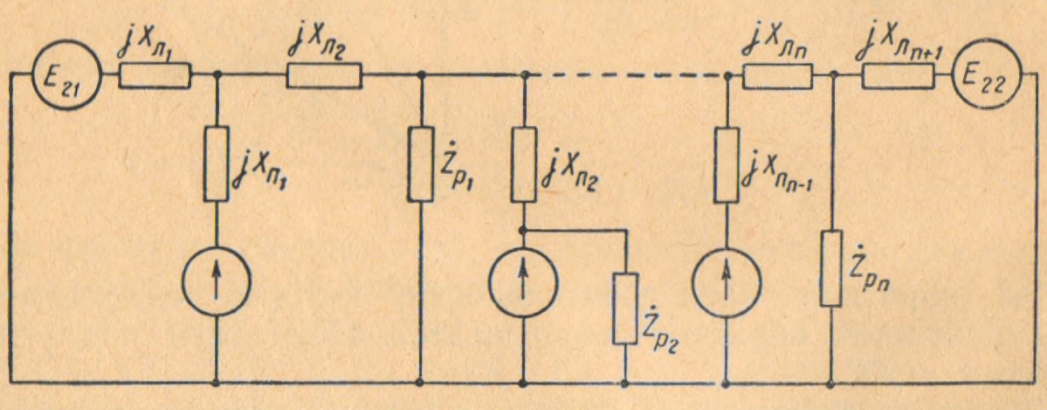



Рис. 1-23

обратной последовательности независимы, то легко можно рассчитать сеть с несколькими подстанциями. Для схемы рис. 1-22, например, можно составить схему замещения рис. 1-23. По схеме замещения можно рассчитать систему прямой последовательности известными из курса «Электрические сети» методами. Для обратной последовательности схема замещения не имеет э. д. с. генераторов, а сопротивления районной нагрузки заменяются их сопротивлениями обратной последовательности, которые равны 0,3—0,4 от сопро-

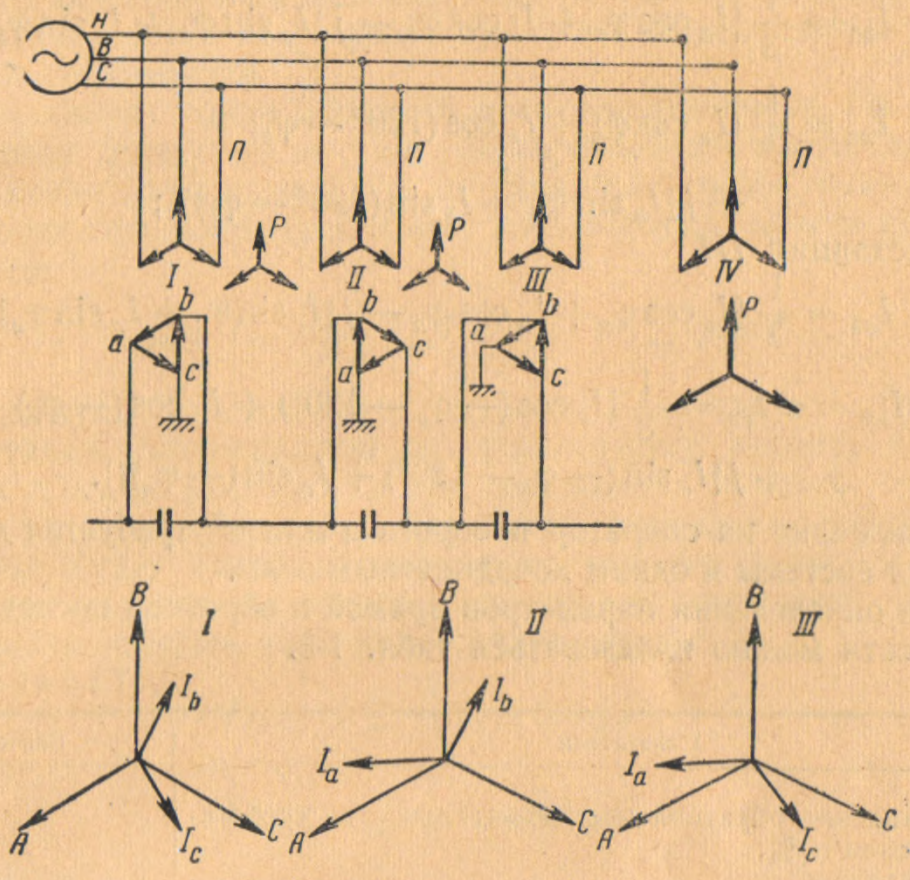



Рис. 1-24

тивления прямой последовательности. Решить схему можно, составив систему линейных уравнений. В проектной практике сложные системы обычно решаются на расчетных столах. Для облегчения и повышения точности расчетов без применения машин можно использовать метод последовательных приближений. Тогда сначала схема рассчитывается при отсутствии сопротивлений обратной последовательности районной нагрузки, а затем по полученным напряжениям обратной последовательности в точках присоединения районной нагрузки подсчитываются токи обратной последовательности района. По полученным токам обратной последовательности района вновь рассчитывается схема и затем вновь уточняются токи и напряжения обратной последовательности и т. д.

Для примера определим токи прямой и обратной последовательности схемы рис. 1-24:

подстанция *I*

$$\dot{I}_{a1} = \frac{1}{3}\{I_b \cos\varphi_b + I_c \cos\varphi_c - j[I_b \sin\varphi_b + I_c \sin\varphi_c]\};$$

$$\dot{I}_{a2} = a\dot{I}_{b2} = \frac{1}{3}\{I_b \cos(120° - \varphi_b) + I_c \cos(240° - \varphi_c) + j[I_b \sin(120° - \varphi_b) + I_c \cos(240° - \varphi_c)]\};$$

подстанция *II*

$$\dot{I}_{a1} = \frac{1}{3}\{I_a \cos\varphi_a + I_b \cos\varphi_b - j[I_a \sin\varphi_a + I_b \sin\varphi_b]\};$$

$$\dot{I}_{a2} = \frac{1}{3}\{I_a \cos\varphi_a + I_b \cos(120° - \varphi_b) - j[I_a \sin\varphi_a - I_b \sin(120° - \varphi_b)]\};$$

подстанция *III*

$$\dot{I}_{a1} = \frac{1}{3}\{I_c \cos\varphi_c + I_a \cos\varphi_a - j[I_c \sin\varphi_c + I_a \sin\varphi_a]\};$$

$$\dot{I}_{a2} = a^2\dot{I}_{c2} = \frac{1}{3}\{I_c \cos(-\varphi_c - 120°) + I_a \cos(-\varphi_a) + j[I_c \sin(-\varphi_c - 120°) + I_a \sin(-\varphi_a)]\}.$$

Умножение на оператор поворота $a$ или $a^2$ требуется для приведения системы к одним координатным осям.

Для определения параметров прямой и обратной последовательности сети можно пользоваться табл. 1-3.

Таблица 1-3

| Показатели | Значение |
|---|---|
| Сопротивление обратной последовательности турбогенераторов в %: | |
| реактивное | 15 |
| активное | 4 |
| То же гидрогенераторов без демпферной обмотки в %: | |
| реактивное | 30—50 |
| активное | 2—2,5 |
| То же синхронных машин с демпферной обмоткой в %: | |
| реактивное | 17—25 |
| активное | 2,5 |
| Реактивное сопротивление ЛЭП в *ом/км*: | |
| 6—10 *кв* | 0,37 |
| 35 *кв* | 0,4 |
| 110 *кв* | 0,42 |
| Отношение сопротивлений обратной и прямой последовательности обобщенной районной нагрузки | $\frac{z_2}{z_1} = 0{,}25 \div 0{,}3$ |

**Вероятностные характеристики несимметрии.** Поскольку тяговая нагрузка не является стабильной, то ток и напряжение обратной последовательности также изменяются. Зная законы распределения вероятностей тяговых нагрузок, можно определить законы рас-

пределения токов и напряжений обратной последовательности в любой точке сети. Хотя закон распределения тяговых токов подстанций в общем случае и отличен от нормального, однако при движении 40 пар поездов в сутки и выше он близок к нему. Кроме того, при сложении нескольких токов подстанций закон распределения суммы, как следует из центральной предельной теоремы Ляпунова, стремится к нормальному. Это дает возможность, основываясь на нормальном законе распределения, т. е. на знании средних и эффективных значений нагрузок плеч, которые вычисляются при проектировании, достаточно уверенно оценивать вероятностные характеристики несимметрии.

**Распределение токов обратной последовательности.** Из приведенных выше формул видно, что ток обратной последовательности участка линии электропередачи, состоящий из суммы токов обратной последовательности нескольких плеч питания, можно представить в виде

$$\dot{I}_2 = I_{Re} + I_{Im} = \frac{1}{3}[\sum I_i \cos E_i + j\sum I_i \sin E_i],$$

где $I_i$ — модуль тока $i$-го плеча питания. Если считать, что токи плеч питания распределены по нормальному закону, а $\cos\varphi$ нагрузок плеч не изменяются или изменяются немного, то $I_{Re}$ и $I_{Im}$ также распределены по нормальному закону и, следовательно, вектор будет иметь двумерное нормальное распределение. По средним $I_{i\,\text{ср}}$ и эффективным $I_{i\,\text{э}}$ значениям токов плеч питания можно найти средние значения составляющих:

$$I_{Re\,\text{ср}} = \sum \frac{1}{3} I_{i\,\text{ср}} \cos_{\text{ср}} E_i;$$

$$I_{Im\,\text{ср}} = \sum \frac{1}{3} I_{i\,\text{ср}} \sin_{\text{ср}} E_i$$

и дисперсии их:

$$D_{Re} = \sum \frac{1}{9} \cos^2_{\text{ср}} E_i (I^2_{i\,\text{э}} - I^2_{i\,\text{ср}});$$

$$D_{Im} = \sum \frac{1}{9} \sin^2_{\text{ср}} E_i (I^2_{i\,\text{э}} - I^2_{i\,\text{ср}}),$$

если считать, что токи плеч питания независимы.

При двустороннем питании токи плеч одной фидерной зоны имеют корреляционную связь, поэтому дисперсии их подсчитываются по формуле

$$D(I_A + I_B) = D(I_A) + D(I_B) + 2\,\text{cov}(I_A, I_B).$$

Ковариацию токов плеч можно подсчитать. Если принять ток поезда постоянным на зоне питания и пренебречь колебанием числа поездов, то

$$\text{cov}(I_A, I_B) = m\left(\frac{1}{6} I^2_{\text{э}} - \frac{1}{4} I^2_{\text{ср}}\right),$$

где $m$ — среднее число поездов в зоне питания;

$I_э$, $I_{ср}$ — эффективное и среднее значения тока электровоза.

Так как $I_{Re}$ и $I_{Im}$ зависимы, то для определения двумерного закона распределения $\dot{I}_2$ надо найти коэффициент корреляции

$$r = \frac{\operatorname{cov}(I_{Re}, I_{Im})}{\sqrt{D_{Re} D_{Im}}}.$$

Так как

$$\operatorname{cov}(I_{Re}, I_{Im}) = M(I_{Re} I_{Im}) - M I_{Re} M I_{Im} =$$

$$= \frac{1}{9} \sum \cos_{ср} E_i \sin_{ср} E_i (I_{i\,э}^2 - I_{i\,ср}^2)$$

($M$ — знак математического ожидания), то

$$r = \frac{\sum \cos_{ср} E_i \sin E_i (I_{i\,э}^2 - I_{i\,ср}^2)}{\sqrt{\sum \cos_{ср}^2 E_i (I_{i\,э}^2 - I_{i\,ср}^2) \sum \sin_{ср}^2 E_i (I_{i\,э}^2 - I_{i\,ср}^2)}}.$$

Следовательно, двумерный закон распределения $\dot{I}_2$ будет иметь вид

$$f(I_{Re}, I_{Im}) = \frac{1}{2\pi \sqrt{D_{Re} D_{Im} (1 - r^2)}} \times$$

$$\times \exp\left\{ -\frac{1}{2(1-r^2)} \left[ \frac{(I_{Re} - I_{Re\,ср})^2}{D_{Re}} - \right.\right.$$

$$\left.\left. - 2r \frac{(I_{Re} - I_{Re\,ср})(I_{Im} - I_{Im\,ср})}{\sqrt{D_{Re} D_{Im}}} + \frac{(I_{Im} - I_{Im\,ср})^2}{D_{Im}} \right] \right\}.$$

Определить закон распределения модуля $I_2 = \sqrt{I_{Re}^2 + I_{Im}^2}$ можно по формуле

$$f(I_2) = I_2 \int_0^{2\pi} f(I_2 \cos\varphi;\ I_2 \sin\varphi)\, d\varphi,$$

где $I_2 \cos\varphi = I_{Re}$; $I_2 \sin\varphi = I_{Im}$.

Прежде чем взять интеграл, упростим его. Нормально распределенный вектор с коррелированными составляющими может быть приведен к вектору с некоррелированными составляющими путем поворота осей координат на угол $\alpha$, для которого

$$\operatorname{tg} 2\alpha = \frac{2r \sqrt{D_{Re} D_{Im}}}{D_{Re} - D_{Im}}.$$

Тогда после преобразований можно получить в новой системе координат

$$f(I'_{Re}, I'_{Im}) = \frac{1}{2\pi \sqrt{D_{Re} D_{Im} (1 - r^2)}} \times$$

$$\times \exp\left\{ -\frac{A (I'_{Re} - I'_{Re\,ср})^2}{2(1-r^2)} - \frac{C (I'_{Im} - I'_{Im\,ср})^2}{2(1-r^2)} \right\},$$

где:

$$A = \frac{\cos^2\alpha}{D_{Re}} - 2r\frac{\cos\alpha\sin\alpha}{\sqrt{D_{Re}D_{Im}}} + \frac{\sin^2\alpha}{D_{Im}};$$

$$C = \frac{\sin^2\alpha}{D_{Re}} + 2r\frac{\cos\alpha\sin\alpha}{\sqrt{D_{Re}D_{Im}}} + \frac{\cos^2\alpha}{D_{Im}};$$

$$I'_{Re\,\text{ср}} = I_{Re\,\text{ср}}\cos\alpha + I_{Im\,\text{ср}}\sin\alpha;$$

$$I'_{Im\,\text{ср}} = I_{Im\,\text{ср}}\cos\alpha - I_{Re\,\text{ср}}\sin\alpha.$$

Обозначив $\frac{2(1-r^2)}{A} = D'_{Re}$; $\frac{2(1-r^2)}{C} = D'_{Im}$,

получим

$$f(I'_{Re}, I'_{Im}) = \frac{1}{2\pi\sqrt{D_{Re}D_{Im}(1-r^2)}} \times$$

$$\times \exp\left\{-\frac{(I'_{Re} - I'_{Re\,\text{ср}})^2}{D'_{Re}} - \frac{(I'_{Im} - I'_{Im\,\text{ср}})^2}{D'_{Im}}\right\}.$$

Показатель степени при экспоненте можно привести к виду

$$\frac{(I_2\cos\varphi - I'_{Re\,\text{ср}})^2}{D'_{Re}} + \frac{(I_2\sin\varphi - I'_{Im\,\text{ср}})^2}{D'_{Im}} =$$

$$= \frac{\frac{1}{2}I_2^2(D'_{Re}+D'_{Im}) + D'_{Re}I'^2_{Im\,\text{ср}} + D'_{Im}I'^2_{Re\,\text{ср}} + \cdots\rightarrow}{D'_{Re}D'_{Im}}$$

$$\leftarrow\cdots \frac{+\frac{1}{2}I_2^2(D'_{Im}-D'_{Re})\cos 2\varphi - 2I_2\sqrt{D'^2_{Re}I'^2_{Im\,\text{ср}} + D'^2_{Im}I'^2_{Re\,\text{ср}}}\cos(\varphi-\psi)}{D'_{Re}D'_{Im}},$$

где

$$\psi = \arccos\frac{D'_{Im}I'_{Re\,\text{ср}}}{\sqrt{D'^2_{Re}I'^2_{Im\,\text{ср}} + D'^2_{Im}I'^2_{Re\,\text{ср}}}}.$$

Тогда плотность распределения $I_2$ будет равна

$$f(I_2) = \frac{I_2}{2\pi\sqrt{D_{Re}D_{Im}(1-r^2)}} \times$$

$$\times \exp\left\{-\frac{\frac{1}{2}I_2^2(D'_{Re}+D'_{Im}) + D'_{Re}I'^2_{Im\,\text{ср}} + D'_{Im}I'^2_{Re\,\text{ср}}}{D'_{Re}D'_{Im}}\right\} \times$$

$$\times \int_0^{2\pi} \exp\left\{-\frac{\frac{1}{2}I_2^2(D'_{Im}-D'_{Re})\cos 2\varphi - \cdots\rightarrow}{D'_{Re}D'_{Im}}\right.$$

$$\left.\leftarrow\cdots \frac{-2I_2\sqrt{D'^2_{Re}I'^2_{Im\,\text{ср}} + D'^2_{Im}I'^2_{Re\,\text{ср}}}\cos(\varphi-\psi)}{}\right\} d\varphi.$$

Полученный интеграл в конечном виде не выражается и может быть представлен как сумма произведений бесселевых функций от мнимого аргумента, если разложить в ряд по бесселевым функциям

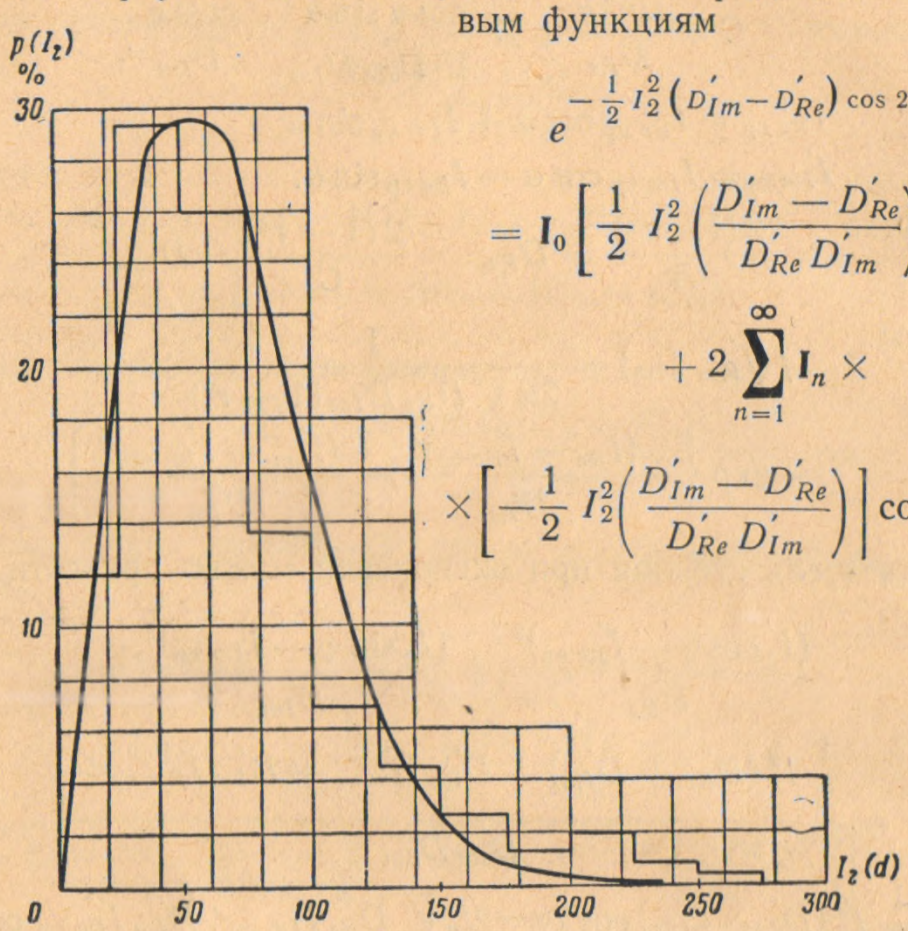



Рис. 1-25

$$e^{-\frac{1}{2} I_2^2 \left(D'_{Im} - D'_{Re}\right) \cos 2\varphi} =$$

$$= \mathbf{I}_0 \left[\frac{1}{2} I_2^2 \left(\frac{D'_{Im} - D'_{Re}}{D'_{Re} D'_{Im}}\right)\right] +$$

$$+ 2 \sum_{n=1}^{\infty} \mathbf{I}_n \times$$

$$\times \left[-\frac{1}{2} I_2^2 \left(\frac{D'_{Im} - D'_{Re}}{D'_{Re} D'_{Im}}\right)\right] \cos 2n\psi.$$

Следовательно, формула закона распределения модуля $I_2$ выразится

$$f(I_2) = \frac{I_2}{\sqrt{D_{Re} D_{Im} (1 - r^2)}} \times$$

$$\times \exp\left\{-\frac{\frac{1}{2} I_2^2 (D'_{Re} + D'_{Im}) + D'_{Re} I'^2_{Im\,ср} + D'_{Im} I'^2_{Re\,ср}}{D'_{Re} D'_{Im}}\right\} \times$$

$$\times \left\{\mathbf{I}_0 \left[2I_2 \sqrt{\left(\frac{I'_{Im\,ср}}{D'_{Im}}\right)^2 + \left(\frac{I'_{Re\,ср}}{D'_{Re}}\right)^2}\right] \mathbf{I}_0 \left[\frac{1}{2} I_2^2 \left(\frac{D'_{Im} - D'_{Re}}{D'_{Re} D'_{Im}}\right)\right] + \right.$$

$$+ 2 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \mathbf{I}_{2n} \left[2I_2 \sqrt{\left(\frac{I'_{Im\,ср}}{D'_{Im}}\right)^2 + \left(\frac{I'_{Re\,ср}}{D'_{Re}}\right)^2}\right] \times$$

$$\left. \times \mathbf{I}_n \left[\frac{1}{2} I_2^2 \left(\frac{D'_{Im} - D'_{Re}}{D'_{Re} D'_{Im}}\right)\right] \cos 2n\psi \right\}.$$

Ряд, из которого составлена сумма, быстро сходится. Справедливость выведенного закона распределения была проверена на действующем участке переменного тока Восточно-Сибирской дороги. На рис. 1-25 представлена опытная гистограмма тока обратной последовательности источника, питающего 4 тяговые подстанции, и теоретическая кривая, подсчитанная по средним значениям и дисперсиям токов плеч.

**Распределение напряжений обратной последовательности.** Нетрудно понять, что векторы и модули напряжений обратной последовательности распределены по таким же законам, что и токи обратной последовательности. Необходимо отметить, что при возрастании модуля среднего вектора закон распределения его стремится к нормальному. Можно считать, что при

$$\frac{\sqrt{U^2_{Re\,\text{ср}} + U^2_{Im\,\text{ср}}}}{\sqrt[4]{D_{Re}\,D_{Im}}} > 2,$$

где $U_{Re\,\text{ср}}$, $U_{Im\,\text{ср}}$ и $D_{Re}$, $D_{Im}$ — средние значения и дисперсии составляющих напряжения обратной последовательности, закон распределения близок к нормальному и достаточно точно им определяется, причем:

$$U_{2\text{ср}} \approx \sqrt{U^2_{Re\,\text{ср}} + U^2_{Im\,\text{ср}}};$$

$$D_{U2} \approx \frac{U^2_{Re\,\text{ср}}}{U^2_{Re\,\text{ср}} + U^2_{Im\,\text{ср}}} D_{Re} + \frac{U^2_{Im\,\text{ср}}}{U^2_{Re\,\text{ср}} + U^2_{Im\,\text{ср}}} D_{Im} + \\ + 2\frac{U_{Re\,\text{ср}} U_{Im\,\text{ср}}}{U^2_{Re\,\text{ср}} + U^2_{Im\,\text{ср}}} \operatorname{cov}(U_{Re}, U_{Im}).$$

Как показывают экспериментальные исследования, максимальная часовая несимметрия напряжений соответствует интегральной вероятности 85—90%.

Выведенные соотношения справедливы и для высших гармоник тока и напряжения с той лишь разницей, что в формулы множителем входит и передаточная функция. При гармониках, порядок которых $n \geqslant 7$, закон распределения модуля вырождается, так как дисперсии по осям координат оказываются равными, а средние значения составляющих вектора равны нулю.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.

2. Гохштейн Б. Я., Лапин В. Б., Тихменев Б. Н. Особенности работы устройств энергоснабжения электрических железных дорог переменного тока. Труды ЦНИИ МПС, вып. 170. Трансжелдориздат, 1958.

3. Гохштейн Б. Я. Определение мощности трансформаторов тяговых подстанций переменного тока. Труды ЦНИИ МПС, вып. 170. Трансжелдориздат, 1958.

4. Тамазов А. И. Нагрузки обмоток трехфазных трансформаторов тяговых подстанций переменного тока. Труды ЦНИИ МПС, вып. 170. Трансжелдориздат, 1958.

5. Шницер Л. М. Нагрузочная способность силовых трансформаторов, ГЭИ, 1958.

6. Мирошниченко Р. И. Нагрузочная способность выпрямителей тяговых подстанций. «Вестник ЦНИИ МПС», № 2, 1959.

7. Браилов В. П. К расчету трансформаторной мощности тяговых подстанций по износу изоляции. Труды МИИТа, вып. 104. Трансжелдориздат, 1959.

8. Мирошниченко Р. И. К вопросу определения мощности тяговых подстанций. Труды ЦНИИ МПС, вып. 232. Трансжелдориздат, 1962.

9. Давыдов В. Н., Порплиц Ю. П. Выбор мощности трансформаторов тяговых подстанций с учетом износа изоляции обмоток. Методические указания Трансэлектропроекта № 1 и 6, 1961.

10. Перцовский Л. М. К вопросу о методике электрических расчетов системы энергоснабжения электротяги. «Транспортное строительство», № 5, 1961.

11. Марквардт К. Г., Кисляков В. А. Рациональная мощность системы энергоснабжения электрических железных дорог «Вестник ВНИИЖТа», № 7, 1961.

12. Мирошниченко Р. И., Баранов А. М., Сегал А. Г., Ададурова Е. В. Эксплуатационные требования к параметрам устройств энергоснабжения. Труды ЦНИИ МПС, вып. 174. Трансжелдориздат, 1959.

13. Фальк В. Э. Влияние параллельной компенсации на мощность тягового трансформатора. «Вестник ВНИИЖТа», № 3, 1963.

14. Тамазов А. И. Параллельная работа тяговых подстанций переменного тока и уточненный расчет нагрузок трансформаторов. Труды ЦНИИ МПС, вып. 201. Трансжелдориздат, 1960.

## Глава 2

# ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

### § 2-1. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Площадь поперечного сечения проводов контактной сети (ниже эта величина будет называться «сечение проводов») определяется экономическим расчетом с последующей проверкой на нагревание.

Выбор наивыгоднейшего экономического сечения проводов контактной сети можно вести различными способами.

**Способ сравнения конкретных вариантов подвесок.** Намечается несколько вариантов подвесок в порядке возрастания величины общего сечения параллельно соединенных проводов в медном эквиваленте и производится выбор наивыгоднейшего варианта.

При этом в качестве эксплуатационных расходов следует учитывать лишь расходы, связанные с дополнительными затратами электрической энергии на покрытие потерь ее в проводах рассматриваемой контактной сети на 1 *км* длины. В капиталовложениях учитывается полная строительная стоимость 1 *км* контактной сети при данном варианте подвески. Различные варианты подвески даны в табл. 2-1. Приведенные, или условные годовые расходы (затраты) следует определять по формуле

$$Г_{усл} = k_э \Delta A'_{год} + \frac{\alpha + \Delta}{100} К \ [руб/км \cdot год], \qquad (2\text{-}1)$$

где $\Delta A'_{год} = \frac{\Delta A_{год}}{l}$ $[квт \cdot ч/км \cdot год]$;

$k_э$ — стоимость электрической энергии в $руб/квт \cdot ч$;

$\Delta A_{год}$ — потери энергии за год в проводах контактной сети рассматриваемой фидерной зоны в $квт \cdot ч$;

К — строительная стоимость контактной сети при данном варианте подвески в $руб/км$;

$\alpha$ — амортизационная квота в %;

$\Delta$ — нормализованный коэффициент эффективности в %;

$l$ — длина фидерной зоны в *км*.

Таблица 2-1

| Тип подвески | Сечение проводов в медном эквиваленте в *мм²* | Допустимая нагрузка в *а* | |
|---|---|---|---|
| | | Постоянный ток | Однофазный ток |
| С-70+ТФ-85 | 85 | 550 | 550 |
| С-70+ТФ-100 | 100 | 600 | 600 |
| С-70+ТФО-100 | 100 | 660 | 660 |
| С-70+ТФ-150 | 150 | 800 | 800 |
| ПБСМ-1-70+ТФ-85 | 110 | 710 | — |
| ПБСМ-1-70+ТФ-100 | 125 | 720 | 575 |
| ПБСМ-1-70+ТФО-100 | 125 | 825 | — |
| ПБСМ-1-70+ТФ-150 | 175 | 930 | — |
| ПБСМ-1-95+ТФ-85 | 118 | 760 | 710 |
| ПБСМ-1-95+ТФ-100 | 133 | 800 | 730 |
| ПБСМ-1-95+ТФО-100 | 133 | 880 | — |
| ПБСМ-1-95+ТФ-150 | 183 | 976 | — |
| М-95+ТФ-85 | 180 | 1 140 | 1 110 |
| М-95+ТФ-100 | 195 | 1 170 | 1 190 |
| М-95+ТФО-100 | 195 | 1 230 | — |
| М-95+ТФ-150 | 245 | 1 310 | — |
| М-120+ТФ-85 | 205 | 1 200 | — |
| М-120+ТФ-100 | 220 | 1 280 | 1 230 |
| М-120+ТФО-100 | 220 | 1 280 | — |
| М-120+ТФ-150 | 270 | 1 440 | — |
| М-120+2ТФ-100 | 320 | 1 860 | — |
| М-120+ТФ-100+А-185 | 332 | 1 780 | — |
| М-120+ТФО-100+А-185 | 332 | 1 780 | — |
| М-120+ТФ-150+А-185 | 382 | 2 040 | — |
| М-120+ТФ-100+2А-185 | 444 | 2 380 | — |
| М-120+ТФО-100+2А-185 | 444 | 2 380 | — |
| М-120+ТФ-150+2А-185 | 494 | 2 640 | — |
| М-120+2ТФ-100+А-185 | 432 | 2 310 | — |
| М-120+2ТФО-100+А-185 | 432 | 2 310 | — |
| М-120+2ТФ-100+2А-185 | 544 | 2 910 | — |
| М-120+2ТФО-100+2А-185 | 544 | 2 910 | — |

Примечания. 1. Применение усиливающих алюминиевых проводов возможно при всех типах подвески. При этом в расчетах каждый провод А-185 следует принимать эквивалентным медному проводу сечением 112 *мм²*.

2. Экономическая выгодность усиления алюминиевым проводом при несущих тросах с малой проводимостью может иметь место, особенно при проектировании усиления существующих линий.

| Марка провода | Допустимая нагрузка в *а* | Марка провода | Допустимая нагрузка в *а* |
|---|---|---|---|
| ПБСМ-1-70 | 200 | ТФ-100 | 600 |
| ПБСМ-1-95 | 280 | ТФО-100 | 660 |
| М-95 | 600 | ТФ-150 | 800 |
| М-120 | 700 | А-185 | 600 |
| ТФ-85 | 550 | | |

**Способ выбора наивыгоднейшего сечения проводов по аналитическим формулам.** Достаточной точностью обладает способ расчета по аналитическим формулам [1, 2]. При расчете контактной сети постоянного тока определяется сечение усиливающих

алюминиевых проводов при заранее выбранном типе, а следовательно, и сечении проводов постоянной части подвески, выбираемой по условиям токоснимания.

В этом случае

$$s_{эм} = \sqrt{\frac{k_э B_0 \rho_м \cdot 10^5}{k_a \gamma_a \cdot 1{,}65 \left(\alpha_a + \frac{100}{T}\right)}} \ [мм^2] \qquad (2\text{-}2)$$

и $$s_{ау} = 1{,}65 (s_{эм} - s_п) \ [мм^2]. \qquad (2\text{-}3)$$

В этих формулах:

$s_{ау}$ — потребное сечение алюминиевых усиливающих проводов в $мм^2$;

$s_{эм}$ — расчетное наивыгоднейшее сечение проводов контактной сети в $мм^2$ (в медном эквиваленте);

$s_п$ — сечение проводов выбранной постоянной части подвески в $мм^2$ (в медном эквиваленте);

$k_э$ — стоимость электрической энергии в $руб/квт \cdot ч$;

$\rho_м$ — удельное сопротивление медных проводов (принимается равным 18,8) в $ом/мм^2 \cdot км$;

$B_0$ — удельные потери энергии в $квт \cdot ч/год \cdot ом$;

$k_a$ — стоимость усиливающих алюминиевых проводов с учетом монтажа в $руб/т$;

$\gamma_a$ — удельный вес алюминия в $г/см^3$;

$\alpha_a$ — амортизационная квота от стоимости алюминиевых усиливающих проводов в %;

$T$ — нормативный срок окупаемости в годах.

Формулу (2-2) можно представить в упрощенном виде

$$s_{эм} = c_1 \sqrt{\frac{k_э B_0}{k_a \left(\alpha_a + \frac{100}{T}\right)}} \ [мм^2], \qquad (2\text{-}2')$$

где

$$c_1 = \sqrt{\frac{\rho_м \cdot 10^5}{1{,}65 \gamma_a}} = 6{,}5 \cdot 10^2.$$

При $\alpha_a = 3\%$, $T = 8$ годам и $k_a = 1\,100$ $руб/т$ формула (2-2) принимает вид

$$s_{эм} = c_2 \sqrt{k_э B_0} \ [мм^2], \qquad (2\text{-}2'')$$

где

$$c_2 = c_1 \sqrt{\frac{1}{k_a \left(\alpha_a + \frac{100}{T}\right)}} = 4{,}8.$$

Полученное по расчету сечение усиливающих алюминиевых проводов округляется до стандартного. Округление в бóльшую или меньшую сторону теоретически равноправно. Однако следует

помнить, что превышение сечения над экономическим несколько удлиняет фактический срок окупаемости против нормативного, т. е. вызывает увеличение капитальных вложений, но, с другой стороны, улучшаются условия по режиму напряжения, по защите от токов короткого замыкания в контактной сети и др. При расчете контактной сети однофазного тока можно пользоваться той же методикой и теми же формулами, что и при постоянном токе.

**Расчет по нормам удельных потерь энергии, соответствующим максимальным экономическим плотностям тока.** Рассчитанные сечения проводов контактной сети приведенными выше способами являются наивыгоднейшими при заданных экономических критериях (значение нормативного срока окупаемости $T$).

Можно определить минимально допустимое сечение проводов контактной сети по экономическим соображениям, соответствующее нормам быв. МЭС [2].

При этом как для контактной сети постоянного тока, так и для контактной сети однофазного тока значение минимального экономического сечения проводов будет равно

$$s_{эм\ (min)} = 0{,}33\sqrt{B_0}\ [мм^2]. \qquad (2\text{-}4)$$

Минимальное сечение алюминиевых усиливающих проводов при системе постоянного тока определится в соответствии с формулой (2-3), т. е.

$$s_{ау\,(min)} = 1{,}65\left[s_{эм\,(min)} - s_п\right]\ [мм^2] \qquad (2\text{-}4')$$

с дальнейшим округлением до стандартного.

Сравнение минимального экономического сечения проводов с наивыгоднейшим позволит найти наилучший путь округления до стандарта, полученного по расчетным сечениям с учетом всех сопутствующих условий (режим напряжения, условия защиты от к. з. в контактной сети, минимальные интервалы по блокировке и т. д.).

## § 2-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ВЕЛИЧИН

Во все расчетные формулы входит величина $B_0$. Остальные величины берутся из соответствующих справочных материалов. Удельные потери энергии

$$B_0 = \frac{\Delta A_{год}}{l r_{эк}}\left[\frac{квт \cdot ч}{год \cdot ом}\right], \qquad (2\text{-}5)$$

где $\Delta A_{год}$ — годовые потери энергии в проводах фидерной зоны в *квт·ч*;

$l$ — длина фидерной зоны в *км*;

$r_{эк}$ — сопротивление параллельно соединенных проводов контактной сети фидерной зоны в *ом/км* (сопротивление «эквивалентного контактного провода»). (При узловой схеме это сопротивление определяется как при параллельном соединении проводов контактной сети путей.)

Следовательно, для определения величины $B_0$ необходимо подсчитать $\Delta A_{год}$. Эта величина равна:

а) для участков без резко выраженной неравномерности распределения числа поездов по часам суток и сезонам, к которым можно относить магистральные участки железных дорог,

$$\Delta A_{год} = 365\,\Delta A_{сут}\ [квт \cdot ч]. \qquad (2\text{-}5')$$

Здесь $\Delta A_{сут}$ — потери энергии в контактной сети рассматриваемой фидерной зоны за сутки со среднегодовыми размерами движения в *квт·ч* (т. е. с учетом коэффициента годовой неравномерности движения);

б) для участков с резко выраженной неравномерностью распределения числа поездов по часам суток и сезонам, к которым следует отнести участки с пригородным движением,

$$\Delta A_{год} = k_л\,\Delta A^{лет}_{сут} + k_з\,\Delta A^{зим}_{сут}\ [квт \cdot ч]. \qquad (2\text{-}6)$$

Здесь $k_л$ и $k_з$ — соответственно число суток действия летнего и зимнего графиков;

$\Delta A^{лет}_{сут}$ и $\Delta A^{зим}_{сут}$ — соответственно суточные потери энергии при летнем и зимнем графиках движения.

В свою очередь суточные потери энергии (как летние, так и зимние) могут быть определены по формуле

$$\Delta A_{сут} = \sum_{k=1}^{m} \Delta A_{Tk}\ [квт \cdot ч], \qquad (2\text{-}7)$$

где $\Delta A_{Tk}$ — потери энергии за период суток, в течение которого движение принимается равномерным с некоторой расчетной интенсивностью;

$m$ — число таких периодов (различающихся в общем случае длительностью и интенсивностью движения).

Обычно для пригородных участков практически достаточно разделять сутки на 2—3 периода различных интенсивностей движения (утренние и вечерние «пики» и средние размеры на остальное время). Число суток зимнего и летнего графиков чаще всего можно принимать равным, т. е. длительностью по $^1/_2$ года.

В последнем случае выражение (2-6) принимает вид

$$\Delta A_{год} = 183\,(\Delta A^{лет}_{сут} + \Delta A^{зим}_{сут})\ [квт \cdot ч]. \qquad (2\text{-}6')$$

Для магистральных участков также справедлива формула (2-7).

Следовательно, в общем случае должна определяться величина $\Delta A_T$. При этом для условий магистральных участков, как правило, величина $T$ соответствует суткам.

Величина $\Delta A_T$ определяется в зависимости от схемы питания контактной сети и, кроме того, это может быть сделано с различной степенью точности.

Расчетная практика показывает, что при проектировании в большинстве случаев возможно ограничиться двумя степенями точности: применением приближенных расчетных формул и формул расчета по расходам энергии за время хода поездов по рассматриваемым фидерным зонам. Первая — наиболее низкая степень точности — может применяться при перспективном планировании и проектировании участков с равнинным профилем (т. е. при сравнительно равномерном распределении потребляемой поездами энергии за время их движения по фидерной зоне). Вторая степень точности может применяться во всех остальных случаях, кроме случаев резко выраженных гористых профилей и пригородных участков, где распределение потребляемой энергии вдоль фидерных зон резко неравномерно.

В последнем случае следует применять формулы расчета по расходам энергии за время хода поездов по условным перегонам.

## § 2-3. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Все расчетные формулы для определения $\Delta A_T$ (в *квт·ч*) сведены в таблицы.

При этом приближенные формулы даны в табл. 2-2, формулы для расчета по расходам энергии за время хода поездов по фидерным зонам — в табл. 2-3, а для расчета по расходам энергии на условных перегонах — в табл. 2-4. Способ определения некоторых величин, входящих в расчетные формулы, показан в табл. 2-5.

Перечень величин, входящих в рекомендуемые расчетные формулы

$r_{эк}$ — сопротивление эквивалентного контактного провода (всех проводов контактной сети, соединенных между собой; при наличии одного или нескольких поперечных соединений между проводами путей — всех проводов всех путей, как параллельно соединенных) в *ом/км*;

$r_{эр}$ — сопротивление эквивалентного рельса (всех рельсовых путей);

$l$ — длина фидерной зоны в *км*;

$l_{0i}$, $l_{0j}$ — расстояния от подстанции до середин $i$-го и $j$-го условных перегонов в *км*;

$U$ — среднее расчетное напряжение в контактной сети (принимается равным 3 000 *в*) в *в*;

$T$ — расчетный период в *ч*;

$\sum t_T$ — суммарное время потребления энергии всем расчетным числом поездов за период $T$ при проходе фидерной зоны в *ч*;

$\sum t_r$ — то же в рекуперативном режиме;

$\sum t$ — суммарное время занятия фидерной зоны (с учетом графиковых стоянок внутри фидерной зоны) всем расчетным числом поездов за период $T$ в *ч*;

$t_0$, $t_{01}$, $t_{02}$, $t_{0q}$ — соответственно полное время хода поезда основного типа по фидерной зоне любого, первого, второго и $q$-го путей в *ч*;

$t_{p\text{т}}$, $t_{p1\text{т}}$, $t_{p2\text{т}}$, $t_{pq\text{т}}$ — время потребления энергии поездом типа $p$ соответственно при проходе фидерной зоны рассматриваемого, первого, второго и $q$-го путей в *ч*;

$t_{p\text{г}}$, $t_{p1\text{г}}$, $t_{p2\text{г}}$, $t_{pq\text{г}}$ — то же в рекуперативном режиме;

$t_{pi\text{т}}$, $t_{p1i\text{т}}$, $t_{p2i\text{т}}$, $t_{pqi\text{т}}$ — время потребления энергии поездом типа $p$ соответственно при проходе $i$-го перегона рассматриваемого, первого, второго и $q$-го путей в *ч*;

$t_{pi\text{г}}$, $t_{p1i\text{г}}$, $t_{p2i\text{г}}$, $t_{pqi\text{г}}$ — то же в рекуперативном режиме;

$v$ — число типов поездов;

$s$ — число путей;

$\theta$ — период максимального графика (минимальный интервал между попутными поездами) в *ч*;

$N$ — суммарное расчетное число поездов всех типов на всех путях за период $T$ при одностороннем движении и число пар поездов при двустороннем;

$N_p$, $N_{p1}$, $N_{p2}$, $N_{pq}$ — расчетное число поездов типа $p$ за период $T$ соответственно на рассматриваемом, первом, втором и $q$-м путях;

$n$ — максимальное число поездов основного типа, могущих одновременно занимать фидерную зону;

$n_0$ — число условных перегонов в фидерной зоне, т. е. отрезков пути, на которых по условиям организации движения не может быть более одного поезда одновременно. При автоблокировке и езде на зеленый огонь—3 смежных блок-участка, а при езде под зеленый огонь — 2 (при параллельном соединении проводов путей в качестве расчетной длины условного перегона следует брать среднюю из величин по разным путям);

$A_T$, $A_{T1}$, $A_{T2}$, $A_{Tq}$ — расходы энергии на движение всех поездов за период $T$ по фидерной зоне соответственно по всем, первому, второму и $q$-му путям с учетом рекуперации энергии (за вычетом ее) в *квт·ч*;

$A_{Ti}$, $A_{Tj}$, $A_{T1i}$, $A_{T2i}$, $A_{Tqi}$ — то же на одном $i$-м или $j$-м условном перегоне;

$A'_T$ — расход энергии на движение всех поездов по всем путям фидерной зоны за расчетный период $T$ без учета рекуперируемой энергии (только в тяговом режиме) в *квт·ч*;

$A_p$, $A_{p1}$, $A_{p2}$, $A_{pq}$ — расходы энергии на движение одного поезда типа $p$ по фидерной зоне по любому, первому, второму и $q$-му пути с учетом рекуперации энергии в *квт·ч*;

$A_{pi}$, $A_{p1i}$, $A_{p2i}$, $A_{pqi}$ — то же на одном $i$-м условном перегоне;

$A'_p$, $A'_{p1}$, $A'_{p2}$, $A'_{pq}$ — то же на фидерной зоне только в тяговом режиме (без учета рекуперированной энергии);

$A'_{pi}$, $A'_{p1i}$, $A'_{p2i}$, $A'_{pqi}$ — то же на одном $i$-м условном перегоне;

$A_{pir}$ — энергия рекуперации от поезда типа $p$ на $i$-м перегоне фидерной зоны в *квт·ч*.

Все приведенные в табл. 2-2—2-5 формулы позволяют определять потери энергии в проводах контактной сети. Если необходимо определить суммарные потери энергии в контактной сети (проводах и рельсах), то для однопутных участков и многопутных участков с параллельным соединением проводов контактной сети путей достаточно в приведенных формулах заменить значение $r_{эк}$ на $r = r_{эк} + r_{эр}$.

В этом случае для схем раздельного питания путей и узловой схемы следовало бы потери энергии в рельсах рассчитывать отдельно (так как все рельсовые нити соединены параллельно) по формулам для параллельного соединения путей с заменой $r_{эк}$ на $r_{эр}$. Однако для практических расчетов без значительной погрешности можно и для схем раздельного питания, и узловых схем питания рассчитывать потери энергии во всей контактной сети по формулам, данным выше для расчета потерь энергии в проводах (для той или иной соответствующей схемы) с заменой сопротивления $r_{эк}$ на $r_{эк} + r_{эр}$.

Таблица 2-2

| Одностороннее питание (рис. 2-1) | № формулы |
|---|---|
| $\frac{550\, r_{эк}\, l A_T^2}{U^2 T}\left[\frac{T}{\sum t_т + \sum t_г}\left(2\frac{A'_T}{A_T} - 1\right)^2 + 0{,}61\left(1 - \frac{\theta N}{s \sum t}\right)\right]$ | (2-8) |

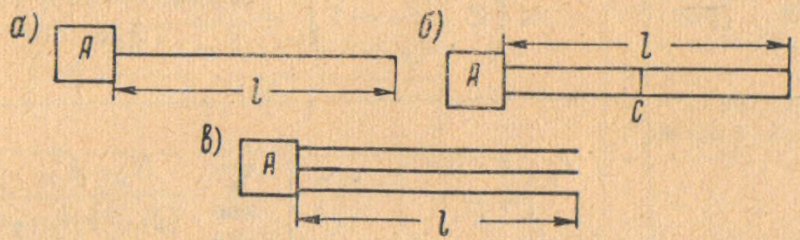



Рис. 2-1

| Двустороннее питание (рис. 2-2) | № формулы |
|---|---|
| $\frac{184\, r_{эк}\, l A_T^2}{U^2 T}\left[\frac{T}{\sum t_т + \sum t_г}\left(2\frac{A'_T}{A_T} - 1\right)^2 + 0{,}46\left(1 - \frac{\theta N}{s \sum t}\right)\right]$ | (2-9) |

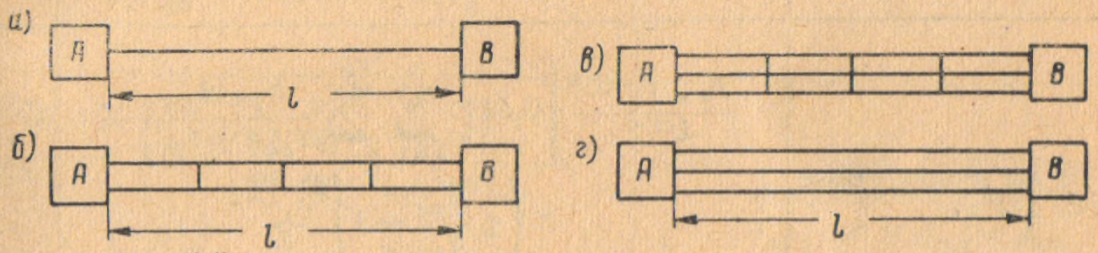



Рис. 2-2

| Узловая схема (рис. 2-3) | № формулы |
|---|---|
| $\frac{276\, r_{эк}\, l A_T^2}{U^2 T}\left[\frac{T}{\sum t_т + \sum t_г} + 0{,}228\left(1 - \frac{\theta N}{s \sum t}\right)\right]$ | (2-10) |

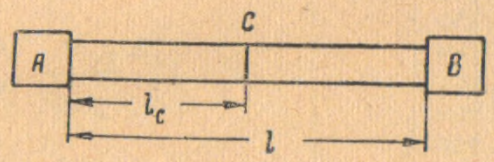



Рис. 2-3

Примечания. 1. При отсутствии рекуперации энергии $\sum t_г = 0$ и $A'_T = A_T$.

2. При $\frac{\theta N}{s \sum t} > 1$ величина $1 - \frac{\theta N}{s \sum t}$ должна приниматься равной нулю (это следует из вывода расчетных формул).

| Характер участка | Одностороннее питание | № формулы |
|---|---|---|
| Однопутные участки (рис. 2-1, *а* и 2-2, *а*) и для одного пути многопутного участка при раздельном питании путей (рис. 2-1, *в* и 2-2, *г*) | $$\frac{r_{э\,к}\, l \cdot 10^3}{U^2 T}\left[0{,}54T \sum_{p=1}^{v} \frac{N_p A_p^2}{t_{p\,т}+t_{p\,г}} \times \left(2\,\frac{A'_p}{A_p}-1\right)^2+\frac{A_T^2\,(2n^2-3n+1)}{6n^2}\right]$$ | (2-11) |
| Двухпутные участки с параллельным соединением проводов контактной сети путей (рис. 2-1, *б* и 2-2, *б*) | $$\frac{r_{э\,к}\, l \cdot 10^3}{U^2 T}\left\{0{,}54T\left[\sum_{p_1=1}^{v_1} \frac{N_{p1} A_{p1}^2}{t_{p1\,т}+t_{p1\,г}} \times \left(2\,\frac{A'_{p1}}{A_{p1}}-1\right)^2+\sum_{p_2=1}^{v_2} \frac{N_{p2} A_{p2}^2}{t_{p2\,т}+t_{p2\,г}} \times \left(2\,\frac{A'_{p2}}{A_{p2}}-1\right)^2\right]+\frac{1}{3}\left[A_T^2-\frac{3n-1}{2n^2}\times\left(A_{T1}^2+A_{T2}^2\right)\right]\right\}$$ | (2-12) |
| **То же многопутные** (рис. 2-2, *в*) | $$\frac{r_{э\,к}\, l \cdot 10^3}{U^2 T}\left[0{,}54T \sum_{q=1}^{s}\sum_{p=1}^{v_q} \frac{N_{pq} A_{pq}^2}{t_{pq\,т}+t_{pq\,г}} \times \left(2\,\frac{A'_{pq}}{A_{pq}}-1\right)^2+\frac{1}{3}\left(A_T^2-\frac{3n-1}{2n^2}\sum_{q=1}^{s} A_{Tq}^2\right)\right]$$ | (2-13) |
| Двухпутные участки с постом секционирования (узловая схема) (см. рис. 2-3) | — | |

Таблица 2-3

| Двустороннее питание | № формулы | Примечание |
|---|---|---|
| $\frac{r_{эк}\, l \cdot 10^3}{12\, U^2\, T}\left[2{,}16\, T \sum_{p=1}^{v} \frac{N_p\, A_p^2}{t_{pт}+t_{pг}} \times \left(2\frac{A'_p}{A_p}-1\right)^2 + \frac{A_T^2\,(n-1)\,(n^2-n+1)}{n^3}\right]$ | (2-14) | 1. При отсутствии рекуперации энергии $t_{pг}=0$ и $A'_p=A_p$.<br>2. Если $n<1$, то следует принимать $n=1$ (последний член суммы равен нулю) |
| $\frac{r_{эк}\, l \cdot 10^3}{12\, U^2\, T}\left\{2{,}16\, T\left[\sum_{p_1=1}^{v_1} \frac{N_{p1}\, A_{p1}^2}{t_{p1т}+t_{p1г}} \times \left(2\frac{A'_{p1}}{A_{p1}}-1\right)^2 + \sum_{p_2=1}^{v_2} \frac{A_{p2}\, A_{p2}^2}{t_{p2т}+t_{p2г}} \times \left(2\frac{A'_{p2}}{A_{p2}}-1\right)^2\right] + A_T^2 - \frac{2\,(n^2-n)+1}{n^3}\left(A_{T1}^2+A_{T2}^2\right)\right\}$ | (2-15) | 1. При отсутствии рекуперации $t_{p1г}=t_{p2г}=0$; $A'_{p1}=A_{p1}$; $A'_{p2}=A_{p2}$.<br>2. Если $n<1$, то следует подставлять его равным единице |
| $\frac{r_{эк}\, l \cdot 10^3}{12 U^2\, T}\left[2{,}16 \sum_{q=1}^{s}\sum_{p=1}^{v_q} \frac{N_{pq}\, A_{pq}^2}{t_{pqт}+t_{pqг}} \times \left(2\frac{A'_{pq}}{A_{pq}}-1\right)^2 + A_T^2 - \frac{2\,(n^2-n)+1}{n^3}\sum_{q=1}^{s} A_{Tq}^2\right]$ | (2-16) | 1. При отсутствии рекуперации энергии $t_{pqг}=0$ и $A'_{pq}=A_{pq}$.<br>2. При $n<1$ следует подставлять его равным единице |
| $\frac{r_{эк}\, l \cdot 10^3}{12\, U^2\, T}\left\{3{,}24\, T\left[\sum_{p_1=1}^{v_1} \frac{N_{p1}\, A_{p1}^2}{t_{p1т}+t_{p1г}} \times \left(2\frac{A'_{p1}}{A_{p1}}-1\right)^2 + \sum_{p_2=1}^{v_2} \frac{N_{p2}\, A_{p2}^2}{t_{p2т}+t_{p2г}} \times \left(2\frac{A'_{p2}}{A_{p2}}-1\right)^2\right] + \frac{3}{4}\, A_T + \frac{(n-2)^3-2\,(2n-1)}{2n^3}\left(A_{T1}^2+A_{T2}^2\right)\right\}$ | (2-17) | Формула дана для случая, когда пост секционирования примерно посередине участка и сечение проводов путей одинаково. Для других случаев формула усложняется [4] |

| Характер участка | Одностороннее питание | № формулы |
|---|---|---|
| Однопутные участки и для одного пути многопутного участка при раздельном питании путей (рис. 2-4 и 2-5) | $$\frac{r_{эк}\cdot 10^3}{U^2 T}\sum_{i=1}^{n_0} l_{0i}\left[1{,}08T\sum_{p=1}^{v}\frac{N_p A_{pi}^2}{i_{pi\,т}+t_{pi\,г}}\times\left(2\frac{A'_{pi}}{A_{pi}}-1\right)^2+2A_{Ti}\sum_{j=i+1}^{n_0}A_{Tj}\right]$$ | (2-18) |
| Двухпутные участки с параллельным соединением проводов контактной сети путей | $$\frac{r_{эк}\cdot 10^3}{U^2 T}\sum_{i=1}^{n_0} l_{0i}\times\left[1{,}08T\sum_{p_1=1}^{v_1}\frac{N_{p1} A_{p1i}^2}{t_{p1i\,т}+t_{p1i\,г}}\times\left(2\frac{A'_{p1i}}{A_{p1i}}-1\right)^2+\sum_{p_2=1}^{v_2}\frac{N_{p2} A_{p2i}^2}{t_{p2i\,т}+t_{p2i\,г}}\times\left(2\frac{A'_{p2i}}{A_{p2i}}-1\right)^2+2A_{Ti}\sum_{j=i+1}^{n_0}A_{Tj}+2A_{T1i}A_{T2i}\right]$$ | (2-19) |
| То же многопутные | $$\frac{r_{эк}\cdot 10^3}{U^2 T}\sum_{i=1}^{n_0} l_{0i}\times\left[1{,}08T\sum_{q=1}^{s}\sum_{p=1}^{v_q}\frac{N_{pq} A_{pqi}^2}{t_{pqi\,т}+t_{pqi\,г}}\times\left(2\frac{A'_{pqi}}{A_{pqi}}-1\right)^2+2A_{Ti}\sum_{j=i+1}^{n_0}A_{Tj}+A_{Ti}^2-\sum_{q=1}^{s}A_{Tqi}^2\right]$$ | (2-20) |

Таблица 2-4

| Двустороннее питание | № формулы | Примечание |
|---|---|---|
| $$\frac{r_{э\,к}\cdot 10^3}{U^2 T}\sum_{i=1}^{n_0} l_{0\,i}\left[1{,}08\,T\left(1-\frac{l_{0\,i}}{l}\right)\sum_{p=1}^{v}\times\right.$$ $$\times\frac{N_p A_{pi}^2}{t_{pi\,т}+t_{pi\,г}}\left(2\frac{A'_{pi}}{A_{pi}}-1\right)^2+$$ $$\left.+2A_{Ti}\sum_{j=i+1}^{n_0}\left(1-\frac{l_{0j}}{l}\right)A_{Tj}\right]$$ | (2-21) | При отсутствии рекуперации энергии $t_{pi\,г}=0$ и $A'_{pi}=A_{pi}$ |
| $$\frac{r_{э\,к}\cdot 10^3}{U^2 T}\sum_{i=1}^{n_0} l_{0\,i}\left\{1{,}08\,T\left(1-\frac{l_{0\,i}}{l}\right)\times\right.$$ $$\times\left[\sum_{p_1=1}^{v_1}\times\frac{N_{p1} A_{p1i}^2}{t_{p1i\,т}+t_{p1i\,г}}\left(2\frac{A'_{p1i}}{A_{p1i}}-1\right)^2+\right.$$ $$\left.+\sum_{p_2=1}^{v_2}\frac{N_{p2} A_{p2i}^2}{t_{p2i\,т}+t_{p2i\,г}}\left(2\frac{A'_{p2i}}{A_{p2i}}-1\right)^2\right]+$$ $$+2A_{Ti}\sum_{j=i+1}^{n_0}\left(1-\frac{l_{0j}}{l}\right)A_{Tj}+$$ $$\left.+2\left(1-\frac{l_{0i}}{l}\right)A_{T1\,i}A_{T2\,i}\right\}$$ | (2-22) | При отсутствии рекуперации энергии $t_{p1i\,г}=t_{p2i\,г}=0$ и $A'_{p1\,i}=A_{p1\,i}$; $A'_{p2i}=A_{p2\,i}$ |
| $$\frac{r_{э\,к}\cdot 10^3}{U^2 T}\sum_{i=1}^{n_0} l_{0i}\times$$ $$\times\left[1{,}08\,T\left(1-\frac{l_{0i}}{l}\right)\sum_{q=1}^{s}\sum_{p=1}^{v_q}\frac{N_{pq} A_{pqi}^2}{t_{pqi\,т}+t_{pqi\,г}}\times\right.$$ $$\times\left(2\frac{A'_{pqi}}{A_{pqi}}-1\right)^2+2A_{Ti}\sum_{j=i+1}^{n_0}\left(1-\frac{l_{0j}}{l}\right)A_{Tj}+$$ $$\left.+\left(1-\frac{l_{0i}}{l}\right)\left(A_{Ti}^2-\sum_{q=1}^{s}A_{Tq\,i}^2\right)\right]$$ | (2-23) | При отсутствии рекуперации энергии $t_{pqi\,г}=0$; $A'_{pqi}=A_{pqi}$ |

## § 2-4. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ ОДНОФАЗНОГО ТОКА ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

При системе однофазного тока промышленной частоты расчет потерь энергии в контактной сети для однопутных участков и многопутных с параллельным соединением проводов контактной сети можно производить по тем же формулам, что и для постоянного тока. При этом для выбора экономического сечения проводов при определении потерь энергии в проводах контактной сети можно прибли-

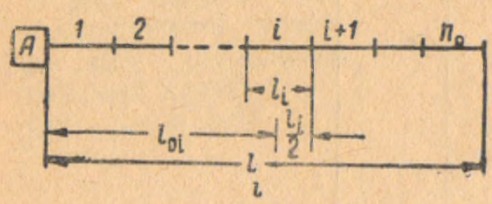



Рис. 2-4

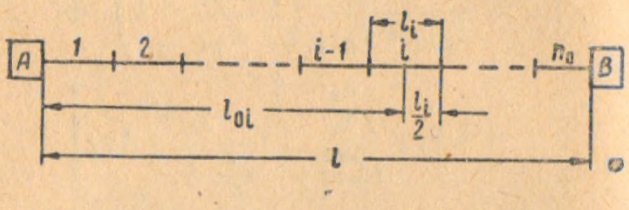



Рис. 2-5

Таблица 2-5

| Величина | Расчетная формула или способ расчета | Примечание |
|---|---|---|
| $N$ | $N = \frac{N_{\text{заданное}}}{k_{\text{н}}}$ | $k_{\text{н}}$ — коэффициент годовой неравномерности движения ($k_{\text{н}} > 1$). Числа поездов в результате округляются до ближайшего целого |
| $N_{pq}$ | $N_{pq} = \frac{N_{pq\ \text{заданное}}}{k_{\text{н}\,pq}}$ | |
| $n$ | Для одного пути многопутного участка $n = \frac{t_{0\,q}}{\theta}$ | При раздельном питании путей |
| | Для всех путей (среднее значение) $n = \frac{\sum_{q=1}^{s} t_{0q}}{s\theta}$ | При параллельном соединении путей |
| | Для однопутных участков $n = \frac{t_{0\ \text{чет}} + t_{0\ \text{неч}}}{\theta}$ | При параллельном графике (в парах поездов) |
| $A_T$, $A_{Tq}$ | $A_T = \sum_{q=1}^{s} \sum_{p=1}^{v} N_{pq} A_{pq}$ <br> $A_{Tq} = \sum_{p=1}^{v_q} N_p A_p$ | Аналогично находятся все другие подобные величины |
| | Расходы энергии $A_{pq}$, $A'_p$, $A_{p1}$, $A'_{p1}$ и др. берутся из тяговых расчетов и учитываются дополнительные расходы энергии на собственные нужды локомотивов и средний за год расход энергии на увеличение сопротивления движению зимой | Учет производится умножением расхода энергии из тяговых расчетов на $k_{\text{доп}} = 1{,}1$ (только при определении потерь энергии в контактной сети) |

женно принимать то же сопротивление проводов, что и при постоянном токе.

При расчетах потерь энергии во всей контактной сети вместо $r_{эк}$ надо подставлять значение активного сопротивления контактной сети, определяемого по действительной части комплекса $z$ — полного сопротивления контактной сети. Расчет этой величины дан в § 6 настоящей главы.

В формулы для постоянного тока необходимо также вместо величин расходов энергии на тягу поездов подставлять произведение $k_{эф} A$, где $k_{эф}$ — условный коэффициент эффективности (отношение действующего значения переменного тока к выпрямленному), который может быть принят равным 0,97 [7]. Величина $A$ (с соответствующим индексом) то же, что и при постоянном токе, — расход энергии на тягу поездов на соответствующем участке (в *квт·ч*).

Величина напряжения в контактной сети, входящая в рассматриваемые формулы, должна быть заменена расчетным значением выпрямленного напряжения, приведенного к стороне высшего напряжения трансформатора электровоза $U_d$. Эта величина для системы однофазного тока промышленной частоты (27,5 *кв*) при существующей схеме выпрямительных электровозов может приниматься равной

$$U_d = 0{,}9 \cdot 25\,000 = 22\,500 \text{ в}.$$

Для схем раздельного и узлового питания на двухпутных и многопутных участках формулы подсчета потерь энергии, выведенные для постоянного тока, в общем случае непригодны для системы однофазного тока. В этих случаях расчет потерь энергии в контактной сети следует вести, как показано ниже.

**Раздельное питание путей.** Суммарные потери энергии (всех путей) определяются выражением

$$\Delta A_T = \sum_{q=1}^{s} \Delta A_q + \Delta A_{св} \ [квт \cdot ч], \qquad (2\text{-}24)$$

где $\Delta A_q$ — расчетное значение потерь энергии в контактной сети $q$-го пути в *квт·ч*;

$\Delta A_{св}$ — то же от взаимного влияния контактной сети путей;

$s$ — число путей.

Величины $\Delta A_q$ могут определяться по соответствующим формулам, выведенным для одного пути участков постоянного тока, при условии введения в формулы $k_{эф}$ и $U_d$, как указано выше. При этом, если определяются потери энергии только в проводах контактной сети (для выбора сечения проводов), величина $r_{эк}$ сохраняется той же, что и при постоянном токе. При расчете потерь энергии во всей контактной сети величина $r_к$ должна быть заменена значением активной составляющей сопротивления одного пути двухпутного участка $r_{a1}$ (подвеска одного пути и четыре рельса). Среднее расчетное значение $z_1 = r_{a1} + jx_1$ дано в табл. 2-11 (§ 2-6).

Значение величины $\Delta A_{св}$ в зависимости от схемы питания и принятой точности расчетов можно определять по следующим формулам.

Для схемы одностороннего питания при расчетах по приближенным формулам и расходам энергии на фидерных зонах

$$\Delta A_{св} = \frac{r_{св}(s-1)k_{эф}^2}{3TU_d^2} l A_T^2 \cdot 10^3 \ [квт \cdot ч], \qquad (2\text{-}25)$$

где $r_{св}$ — активная составляющая сопротивления связи в *ом/км* (расчет этой величины дан в § 6 данной главы, а значения ее приведены в табл. 2-7).

Для той же схемы при расчетах по расходам энергии на условных перегонах

$$\Delta A_{св} = \frac{r_{св}(s-1)k_{эф}^2}{TU_d^2} \times$$

$$\times \left[2 \sum_{i=1}^{n_0} A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{0j} A_{Tj} + \sum_{i=1}^{n_0} l_{0i} A_{Ti}^2\right] 10^3 \ [квт \cdot ч]. \qquad (2\text{-}26)$$

Для схемы двустороннего питания вместо (2-25) будет

$$\Delta A_{св} = \frac{r_{св}(s-1)k_{эф}^2}{12TU_d^2} l A_T^2 \cdot 10^3 \ [квт \cdot ч] \qquad (2\text{-}27)$$

и вместо (2-26)

$$\Delta A_{св} = \frac{r_{св}(s-1)k_{эф}^2 \cdot 10^3}{TU_d^2 l} \times$$

$$\times \left[2 \sum_{i=1}^{n_0} (l - l_{0i}) A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{0j} A_{Tj} + \sum_{i=1}^{n_0} l_{0i}(l - l_{0i}) A_{Ti}^2\right] [квт \cdot ч]. \qquad (2\text{-}28)$$

При выборе экономического сечения проводов для схемы раздельного питания определение потерь энергии в проводах контактной сети [по формуле (2-24)] следует производить без учета величины $\Delta A_{св}$, так как последняя практически не зависит от сечения проводов. При этом выбор сечения проводов можно вести для каждого пути отдельно (по значению $\Delta A q$).

**Узловая схема.** Выражение для расчета потерь энергии при узловой схеме имеет следующий вид:

$$\Delta A_T = \Delta A_{1AC} + \Delta A_{2AC} + \Delta A_{1BC} + \Delta A_{2BC} + \\ + \Delta A_{св} + \Delta A_C \ [квт \cdot ч]. \qquad (2\text{-}29)$$

В этой формуле (см. рис. 2-3):

$\Delta A_{1AC}$ и $\Delta A_{2AC}$ — расчетные значения потерь энергии в контактной сети первого и второго путей на участке $AC$, считая, что в точке $C$ расположена дополнительная подстанция, в *квт·ч*;

$\Delta A_{1BC}$ и $\Delta A_{2BC}$ — то же на участке $BC$;

$\Delta A_{св}$ и $\Delta A_C$ — дополнительные расчетные потери энергии в контактной сети от учета связи между контактными сетями путей и наличия поста секционирования в *квт·ч*.

Величины $\Delta A_{1AC}$, $\Delta A_{2AC}$, $\Delta A_{1BC}$ и $\Delta A_{2BC}$ могут быть рассчитаны по формулам, выведенным для одного пути участков постоянного тока (с предположением подстанции в точке $C$) с введением в формулы $k_{эф}$ и $U_d$. При этом, если потери энергии определяются для выбора экономического сечения проводов, то в формулах величина $r_{эк}$ остается той же, что и при постоянном токе.

При определении потерь энергии во всей контактной сети величина $r_{эк}$ должна быть, как и выше, заменена активной составляющей сопротивления одного пути двухпутного участка $r_{a1}$ (§ 2-6, табл. 2-11).

Величины $\Delta A_{св}$ и $\Delta A_C$ определяются по формулам:

$$\Delta A_{св} = \frac{r_{св} k_{эф}^2 10^3}{4TU_d^2}\left(A_{TAC}^2 + A_{TBC}^2\right) \text{ [квт·ч]}; \qquad (2\text{-}30)$$

$$\Delta A_C = r_{a0}\, k_{эф}^2 \frac{l_C(l - l_C)\,10^3}{lTU_d^2}\left\{ A_C^2 + \frac{1}{3n}\left[\left(1{,}08\,\alpha_1 \frac{N_{01}}{N_1} - 1\right)A_{T1}^2 + \right.\right.$$

$$\left.\left. + \left(1{,}08\,\alpha_2 \frac{N_{02}}{N_2} - 1\right) A_{T2}^2\right]\right\} \text{ [квт·ч]}. \qquad (2\text{-}31)$$

В этих выражениях ранее не встречавшиеся обозначения:

$A_{TAC}$ и $A_{TBC}$ — расходы энергии на движение всех поездов за период $T$ на участках $AC$ и $BC$ в *квт·ч*;

$r_{a0}$ — активная составляющая сопротивления 1 *км* контактной сети обоих путей, считая провода путей соединенными параллельно, в *ом/км*;

$A_C$ — расход энергии на перемещение всех поездов по обоим путям от фиктивной подстанции, расположенной в точке $C$, в *квт·ч*;

$l_C$ — расстояние от левой подстанции (рис. 2-3) до поста секционирования в *км*;

$N_{01}$ и $N_{02}$ — поперегонная пропускная способность соответственно первого и второго путей;

$N_1$ и $N_2$ — расчетное число поездов за период $T$ соответственно по первому и второму путям;

$\alpha_1$ и $\alpha_2$ — отношение полного времени хода поезда по фидерной зоне ко времени потребления энергии соответственно по первому и второму путям.

Остальные обозначения объяснены выше и показаны на рис. 2-3.

При выборе экономического сечения проводов для узловой схемы учитывать величину $\Delta A_{св}$ также не следует. Тогда величина потерь энергии в проводах контактной сети обоих путей, зависящая от сечения проводов, определится

$$\Delta A_{T\,(s)} = \Delta A_{1AC} + \Delta A_{2AC} + \Delta_{1BC} + \Delta A_{2BC} + \Delta A_C \text{ [квт·ч]}. \qquad (2\text{-}32)$$

Значение $B_0$ [по формуле (2-5)] будет находиться из выражения

$$B_0 = \frac{\Delta A_{T\,(s)}}{l r_{a0}} \left[ \frac{квт \cdot ч}{ом \cdot год} \right].$$

Сечение проводов, полученное по такому расчету, получается суммарным по обоим путям. Следуя условиям, при которых выведены формулы для расчета потерь энергии, полученное сечение надо распределить между путями поровну. Практически можно распределить и иначе, учитывая разную загрузку путей.

При необходимости рассчитать реактивную мощность потерь можно использовать все приведенные выше формулы, разделив правую часть их на $T$ (расчетный период в *ч*) и заменив действительную часть комплекса полного сопротивления мнимой его частью ($r_a$ на $x$, $r_{a0}$ на $x_0$ и $r_{св}$ на $x_{св}$).

Определение этих величин дано в § 2-6.

## § 2-5. ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПО НАГРЕВАНИЮ

Выбранное сечение проводов необходимо проверить по нагреванию. В настоящее время проверка по нагреванию производится сравнением эффективных значений нагрузок проводов с установленными допускаемыми нагрузками [2].

Допускаемая нагрузка на отдельные провода приведена в табл. 2-1.

Так как наиболее нагруженным местом контактной сети является место присоединения фидеров, то проверочной должна служить нагрузка (эффективная) фидеров. При этом расчетом будет получена суммарная нагрузка всех проводов контактной сети, соединенных между собой параллельно. Чтобы проверить допустимость фактической нагрузки для каждого провода, следует распределить расчетную суммарную нагрузку между проводами. При постоянном токе это производится разделением общей нагрузки пропорционально сечениям проводов в медном эквиваленте.

При однофазном токе распределение суммарного тока по проводам цепной подвески производится, как известно, по отношению

$$\frac{I_к}{I_т} = \frac{z_т - z_{кт}}{z_к - z_{кт}}. \qquad (2\text{-}33)$$

В табл. 2-1 подсчитаны суммарные допустимые нагрузки на подвеску в целом. В связи с тем, что в течение 18—20 *мин* при протекании неизменного тока в проводах контактной сети путей тепловой режим, как правило, устанавливается (при расчетных условиях), это время и должно служить расчетным для определения проверочного эффективного тока фидера.

С другой стороны, так как перегрев проводов не может быть допущен, то расчетным режимом должен служить режим работы линии с движением поездов по фактическому минимальному интер-

валу, возможному на рассматриваемом участке. Проверка должна производиться при нормальной схеме питания. На двух- и многопутных участках проверку по нагреву следует производить в направлении наибольшего энергопотребления при раздельном питании путей.

Расчет эффективного тока фидера при сравнительно равномерном потреблении энергии поездами на участке (равнинные профили) можно производить для постоянного тока по формуле [2]

$$I_{эф}^2 = \frac{10^6}{U^2 T^2}\left[1{,}08\,T\sum_{i=1}^{n_0}\sum_{p=1}^{v}\frac{N_p\,(A_{pi\text{т}}+A_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}}+t_{pi\text{г}}}+\right.$$

$$\left.+\,A_{\text{т}}^2-\sum_{i=1}^{n_0}A_{\text{т}i}^2\right]\,[a^2]. \qquad (2\text{-}34)$$

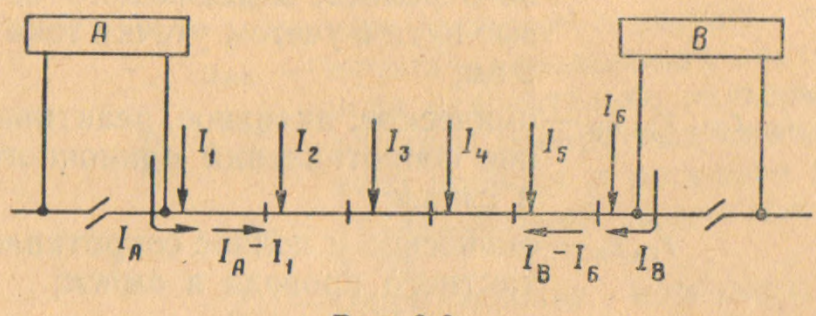



Рис. 2-6

Для определения эффективного тока фидера при проверке по нагреванию проводов контактной сети однофазного тока промышленной частоты следует ввести в правой части формулы (2-34) множителем $k_{эф}^2$ и вместо $U$ подставить $U_d$ (см. § 2-4) или вводить в расчет расходы «полной» энергии (в *ква·ч*).

При резких изменениях потребляемых поездами нагрузок вдоль линии (горные профили) определение эффективного тока фидера следует производить методом непрерывного исследования графика движения [2]. При этом достаточно подвергнуть анализу максимальный график движения поездов за время, равное одному минимальному интервалу между попутными поездами.

Если значения нагрузок проводов будут близкими к допустимым (запас не превышает 10%), необходимо увеличить сечение проводов до величины, достаточной по условиям нагрева. При этом следует учесть, что в большинстве случаев достаточно произвести усиление только в части фидерной зоны, прилегающей к подстанции (5—6 *км*), из-за неравномерного распределения нагрузки вдоль участка.

Протяженность необходимого усиления легко установить, учитывая возможные расположения нагрузок (поездов) при полном использовании поперегонной пропускной способности, как это видно, например, из рис. 2-6.

## § 2-6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Ниже приведены формулы для определения параметров контактной сети постоянного и переменного тока.

В этих формулах приняты следующие обозначения:

$s_м$ — сечение проводов контактной сети в медном эквиваленте (или медных проводов) в *мм*²;

$s_а$ — сечение алюминиевых проводов контактной сети в *мм*²;

$r_п$ — переходное сопротивление «рельсы — грунт» при постоянном токе в *ом/км*;

$z_п$ — то же при переменном токе;

$R_{эр}$ — омическое сопротивление эквивалентного рельса, заменяющего все рельсовые пути с учетом утечки тока в землю, в *ом*;

$r_р$, $r_{ра}$, $x_р$, $z_р$ — омическое, активное, реактивное и полное сопротивления одиночного рельса в *ом/км*;

$r_к$, $z_к$ — омическое и полное сопротивления контактного провода в *ом/км*;

$r_т$, $z_т$ — то же несущего троса;

$r'_{эк}$, $x'_{эк}$, $z'_{эк}$ — омическое, реактивное и полное сопротивления эквивалентного контактного провода, т. е. провода, заменяющего подвеску данного пути, в *ом/км*;

$r''_{эк}$, $x''_{эк}$, $z''_{эк}$ — то же, заменяющего подвески всех путей, соединенных параллельно;

$r_0$, $r_{а0}$, $x_0$, $z_0$ — омическое, активное, реактивное и полное сопротивления контактной сети (проводов и рельсов) при параллельном соединении проводов путей в *ом/км*;

$r'_{эр}$, $r'_{эра}$, $x'_{эр}$, $z'_{э\,р}$ — то же одного рельсового пути;

$r''_{эр}$, $r''_{эра}$, $x''_{эр}$, $z''_{эр}$ — то же всех рельсов (всех путей);

$r_1$, $r_{а1}$, $x_1$, $z_1$ — омическое, активное, реактивное и полное сопротивления одного пути двухпутного участка при раздельном питании путей в *ом/км*;

$r$, $r_а$, $x$, $z$ — то же для однопутного участка;

$r_{эк1}$, $x_{эк1}$, $z_{эк1}$ — то же эквивалентного контактного провода одного пути многопутного участка;

$r_{эр1}$, $r_{эра1}$, $x_{эр1}$, $z_{эр1}$ — то же рельсов одного пути многопутного участка;

$z_{кр}$ — полное сопротивление взаимоиндукции между контактным проводом и рельсом (эквивалентным проводом и рельсом) в *ом/км*;

$z_{кт}$ — то же между контактным проводом и несущим тросом;

$z_{1,2}$ — то же между эквивалентными проводами, заменяющими собой подвески первого и второго путей;

$a_{р1,2}$ — расстояние между рельсами одного пути в *см*;

$a_{1,2}$ — то же между осями путей;

$a_{кт}$ — приведенное расстояние между контактным проводом и несущим тросом в *см*;

$a_{кр}$ — высота эквивалентного контактного провода относительно рельсов в *см*;

$R_к$ и $R_т$ — радиусы поперечных сечений контактного провода и несущего троса в *см*;

$R_р$ — эквивалентный радиус сечения рельса в *см*;

$Z_{тр}$ — сопротивление короткого замыкания отсасывающего трансформатора, измеренное со стороны первичной обмотки, в *ом*;

$l_{тр}$ — расстояние между соседними отсасывающими трансформаторами в *км*;

$z_{оп}$ — полное сопротивление отсасывающего провода в *ом/км*;

$r_{оп}$ — омическое сопротивление отсасывающего провода в *ом/км*;

$z_{ко}$ — сопротивление взаимоиндукции между эквивалентным контактным и отсасывающим проводами в *ом/км*;

$a_{ко}$ — расстояние между эквивалентным контактным и отсасывающим проводами в *см*;

$R_{оп}$ — радиус сечения отсасывающего провода в *см*.

## 1. Параметры контактной сети постоянного тока

Электрическими параметрами контактной сети постоянного тока являются сопротивления проводов, рельсовой цепи и суммарное сопротивление контактной сети. При этом

$$r_0 = r_{эк} + r_{эр} \quad [ом/км]. \qquad (2\text{-}35)$$

Сопротивление 1 *км* проводов контактной сети определяется по обычной формуле

$$r_{эк} = \frac{\rho_м}{s_м + \frac{s_a}{1{,}65}} \ [ом/км]. \qquad (2\text{-}36)$$

Сопротивление одной рельсовой нити (одиночного рельса) с учетом стыков при длине рельса, равной 12,5 *м*, можно подсчитывать по формуле

$$r_р = \frac{2}{G_р} \ [ом/км]. \qquad (2\text{-}37)$$

Таблица 2-6

| Тип рельса | Вес рельса в *кг/м* | Периметр сечения в *см** | Эквивалентный радиус в *см** | Сопротивление постоянному току при 20°С в *ом/км* | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | одного целого рельса | с учетом сопротивления стыков | | | |
| | | | | | при длине рельса 12,5 *м* | | при длине рельса 25 *м* | |
| | | | | | одного пути | двух путей | одного пути | двух путей |
| Р65 . . . . . | 64,9 | 70 | 11,1 | 0,0254 | 0,0155 | 0,0083 | 0,014 | 0,008 |
| Р50 . . . . . | 51,5 | 62 | 9,9 | 0,0318 | 0,0195 | 0,0097 | 0,018 | 0,009 |
| Р43 . . . . . | 44,7 | 56 | 8,9 | 0,0367 | 0,0224 | 0,0112 | 0,020 | 0,010 |

* Эти данные используются для определения сопротивления рельсов при переменном токе.

При $N$ тяговых рельсах, соединенных параллельно, общее сопротивление пути будет равно

$$r_{эр} = \frac{2}{G_р N} \ [ом/км]. \qquad (2\text{-}38)$$

Здесь $G_р$—вес 1 *пог. м* рельса в *кг*.

При длине рельса 25 *м* $r_{р\,(25)} = 0{,}9\, r_{р\,(12,\,5)}$.

Параметры различных типов рельсов приведены в табл. 2-6 [5].

В некоторых случаях при малых переходных сопротивлениях между рельсами и грунтом на проводимость рельсового пути может оказать существенное влияние утечка тока в землю. При учете этого сопротивление рельсового пути может быть определено по формуле (2-39)

$$R_{э\,р} = \beta r_{э\,р} l \ [ом], \qquad (2\text{-}39)$$

где $\beta$ — поправочный коэффициент, который может быть найден из формулы

$$\beta = \frac{1 - e^{-l\sqrt{\frac{r_{эр}}{r_п}}}}{l\sqrt{\frac{r_{эр}}{r_п}}}. \qquad (2\text{-}40)$$

Значения $\beta$ в зависимости от величины $l\sqrt{\frac{r_{эр}}{r_п}}$ можно найти из кривой рис. 2-7.

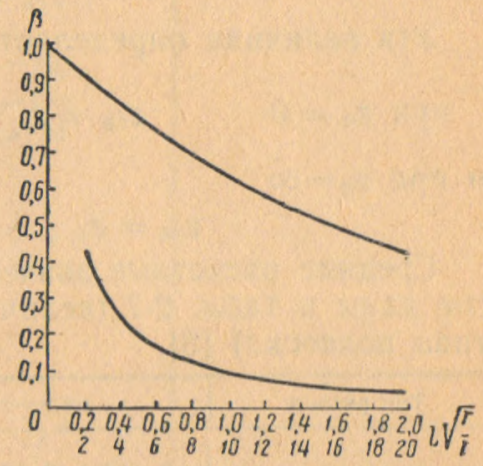



Рис. 2-7

Величина $r_п$ зависит от качества балласта и метеорологических условий. При влажном песчаном балласте она может снижаться на однопутном участке до 0,2—0,3 *ом* × ×*км*, а при сухом щебеночном балласте увеличиваться до 2—3 *ом·км*. При промерзшем грунте в зависимости от глубины промерзания переходное сопротивление может возрасти до 20—200 *ом·км*.

Значения переходных сопротивлений для двухпутного участка приближенно можно считать равными половине соответствующих величин, принятых для одного пути.

## 2. Параметры контактной сети однофазного тока

Ниже приводятся формулы для расчета параметров контактной сети переменного тока [1, 2, 5].

**Однопутные участки.** Полное комплексное сопротивление 1 *км* контактной сети может быть найдено как среднее из выражений:

при $z_п = 0$

$$z = z'_{эк} - \frac{z^2_{к\,р}}{z'_{э\,р}} \ [ом/км]; \qquad (2\text{-}41)$$

при $z_п = \infty$

$$z = z'_{эк} + z'_{эр} - 2z_{кр} \ [ом/км]. \qquad (2\text{-}42)$$

**Двухпутные участки.** При параллельном соединении проводов контактной сети полное комплексное сопротивление, отнесенное к 1 *км*, может быть найдено из зависимостей, аналогичных (2-41) и (2-42):

при $z_п = 0$

$$z_0 = z''_{эк} - \frac{z^2_{кр}}{z''_{эр}} \ [ом/км], \qquad (2\text{-}43)$$

и при $z_п = \infty$

$$z_0 = z''_{эк} + z''_{эр} - 2z_{к\,р} \ [ом/км]. \qquad (2\text{-}44)$$

При раздельном питании путей и узловых схемах подобные формулы не могут быть использованы.

Для этих схем величины, зависящие от сопротивления контактной сети (падения и потери напряжения, мощности потерь и потери энергии), следует определять непосредственно, как это дано в § 2-4 и главе 3. Подсчет величины $z_{св}$, необходимой при таких расчетах, приводится ниже:

$$z_{св} = r_{св} + jx_{св}. \qquad (2\text{-}45)$$

Эта величина определяется как средняя из выражений:

при $z_п = 0$ $\qquad z_{св} = z_{1,\,2} - \dfrac{z_{кр}^2}{z''_{эр}}$ $[ом/км]$ $\qquad (2\text{-}46)$

и при $z_п = \infty$

$$z_{св} = z_{1,\,2} + z''_{эр} - 2z_{кр} \quad [ом/км]. \qquad (2\text{-}47)$$

Средние расчетные значения $z_{св}$ для различных типов рельсов даны в табл. 2-7 (величина $z_{св}$ практически не зависит от типа подвески) [8].

Таблица 2-7

| Тип рельса | Р43 | Р50 | Р65 |
|---|---|---|---|
| $z_{св}$, $ом/км$ . . . | $0{,}055+j0{,}153$ | $0{,}048+j0{,}145$ | $0{,}040+j0{,}139$ |

На некоторых участках, электрифицируемых по системе однофазного тока промышленной частоты, применяются (и предполагаются к применению) отсасывающие трансформаторы. При их наличии параметры контактной сети можно определять по приведенным ниже формулам [4].

Для схемы, не содержащей отсасывающего провода, при коэффициенте трансформации $k = 1$ и без шунтирующих сопротивлений

$$z_0 = z''_{эк} + z''_{эр} - 2z_{кр} + \frac{Z_{тр}}{l_{тр}} \; [ом/км]. \qquad (2\text{-}48)$$

Для схемы с отсасывающим проводом при тех же условиях

$$z_0 = z''_{эк} + z_{оп} - 2z_{ко} + \frac{Z_{тр}}{l_{тр}} \; [ом/км]. \qquad (2\text{-}49)$$

Способы расчета величин, входящих в формулы (2-41)—(2-49), приведены в табл. 2-8.

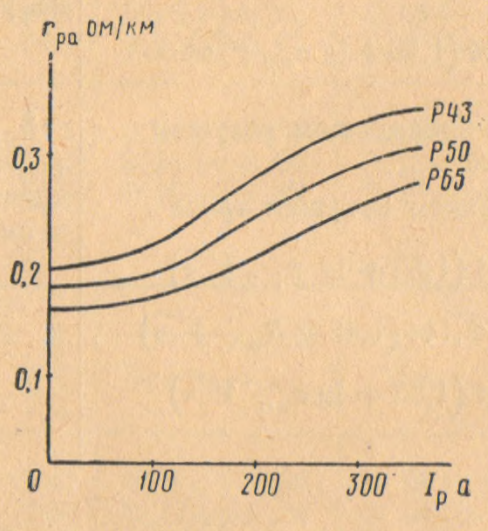
В табл. 2-9 и 2-10 приведены значения параметров контактной сети однофазного тока промышленной частоты для однопутных и двухпутных участков при параллельном соединении проводов контактной сети путей для различных подвесок и типов рельсов.

В табл. 2-11 даны значения сопротивлений одного пути двухпутного участка при раздельном питании путей. Эти значения используются при расчете падений и потерь напряжения в контактной сети.

В этих же таблицах приводятся соответствующие значения эквивалентного сопротивления, приведенного к выпрямленному напряжению, которые определялись по формуле

$$z' = 0{,}47\, r_a + 0{,}72\, x. \qquad (2\text{-}50)$$

Таблица 2-8

| Величина | Расчетная формула или способ расчета | Примечание |
|---|---|---|
| $r_{ра}$ | По кривым рис. 2-8 | |
| |   Рис. 2-8 | |
| $z_к$ | $r_к + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144\,(1{,}42 + \lg R_к \sqrt{\sigma})$ | $R_р = \frac{P}{2\pi}$, где $P$—периметр сечения рельса (см. табл. 2-6) в *см*. Для цепной подвески с проводящим несущим тросом. Для цепных подвесок со стальным тросом $z'_{эк} = z_к$ |
| $z_т$ | $r_т + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144\,(1{,}42 + \lg R_т \sqrt{\sigma})$ | |
| $z_р$ | $r_{ра} + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144\,(1{,}53 - 5{,}2\, r_{ра} + \lg R_р \sqrt{\sigma})$ | |
| $z'_{эк}$ | $\frac{(z_к - z_{кт})(z_т - z_{кт})}{(z_к - z_{кт}) + (z_т - z_{кт})} + z_{кт}$ | |
| $z_{кт}$ | $0{,}05 - j \cdot 0{,}144\,(1{,}53 + \lg a_{кт} \sqrt{\sigma})$ | |
| $z_к - z_{кт}$ | $r_к + j \cdot 0{,}144 \left(0{,}11 + \lg \frac{a_{кт}}{R_к}\right)$ | |
| $z_т - z_{кт}$ | $r_т + j \cdot 0{,}144 \left(0{,}11 + \lg \frac{a_{кт}}{R_т}\right)$ | |
| $a_{кт}$ | $\frac{1}{3}\,(h_к + 2c_{min})$ | $c_{min}$—длина минимальной струны в *см* |
| $z'_{эр}$ | $\frac{r_{ра}}{2} + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144 \times \left(1{,}53 - 5{,}2 \frac{r_{ра}}{2} + \lg \sqrt{R_р\, a_{р1,2}\, \sigma}\right)$ | $h_к$—конструктивная высота подвески (расстояние между несущим тросом и контактным проводом у опоры) в *см* |
| $z''_{эр}$ | $\frac{r_{ра}}{2} + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144 \times \left(1{,}53 - 5{,}2 \frac{r_{ра}}{4} + \lg \sqrt[4]{R_р\, a_{1,2} a_{р1,2}^2} \sqrt{\sigma}\right)$ | |
| $z''_{эк}$ | $\frac{1}{2}\left[z'_{эк} + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144\,(1{,}53 + \lg a_{1,2} \sqrt{\sigma})\right]$ | При проводящем несущем тросе для двухпутных участков |

Продолжение

| Величина | Расчетная формула или способ расчета | Примечание |
|---|---|---|
| $z''_{эк}$ | $\frac{r_к}{2} + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144 \left(1{,}48 + \lg \sqrt{R_к a_{1,2} \sigma}\right)$ | То же при стальном несущем тросе |
| $z_{кр}$ | $0{,}05 - j \cdot 0{,}144 \left(1{,}53 + \lg a_{кр} \sqrt{\sigma}\right)$ | |
| $a_{кр}$ | $h_{кс} + \frac{a_{кт}}{2}$ при проводящем несущем тросе | $h_{кс}$ — высота контактного провода относительно рельсов в *см* |
| $a_{кр}$ | $h_{кс}$ при стальном несущем тросе | |
| $z_{1,2}$ | $0{,}05 - j \cdot 0{,}144 \left(1{,}53 + \lg a_{1,2} \sqrt{\sigma}\right)$ | |
| $z_{оп}$ | $r_{оп} + 0{,}05 - j \cdot 0{,}144 \left(1{,}42 \lg R_{оп} \sqrt{\sigma}\right)$ | |
| $z_{ко}$ | $0{,}05 - j \cdot 0{,}144 \left(1{,}53 + \lg a_{ко} \sqrt{\sigma}\right)$ | |

Таблица 2-9

| Тип подвески | Тип рельсов | $z$, *ом/км* при $z_п = \infty$ | $z$, *ом/км* при $z_п = 0$ | $z$, *ом/км* расчетное среднее значение | $z'$, *ом/км* |
|---|---|---|---|---|---|
| С-70+ТФ-85 | Р43 | $0{,}35 + j \cdot 0{,}73$ | $0{,}27 + j \cdot 0{,}62$ | $0{,}31 + j \cdot 0{,}67$ | 0,63 |
| | Р50 | $0{,}33 + j \cdot 0{,}72$ | $0{,}26 + j \cdot 0{,}61$ | $0{,}29 + j \cdot 0{,}66$ | 0,61 |
| | Р65 | $0{,}31 + j \cdot 0{,}71$ | $0{,}25 + j \cdot 0{,}60$ | $0{,}28 + j \cdot 0{,}65$ | 0,60 |
| С-70+ТФ-100 | Р43 | $0{,}32 + j \cdot 0{,}71$ | $0{,}24 + j \cdot 0{,}60$ | $0{,}28 + j \cdot 0{,}65$ | 0,60 |
| | Р50 | $0{,}30 + j \cdot 0{,}70$ | $0{,}23 + j \cdot 0{,}59$ | $0{,}26 + j \cdot 0{,}64$ | 0,58 |
| | Р65 | $0{,}28 + j \cdot 0{,}69$ | $0{,}22 + j \cdot 0{,}58$ | $0{,}25 + j \cdot 0{,}63$ | 0,57 |
| ПБСМ-70+ТФ-85 | Р43 | $0{,}33 + j \cdot 0{,}59$ | $0{,}25 + j \cdot 0{,}48$ | $0{,}29 + j \cdot 0{,}54$ | 0,53 |
| | Р50 | $0{,}31 + j \cdot 0{,}58$ | $0{,}24 + j \cdot 0{,}47$ | $0{,}27 + j \cdot 0{,}53$ | 0,51 |
| | Р65 | $0{,}29 + j \cdot 0{,}56$ | $0{,}23 + j \cdot 0{,}46$ | $0{,}26 + j \cdot 0{,}51$ | 0,49 |
| ПБСМ-70+ТФ-100 | Р43 | $0{,}32 + j \cdot 0{,}58$ | $0{,}24 + j \cdot 0{,}47$ | $0{,}28 + j \cdot 0{,}53$ | 0,51 |
| | Р50 | $0{,}30 + j \cdot 0{,}57$ | $0{,}23 + j \cdot 0{,}46$ | $0{,}27 + j \cdot 0{,}52$ | 0,50 |
| | Р65 | $0{,}28 + j \cdot 0{,}55$ | $0{,}22 + j \cdot 0{,}45$ | $0{,}25 + j \cdot 0{,}50$ | 0,48 |
| ПБСМ-95+ТФ-85 | Р43 | $0{,}31 + j \cdot 0{,}56$ | $0{,}23 + j \cdot 0{,}45$ | $0{,}27 + j \cdot 0{,}51$ | 0,49 |
| | Р50 | $0{,}29 + j \cdot 0{,}55$ | $0{,}22 + j \cdot 0{,}44$ | $0{,}26 + j \cdot 0{,}50$ | 0,48 |
| | Р65 | $0{,}27 + j \cdot 0{,}54$ | $0{,}21 + j \cdot 0{,}43$ | $0{,}24 + j \cdot 0{,}49$ | 0,47 |
| ПБСМ-95+ТФ-100 | Р43 | $0{,}30 + j \cdot 0{,}55$ | $0{,}22 + j \cdot 0{,}44$ | $0{,}26 + j \cdot 0{,}50$ | 0,48 |
| | Р50 | $0{,}28 + j \cdot 0{,}54$ | $0{,}21 + j \cdot 0{,}43$ | $0{,}25 + j \cdot 0{,}49$ | 0,47 |
| | Р65 | $0{,}26 + j \cdot 0{,}52$ | $0{,}20 + j \cdot 0{,}42$ | $0{,}23 + j \cdot 0{,}47$ | 0,45 |

Продолжение

| Тип подвески | Тип рельсов | $z$, ом/км | | | $z'$, ом/км |
|---|---|---|---|---|---|
| | | при $z_п=\infty$ | при $z_п=0$ | расчетное среднее значение | |
| М-95+ТФ-100 | Р43 | $0,24+j\cdot0,53$ | $0,16+j\cdot0,42$ | $0,20+j\cdot0,47$ | 0,44 |
| | Р50 | $0,22+j\cdot0,52$ | $0,15+j\cdot0,41$ | $0,18+j\cdot0,46$ | 0,42 |
| | Р65 | $0,20+j\cdot0,51$ | $0,14+j\cdot0,40$ | $0,17+j\cdot0,45$ | 0,40 |
| М-120+ТФ-100 | Р43 | $0,23+j\cdot0,51$ | $0,15+j\cdot0,40$ | $0,19+j\cdot0,46$ | 0,42 |
| | Р50 | $0,21+j\cdot0,50$ | $0,14+j\cdot0,39$ | $0,17+j\cdot0,45$ | 0,40 |
| | Р65 | $0,19+j\cdot0,49$ | $0,13+j\cdot0,38$ | $0,16+j\cdot0,43$ | 0,38 |

Таблица 2-10

| Тип подвески | Тип рельсов | $z_0$, ом/км | | | $z'_0$, ом/км |
|---|---|---|---|---|---|
| | | при $z_п=\infty$ | при $z_п=0$ | расчетное среднее значение | |
| С-70+ТФ-85 | Р43 | $0,18+j\cdot0,39$ | $0,15+j\cdot0,35$ | $0,17+j\cdot0,37$ | 0,35 |
| | Р50 | $0,17+j\cdot0,38$ | $0,14+j\cdot0,34$ | $0,16+j\cdot0,36$ | 0,33 |
| | Р65 | $0,16+j\cdot0,37$ | $0,14+j\cdot0,33$ | $0,15+j\cdot0,35$ | 0,32 |
| С-70+ТФ-100 | Р43 | $0,16+j\cdot0,38$ | $0,13+j\cdot0,34$ | $0,15+j\cdot0,36$ | 0,33 |
| | Р50 | $0,15+j\cdot0,37$ | $0,12+j\cdot0,34$ | $0,14+j\cdot0,35$ | 0,32 |
| | Р65 | $0,14+j\cdot0,36$ | $0,12+j\cdot0,33$ | $0,13+j\cdot0,34$ | 0,31 |
| ПБСМ-70+ТФ-85 | Р43 | $0,17+j\cdot0,33$ | $0,14+j\cdot0,28$ | $0,15+j\cdot0,30$ | 0,29 |
| | Р50 | $0,16+j\cdot0,31$ | $0,13+j\cdot0,28$ | $0,14+j\cdot0,29$ | 0,28 |
| | Р65 | $0,15+j\cdot0,30$ | $0,13+j\cdot0,27$ | $0,14+j\cdot0,28$ | 0,27 |
| ПБСМ-70+ТФ-100 | Р43 | $0,16+j\cdot0,31$ | $0,13+j\cdot0,27$ | $0,15+j\cdot0,29$ | 0,28 |
| | Р50 | $0,15+j\cdot0,30$ | $0,12+j\cdot0,27$ | $0,14+j\cdot0,28$ | 0,27 |
| | Р65 | $0,14+j\cdot0,29$ | $0,12+j\cdot0,26$ | $0,13+j\cdot0,27$ | 0,26 |
| ПБСМ-95+ТФ-85 | Р43 | $0,15+j\cdot0,30$ | $0,12+j\cdot0,26$ | $0,14+j\cdot0,28$ | 0,27 |
| | Р50 | $0,14+j\cdot0,29$ | $0,11+j\cdot0,26$ | $0,13+j\cdot0,27$ | 0,25 |
| | Р65 | $0,13+j\cdot0,28$ | $0,11+j\cdot0,25$ | $0,12+j\cdot0,26$ | 0,24 |
| ПБСМ-95+ТФ-100 | Р43 | $0,15+j\cdot0,30$ | $0,12+j\cdot0,26$ | $0,14+j\cdot0,28$ | 0,27 |
| | Р50 | $0,14+j\cdot0,29$ | $0,11+j\cdot0,26$ | $0,13+j\cdot0,27$ | 0,25 |
| | Р65 | $0,13+j\cdot0,28$ | $0,11+j\cdot0,25$ | $0,12+j\cdot0,26$ | 0,24 |
| М-95+ТФ-100 | Р43 | $0,12+j\cdot0,29$ | $0,09+j\cdot0,25$ | $0,11+j\cdot0,27$ | 0,25 |
| | Р50 | $0,11+j\cdot0,28$ | $0,08+j\cdot0,25$ | $0,10+j\cdot0,26$ | 0,23 |
| | Р65 | $0,10+j\cdot0,27$ | $0,07+j\cdot0,24$ | $0,09+j\cdot0,25$ | 0,22 |
| М-120+ТФ-100 | Р43 | $0,11+j\cdot0,28$ | $0,08+j\cdot0,24$ | $0,10+j\cdot0,26$ | 0,24 |
| | Р50 | $0,10+j\cdot0,27$ | $0,07+j\cdot0,24$ | $0,09+j\cdot0,25$ | 0,23 |
| | Р65 | $0,09+j\cdot0,26$ | $0,07+j\cdot0,23$ | $0,08+j\cdot0,24$ | 0,21 |

Таблица 2-11

| Тип подвески | Тип рельсов | $z_1$, ом/км | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | при $z_п = \infty$ | при $z_п = 0$ | расчетное среднее значение | $z_1'$, ом/км |
| С-70+ТФ-85 | Р43 | $0,28+j\cdot0,61$ | $0,25+j\cdot0,57$ | $0,26+j\cdot0,59$ | 0,55 |
| | Р50 | $0,27+j\cdot0,60$ | $0,24+j\cdot0,57$ | $0,25+j\cdot0,58$ | 0,54 |
| | Р65 | $0,26+j\cdot0,59$ | $0,24+j\cdot0,56$ | $0,25+j\cdot0,57$ | 0,53 |
| С-70+ТФ-100 | Р43 | $0,25+j\cdot0,59$ | $0,22+j\cdot0,55$ | $0,23+j\cdot0,57$ | 0,52 |
| | Р50 | $0,24+j\cdot0,58$ | $0,21+j\cdot0,55$ | $0,22+j\cdot0,56$ | 0,51 |
| | Р65 | $0,23+j\cdot0,57$ | $0,21+j\cdot0,54$ | $0,22+j\cdot0,55$ | 0,50 |
| ПБСМ-70+ТФ-85 | Р43 | $0,26+j\cdot0,47$ | $0,23+j\cdot0,43$ | $0,24+j\cdot0,45$ | 0,45 |
| | Р50 | $0,25+j\cdot0,46$ | $0,22+j\cdot0,43$ | $0,23+j\cdot0,44$ | 0,43 |
| | Р65 | $0,24+j\cdot0,45$ | $0,22+j\cdot0,42$ | $0,23+j\cdot0,43$ | 0,42 |
| ПБСМ-70+ТФ-100 | Р43 | $0,25+j\cdot0,46$ | $0,22+j\cdot0,42$ | $0,23+j\cdot0,44$ | 0,42 |
| | Р50 | $0,24+j\cdot0,45$ | $0,21+j\cdot0,42$ | $0,22+j\cdot0,43$ | 0,41 |
| | Р65 | $0,23+j\cdot0,44$ | $0,21+j\cdot0,41$ | $0,22+j\cdot0,42$ | 0,40 |
| ПБСМ-95+ТФ-85 | Р43 | $0,24+j\cdot0,44$ | $0,21+j\cdot0,40$ | $0,22+j\cdot0,42$ | 0,40 |
| | Р50 | $0,23+j\cdot0,43$ | $0,20+j\cdot0,40$ | $0,21+j\cdot0,41$ | 0,39 |
| | Р65 | $0,22+j\cdot0,42$ | $0,20+j\cdot0,39$ | $0,21+j\cdot0,40$ | 0,39 |
| ПБСМ-95+ТФ-100 | Р43 | $0,23+j\cdot0,43$ | $0,20+j\cdot0,39$ | $0,21+j\cdot0,41$ | 0,39 |
| | Р50 | $0,22+j\cdot0,42$ | $0,19+j\cdot0,39$ | $0,20+j\cdot0,40$ | 0,38 |
| | Р65 | $0,21+j\cdot0,41$ | $0,19+j\cdot0,38$ | $0,20+j\cdot0,39$ | 0,38 |
| М-95+ТФ-100 | Р43 | $0,17+j\cdot0,41$ | $0,14+j\cdot0,37$ | $0,15+j\cdot0,39$ | 0,35 |
| | Р50 | $0,16+j\cdot0,40$ | $0,13+j\cdot0,37$ | $0,14+j\cdot0,38$ | 0,34 |
| | Р65 | $0,15+j\cdot0,39$ | $0,13+j\cdot0,36$ | $0,14+j\cdot0,37$ | 0,33 |
| М-120+ТФ-100 | Р43 | $0,16+j\cdot0,39$ | $0,13+j\cdot0,35$ | $0,14+j\cdot0,37$ | 0,33 |
| | Р50 | $0,15+j\cdot0,38$ | $0,12+j\cdot0,35$ | $0,13+j\cdot0,36$ | 0,32 |
| | Р65 | $0,14+j\cdot0,37$ | $0,12+j\cdot0,34$ | $0,13+j\cdot0,35$ | 0,31 |

Примечание. При применении контактного провода ТФО-100 можно принимать те же значения параметров, что и для подвески с контактным проводом ТФ-100.

Значения параметров контактной сети рассчитывались при следующих условиях:

1. $\sigma = 10^{-14} - 10^{-13}$ CGSM.
2. Радиусы проводов в *см*

| М-95 | М-120 | ТФ-85 | ТФ-100 | ПБСМ-70 | ПБСМ-95 |
|---|---|---|---|---|---|
| 0,63 | 0,70 | 0,50 | 0,62 | 0,55 | 0,62 |

3. Радиусы сечения рельсов в *см*

| Р43 | Р50 | Р65 |
|---|---|---|
| 8,9 | 9,9 | 11,1 |

4. Расстояния в *см*

| $a_{р1,2}$ | $a_{1,2}$ | $a_{кр}$ | $a_{кт}$ |
|---|---|---|---|
| 160 | 140 | 610 | 130 |

**Примеры расчетов.** Рассчитаем потери энергии и выберем сечение проводов контактной сети для двух фидерных зон (постоянного и переменного тока).

Из расчетных данных (см. главу 13) на рис. 2-9 приведена схема участка *Ч — Ку*. Фидерная зона *К — Ку* постоянного тока, *Ч — К* — переменного. Подстанция *К* совмещенная.

1. Участок постоянного тока *К — Ку*.

Расчет потерь энергии $\Delta A_т$ произведем по формуле (2-15), так как участок двухпутный, питание двустороннее, провода путей соединены параллельно. Кроме того, потребление энергии вдоль зоны не очень резко колеблется.

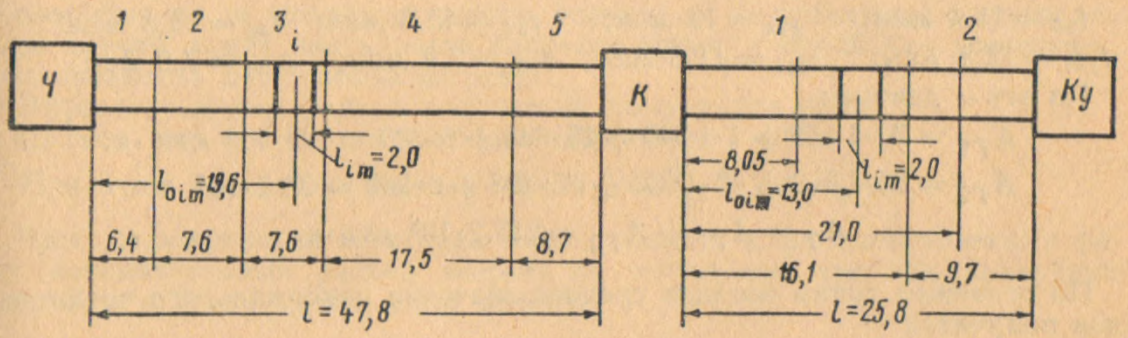



Рис. 2-9

Так как согласно § 2-1 и 2-2 для расчета сечения проводов необходимо определить величину $B_0 = \frac{\Delta A_{год}}{r_{эк}\, l}\left[\frac{квт \cdot ч}{ом \cdot год}\right]$, то удобно величину $\Delta A_т$ выражать через $r_{эк}$ и $l$.

Значение входящих величин: $U = 3\,000$ *в*; $T = 24$ *ч*.

Расчетные числа поездов получаются из заданных для интенсивного периода года делением на коэффициент годовой неравномерности ($k_{н1} = 1{,}15$; $k_{н2} = 1{,}2$). При этом число пассажирских и пригородных поездов в году принято неизменным.

По первому пути:

$$N_{11} = \frac{80}{1{,}15} \approx 70; \quad N_{21} = \frac{5}{1{,}15} \approx 4; \quad N_{31} = 15; \quad N_{41} = 6.$$

По второму пути:

$$N_{12} = \frac{38}{1{,}2} \approx 32; \quad N_{22} = \frac{47}{1{,}2} \approx 40; \quad N_{32} = 15; \quad N_{42} = 6.$$

Расходы энергии выбираются из таблиц главы 13, составленных по тяговым расчетам, и пересчитываются с учетом дополнительного расхода энергии на собственные нужды локомотивов и увеличение сопротивления движения в зимнее время. При этом $k_д = 1{,}1$. Так как рекуперация имеет место только на первом перегоне первого пути, то по первому пути:

$$A_{11} = 1\,581 \cdot 1{,}1 - 224 = 1\,515 \text{ } квт \cdot ч;$$
$$A'_{11} = 1\,581 \cdot 1{,}1 = 1\,740 \text{ } квт \cdot ч;$$
$$A_{21} = 1\,219 \cdot 1{,}1 = 1\,340 \text{ } квт \cdot ч;$$

$$A_{31} = 578 \cdot 1{,}1 = 636 \text{ квт} \cdot \text{ч};$$
$$A_{41} = 290 \cdot 1{,}1 = 320 \text{ квт} \cdot \text{ч};$$

по второму пути:

$$A_{12} = 1\,195 \cdot 1{,}1 = 1\,310 \text{ квт} \cdot \text{ч};$$
$$A_{22} = 940 \cdot 1{,}1 = 1\,030 \text{ квт} \cdot \text{ч};$$
$$A_{32} = 451 \cdot 1{,}1 = 498 \text{ квт} \cdot \text{ч};$$
$$A_{42} = 226 \cdot 1{,}1 = 249 \text{ квт} \cdot \text{ч}.$$

Времена хода поездов
по первому пути:

$t_{11} = 21{,}7$ мин; $t_{21} = 19$ мин; $t_{31} = 16$ мин; $t_{41} = 16$ мин;
$t_{11г} = 17{,}8$ мин; $t_{21т} = 15{,}4$ мин; $t_{31т} = 12{,}7$ мин; $t_{41т} = 12{,}7$ мин;
$t_{11г} = 3{,}5$ мин.

по второму пути:

$t_{12} = 21{,}4$ мин; $t_{22} = 19$ мин; $t_{32} = 15{,}8$ мин; $t_{42} = 15{,}8$ мин;
$t_{12г} = 12{,}3$ мин; $t_{22г} = 11{,}3$ мин; $t_{32г} = 7{,}9$ мин; $t_{42г} = 7{,}9$ мин.

По этим данным:

$$A_{T1} = 70 \cdot 1\,515 + 4 \cdot 1\,340 + 15 \cdot 638 + 6 \cdot 320 = 123 \cdot 10^3 \text{ квт} \cdot \text{ч};$$
$$A_{T2} = 32 \cdot 1\,310 + 40 \cdot 1\,030 + 15 \cdot 498 + 6 \cdot 249 = 92{,}2 \cdot 10^3 \text{ квт} \cdot \text{ч}.$$
$$A_T = A_{T1} + A_{T2} = 215{,}2 \cdot 10^3 \text{ квт} \cdot \text{ч}.$$

По основным типам поездов среднее значение максимального числа поездов получится

$$n = \frac{t_{11} + t_{22}}{2\theta} = \frac{21{,}7 + 19}{2 \cdot 8} = 2{,}6.$$

Подставив значения всех величин в формулу (2-15), получим

$$\Delta A_{сут} = \frac{r_{эк}\, l \cdot 10^3}{12 \cdot 3\,000^2 \cdot 24} \left\{ 2{,}16 \cdot 24 \left[ \frac{70 \cdot 1\,515^2}{\frac{17{,}8 + 3{,}5}{60}} \left( 2 \frac{1\,740}{1\,515} - 1 \right)^2 + \right.\right.$$
$$+ \frac{4 \cdot 1\,340^2}{\frac{15{,}4}{60}} + \frac{15 \cdot 636^2}{\frac{12{,}7}{60}} + \frac{6 \cdot 320^2}{\frac{12{,}7}{60}} + \frac{32 \cdot 1\,310^2}{\frac{12{,}3}{60}} + \frac{40 \cdot 1\,030^2}{\frac{11{,}3}{60}} +$$
$$\left. + \frac{15 \cdot 498^2}{\frac{7{,}9}{60}} + \frac{6 \cdot 249^2}{\frac{7{,}9}{60}} \right] + (215{,}2 \cdot 10^3)^2 - \frac{2\,(2{,}6^2 - 2{,}6) + 1}{2{,}6^3} \times$$
$$\left. \times [(123 \cdot 10^3)^2 + (92{,}2 \cdot 10^3)^2] \right\} = 38{,}1 \cdot 10^3\, r_{эк}\, l \text{ квт} \cdot \text{ч}.$$

Отсюда $\Delta A_{год} = 365\, \Delta A_{сут} = 13{,}9 \cdot 10^6\, r_{эк}\, l$ квт·ч/год.

Экономическое сечение проводов согласно формулам (2-4) и (2-5) на оба пути:

$$s_{эм\ (min)} = 0{,}33 \sqrt{B_0} \text{ мм}^2;$$
$$s_{эм} = 4{,}8 \sqrt{k_э B_0} \text{ мм}^2;$$
$$B_0 = \frac{\Delta A_{год}}{r_{эк}\, l} = 13{,}9 \cdot 10^6 \text{ квт} \cdot \text{ч/ом} \cdot \text{год};$$
$$k_э = 0{,}014 \text{ руб/квт} \cdot \text{ч} \text{ (по заданию)}.$$

Тогда:

$$s_{эм\ (min)} = 1\,230\ мм^2;$$

$$s_{эм} = 2\,120\ мм^2.$$

Необходимо над каждым путем иметь подвеску М-120 + 2ТФ-100 + +3А-185, что эквивалентно 650 $мм^2$ по меди.

Столь большое сечение вызвано непомерно большим расстоянием между подстанциями (25,8 *км*) при таких размерах движения.

Если подсчитать потери энергии по более точной формуле (2-22), получим

$$\Delta A_{сут} = 40{,}6 \cdot 10^3\, r_{эк}\, l.$$

Расхождение невелико ($\sim 7\%$), что определяется не очень большой неравномерностью потребления энергии вдоль зоны.

Проверим выбранное сечение по нагреванию.

Проверку произведем для наиболее нагруженного фидера подстанции *К* по первому пути. Наиболее тяжелый режим будет иметь место при раздельном питании и движении пачки поездов с минимальным интервалом (такой случай может иметь место короткое время, а 18—20 *мин* достаточно, чтобы превысить допустимый нагрев).

Эффективный ток фидера подсчитаем по формуле (2-34).

Примем, что все поезда наиболее тяжелые и $T = 1$ *ч*.

При $\theta = 8$ *мин* число поездов за 1 *ч* $N = \frac{60}{8} = 7{,}5$; $n_0 = 2$.

Расходы энергии на перегонах надо отнести к рассматриваемому фидеру (дополнительный расход энергии не учитываем, так как наихудшие условия по нагреву имеют место летом):

$$A_1 = \frac{1\,270\,(25{,}8 - 8{,}05)}{25{,}8} = 870\ квт \cdot ч;$$

$$A_2 = \frac{535\,(25{,}8 - 20{,}9)}{25{,}8} = 100\ квт \cdot ч;$$

$$A_{T1} = 7{,}5 \cdot 870 = 6\,530\ квт \cdot ч;$$

$$A_{T2} = 7{,}5 \cdot 100 = 750\ квт \cdot ч;$$

$$A_T = A_{T1} + A_{T2} = 7\,280\ квт \cdot ч.$$

Время хода поездов:

$$t_{1т} = 14{,}2\ мин; \quad t_{2т} + t_{2г} = 7{,}1\ мин.$$

Тогда

$$I^2_{эф} = \frac{10^6}{1^2 \cdot 3\,000^2}\left[1{,}08 \cdot 1 \cdot 7{,}5\left(\frac{870^2}{\frac{14{,}2}{60}} + \frac{100^2}{\frac{7{,}1}{60}}\right) + 7\,280^2 - 6\,530^2 - 750^2\right],$$

$$\text{или } I^2_{эф} = 4{,}5 \cdot 10^6\ a^2;$$

$$I_{эф} = 2\,100\ a.$$

Согласно табл. 2-1 такой ток вполне допустим для принятой подвески и, так как разница значительна, точных расчетов не требуется.

Подсчитаем абсолютное значение потерь энергии в контактной сети за год:

$$\Delta A_{год} = B_0\, r_0\, l,$$

где

$$r = r_{эк} + r_{эр};$$

$$l = 25{,}8\ км;$$

$$r_{эк} = \frac{18{,}8}{320 + \frac{3 \cdot 185}{1{,}65}} \cdot \frac{1}{2} = 0{,}014 \text{ ом/км}.$$ Рельсы на участке типа Р50.

$$r_{эр} = \frac{2}{4 \cdot 50} = 0{,}01 \text{ ом/км}.$$

Отсюда $r_0 = 0{,}024$ *ом/км*.
Тогда

$$\Delta A_{год} = 13{,}9 \cdot 10^6 \cdot 0{,}024 \cdot 25{,}8 = 8{,}6 \cdot 10^6 \text{ квт·ч/год}.$$

Как видно, потери энергии велики и составляют 11% расхода энергии на тягу.

Расходы на оплату этих потерь на одном участке в 25,8 *км* достигнут в год величины

$$\Delta E = 0{,}014 \cdot 8{,}6 \cdot 10^6 = 120\,000 \text{ руб./год}.$$

По-видимому, потребуется либо изменение всего плана размещения подстанций, либо постройка тяговой подстанции дополнительно между *К* и *Ку*.

2. Участок переменного тока *Ч—К*.

Формула (2-15) может быть применена и в этом случае, так как предположено параллельное соединение проводов контактной сети путей. С учетом замечаний, данных в § 2-4, эта формула будет иметь вид (рекуперация отсутствует):

$$\Delta A_T = \frac{r_{эк}\, l \cdot 10^3\, k_{эф}^2}{12\, U_d^2\, T} \left\{ 2{,}16\, T \left[ \frac{N_{11} A_{11}^2}{t_{11т}} + \frac{N_{21} A_{21}^2}{t_{21т}} + \ldots + \frac{N_{42} A_{42}^2}{t_{42т}} \right] + A_T^2 - \frac{2(n^2 - n) + 1}{n^3} \left( A_{T1}^2 + A_{T2}^2 \right) \right\} \text{ квт·ч}.$$

Расходы энергии:

$A_{11} = 3\,014 \cdot 1{,}1 = 3\,310$ *квт·ч*
$A_{21} = 2\,219 \cdot 1{,}1 = 2\,440$ »
$A_{31} = 1\,200 \cdot 1{,}1 = 1\,320$ »
$A_{41} = 600 \cdot 1{,}1 = 660$ »

$A_{12} = 2\,406 \cdot 1{,}1 = 2\,650$ *квт·ч*
$A_{22} = 1\,716 \cdot 1{,}1 = 1\,890$ »
$A_{32} = 1\,045 \cdot 1{,}1 = 1\,150$ »
$A_{42} = 530 \cdot 1{,}1 = 584$ »

Времена хода поездов:

$t_{11} = 39{,}5$ *мин* $t_{12} = 38{,}8$ *мин*
$t_{11т} = 27{,}8$ » $t_{12т} = 25{,}6$ »
$t_{21} = 33{,}7$ » $t_{22} = 33{,}2$ »
$t_{21т} = 25{,}9$ » $t_{22т} = 21{,}2$ »
$t_{31} = 34{,}2$ » $t_{32} = 33{,}2$ »
$t_{31т} = 25{,}0$ » $t_{32т} = 20{,}9$ »
$t_{41} = 34{,}2$ » $t_{42} = 33{,}2$ »
$t_{41т} = 25{,}0$ » $t_{42т} = 20{,}9$ »

По времени хода основных типов поездов:

$$n = \frac{39{,}5 + 33{,}2}{2 \cdot 8} = 4{,}5$$

или

$$n_1 = \frac{39{,}5}{8} = 4{,}9$$

$$n_2 = \frac{33{,}2}{8} = 4{,}1$$

$$n = \frac{n_1 + n_2}{8} = 4{,}5.$$

Расчетные числа поездов определены в расчете зоны постоянного тока.

$$A_{T1} = 70 \cdot 3\,310 + 4 \cdot 2\,440 + 15 \cdot 1\,320 + 6 \cdot 660 = 26{,}2 \cdot 10^4 \text{ квт·ч};$$

$$A_{T2} = 32 \cdot 2\,650 + 40 \cdot 1\,890 + 15 \cdot 1\,150 + 6 \cdot 584 = 17{,}8 \cdot 10^4 \text{ квт·ч};$$

$$A_T = A_{T1} + A_{T2} = 44 \cdot 10^4 \text{ квт·ч}.$$

Тогда

$$\Delta A_{сут} = \frac{r_{эк}\, l \cdot 10^3 \cdot 0{,}97^2}{12 \cdot 22\,500^2 \cdot 24} \left\{ 2{,}16 \cdot 24 \left[ \frac{70 \cdot 3\,310^2}{\frac{27{,}8}{60}} + \frac{4 \cdot 2\,440^2}{\frac{25{,}9}{60}} + \right. \right.$$

$$+\frac{15\cdot 1\,320^2}{\frac{25}{60}}+\frac{6\cdot 660^2}{\frac{25}{60}}+\frac{32\cdot 2\,650^2}{\frac{25{,}6}{60}}+\frac{40\cdot 1\,890^2}{\frac{21{,}2}{60}}+\frac{15\cdot 1\,150^2}{\frac{20{,}9}{60}}+\frac{6\cdot 584^2}{\frac{20{,}9}{60}}\Bigg]+$$

$$+(44\cdot 10^4)^2-\frac{2\,(4{,}5^2-4{,}5)+1}{4{,}5^3}\,[(26{,}2\cdot 10^4)^2+(17{,}8\cdot 10^4)^2]\Bigg\}=$$

$$=2\,050\ r_{эк}\,l\ \textit{квт·ч}.$$

Отсюда: $\Delta A_{год}=365\,\Delta A_{сут}=0{,}75\cdot 10^6\ r_{эк}\,l\ \textit{квт·ч/год}$;

$$B_0=0{,}75\cdot 10^6\ \textit{квт·ч/ом·год}.$$

Тогда на два пути:

$$s_{эм\ (min)}=0\ 33\sqrt{0{,}75\cdot 10^6}=285\ \textit{мм}^2;$$

$$s_{эм}=4{,}8\sqrt{0{,}014\cdot 0{,}75\cdot 10^6}=490\ \textit{мм}^2.$$

Можно принять подвеску над каждым путем М-120 + ТФ-100.

Проверка по нагреву наиболее нагруженной зоны (направление *Ч—К*) может быть произведена по той же формуле (2-34), что и при постоянном токе, но поперегонные расходы энергии надо брать «полные» (в *ква·ч*), которые даны в таблицах тяговых расчетов (глава 13), отнесенные к данному фидеру (см. рис. 2-9):

$$A_1=\frac{383\,(47{,}8-3{,}2)}{47{,}8}=358\ \textit{ква·ч};\quad t_{1т}=4{,}3\ \textit{мин};$$

$$A_2=\frac{828\,(47{,}8-10{,}2)}{47{,}8}=654\ \textit{ква·ч};\quad t_{2т}=6{,}4\ \textit{мин};$$

$$A_3=\frac{1\,272\,(47{,}8-17{,}8)}{47{,}8}=800\ \textit{ква·ч};\quad t_{3т}=7{,}5\ \textit{мин};$$

$$A_4=\frac{982\,(47{,}8-30{,}4)}{47{,}8}=354\ \textit{ква·ч};\quad t_{4т}=8{,}6\ \textit{мин};$$

$$A_5=\frac{118\,(47{,}8-43{,}4)}{47{,}8}=11\ \textit{ква·ч};\quad t_{5т}=1{,}0\ \textit{мин};$$

$$A_T=(358+654+800+354+11)\,7{,}5=2\,177\cdot 7{,}5\ \textit{ква·ч}.$$

Поэтому

$$I^2_{эф}=\frac{10^6}{1^2\cdot 25\,000^2}\Bigg\{1{,}08\cdot 1\cdot 7{,}5\left[\frac{358^2}{\frac{4{,}3}{60}}+\frac{654^2}{\frac{6{,}4}{60}}+\frac{800^2}{\frac{7{,}5}{60}}+\frac{354^2}{\frac{8{,}6}{60}}+\frac{11^2}{\frac{1}{60}}\right]+$$

$$+7{,}5^2\,(2\,177^2-358^2-654^2-800^2-354^2-11^2)\Bigg\}=45{,}8\cdot 10^4\ a^2,$$

или $I_{эф}\approx 680\ a$, что согласно табл. 2-1 вполне допустимо. Запас по допустимому току ($I_{доп}=1\,230\ a$) велик, следовательно, уточненных расчетов не требуется.

Абсолютное значение потерь энергии в контактной сети фидерной зоны составит

$$\Delta A_{год}=B_0\,r_a\,l\ \textit{квт·ч}.$$

По табл. 2-10 для выбранной подвески $r_a=0{,}09\ \textit{ом/км}$.

Тогда $\Delta A_{год}=0{,}75\cdot 10^6\cdot 0{,}09\cdot 47{,}8=3{,}23\cdot 10^6\ \textit{квт·ч/год}$ и составляют 2% расхода энергии на тягу.

В расчете на 1 *км* потери энергии при переменном токе почти в 5 раз меньше, чем при постоянном:

$$\frac{8{,}6\cdot10^6}{25{,}8} : \frac{3{,}23\cdot10^6}{47{,}8} \approx 4{,}9.$$

Подсчитаем для этих же условий годовые потери энергии в случае раздельного питания путей.

При этом согласно формуле (2-24) надо подсчитать потери энергии для каждого пути отдельно, исходя из активной составляющей сопротивления одного пути двухпутного участка ($z_1 = r_{a1} + jx_1$). Кроме этого, необходимо добавить потери энергии от взаимного влияния путей $\Delta A_{св}$.

Для расчета $\Delta A_1$, $\Delta A_2$ и $\Delta A_{св}$ воспользуемся формулами (2-14) и (2-27).

В нашей задаче для любого пути № «$q$» формула (2-14) примет вид

$$\Delta A_q = \frac{r_{a1}\, l\cdot10^3\, k_{эф}^2}{12\, U_d^2\, T}\left[2{,}16\, T \sum_{p=1}^{v_q} \frac{N_{pq}\, A_{pq}^2}{t_{pqт}} + \frac{A_{Tq}^2\,(n-1)\,(n^2-n+1)}{n^3}\right].$$

Используя данные предыдущего расчета и беря из табл. 2-11 значения $r_{a1} = 0{,}13$ *ом/км* для выбранной подвески и заданного типа рельсов, получим

$$\Delta A_1 = \frac{0{,}13\cdot47{,}8\cdot10^3\cdot0{,}97^2}{12\cdot22\,500^2\cdot24}\left[2{,}16\cdot24\left(\frac{70\cdot3\,310^2}{\frac{27{,}8}{60}} + \frac{4\cdot2\,440^2}{\frac{25{,}9}{60}} + \right.\right.$$

$$\left.\left. + \frac{15\cdot1\,320^2}{\frac{25}{60}} + \frac{6\cdot660^2}{\frac{25}{60}}\right) + \frac{(26{,}2\cdot10^4)^2\,(4{,}9-1)\,(4{,}9^2-4{,}9+1)}{4{,}9^3}\right] = 5\,520 \ \textit{квт·ч}.$$

Аналогичный расчет дает:

$$\Delta A_2 = 2\,830 \ \textit{квт·ч};\quad \Delta A_{св} = \frac{r_{св}(s-1)\,k_{эф}^2\cdot10^3}{12TU_d^2}\, l A_T^2 \ \textit{квт·ч}.$$

Из табл. 2-7 $r_{св} = 0{,}048$ *ом/км*.

Тогда

$$\Delta A_{св} = \frac{0{,}048\,(2-1)\,0{,}97^2\cdot10^3}{12\cdot24\cdot22\,500^2}\, 47{,}8\,(44\cdot10^4)^2 = 2\,870 \ \textit{квт·ч}.$$

Годовые потери энергии при раздельном питании путей составят

$$\Delta A_{год} = (\Delta A_1 + \Delta A_2 + \Delta A_{св})\ 365 = 4{,}1\cdot10^6 \ \textit{квт·ч/год}.$$

Таким образом, потери энергии при раздельном питании составляют $\frac{4{,}1\cdot10^6}{3{,}23\cdot10^6} = 1{,}27$ от величины потерь при параллельном соединении проводов путей.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрифицированных железных дорог. Трансжелдориздат, 1948.
2. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.
3. Главтранспроект. МЭМИИТ. Указания по электрическому расчету контактной сети электрифицированных железных дорог. Издание стеклографированное Главтранспроекта, 1951.
4. ТСЖ, т. 10. Трансжелдориздат, 1956.
5. Кучма К. Г., Марквардт Г. Г., Пупынин В. Н. Защита от токов короткого замыкания в контактной сети. Трансжелдориздат, 1960.
6. Устройства СЦБ при электрической тяге переменного тока. Труды ЦНИИ, вып. 126. Трансжелдориздат, 1956.
7. Труды ЦНИИ МПС, вып. 156. Трансжелдориздат, 1958.
8. Марквардт Г. Г. Некоторые вопросы расчета системы энергоснабжения электрических железных дорог однофазного тока. ВЗИИТ, 1962.

## Глава 3

# РАСЧЕТЫ, СВЯЗАННЫЕ С РЕЖИМОМ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

### § 3-1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ И ЕГО ВЛИЯНИЯ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОПОДВИЖНОГО СОСТАВА

Определение режима напряжения и учет влияния его на работу электроподвижного состава и устройств энергоснабжения является одной из наиболее важных задач при проектировании.

От режима напряжения зависят такие важнейшие параметры, как скорость движения поезда и пропускная способность, толчки тока и тягового усилия электровоза, возможность преодоления инерционных подъемов, нагрузка и работа отдельных устройств энергоснабжения и др.

Несмотря на важность вопросов, связанных с режимом напряжения на электрических железных дорогах, они еще слабо разработаны. Поэтому при проектировании решается только часть из них и то, как правило, приближенно. Методы, применяемые для этой цели, частично излагаются ниже в данной главе, а частично даны в главах, посвященных выбору мощности соответствующих устройств энергоснабжения.

Согласно последним нормам для дорог постоянного тока среднее напряжение на токоприемнике поезда за время потребления им энергии на любом блок-участке должно быть не ниже 2 700 *в*. Для дорог переменного тока нижний уровень напряжения установлен 21 *кв*.

Уровень напряжения на токоприемнике локомотива определяется напряжением холостого хода на шинах тяговой подстанции и потерями напряжения в отдельных звеньях системы энергоснабжения.

Одной из наиболее существенных составляющих общей потери напряжения является потеря напряжения в контактной сети.

Расчеты потерь напряжения, необходимые для определения уровня напряжения, могут быть выполнены двумя принципиально различными методами: методом анализа графика движения поездов и методом, основанным на заданных размерах движения.

Первый из них для условий магистральных железных дорог может быть применен для расчета потерь напряжения при полном использовании пропускной способности и заданном типе поездов. Только для этого случая при проектировании может быть дан определенный график движения.

Несмотря на это, и для таких расчетов чаще всего используются несколько более простые методы расчета по заданным размерам движения.

## § 3-2. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

При расчете по заданному графику движения наиболее удобно применение метода характерных сечений графика [2].

Расчет мгновенных схем при этом следует производить по формулам.

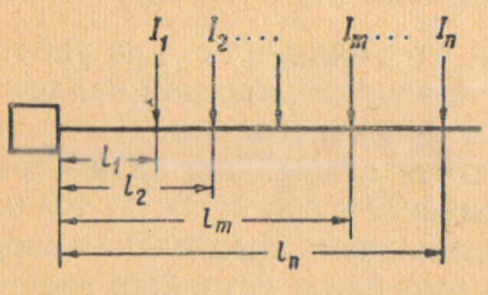



Рис. 3-1

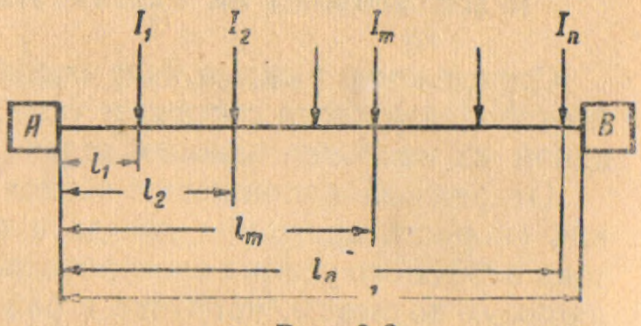



Рис. 3-2

1. Схема одностороннего питания однопутных и многопутных участков с раздельным питанием контактной сети путей (рис. 3-1) для каждого пути

$$\Delta U_m = r\left(\sum_{g=1}^{m-1} l_g I_g + l_m \sum_{g=m}^{n} I_g\right) в, \qquad (3\text{-}1)$$

где $I_g$ — ток (нагрузка) поезда № $g$ в $a$;

$l_g$ — расстояние от подстанции до нагрузки № $g$ в $км$;

$m$ — номер поезда (нагрузки), до которого определяется потеря напряжения;

$r = r_{к1} + r_{р1}$ — сопротивление 1 $км$ контактной сети рассматриваемого пути (проводов и рельсов) в $ом/км$ [1].

2. То же при схеме двустороннего питания (рис. 3-2)

$$\Delta U_m = \frac{r}{l}\left[(l - l_m)\sum_{g=1}^{m-1} l_g I_g + l_m \sum_{g=m}^{n} (l - l_g) I_g\right] в, \qquad (3\text{-}2)$$

где $l$ — длина фидерной зоны (расстояние между подстанциями) в $км$.

Остальные обозначения те же, что и в формуле (3-1).

---

[1] Значения сопротивлений контактной сети при различных подвесках и типах рельсов определяются по рекомендациям, данным в § 6 главы 2.

При полном параллельном соединении контактной сети путей многопутных участков расчет потери напряжения следует вести по тем же формулам, нумеруя поездные токи (нагрузки) в мгновенной схеме слева направо по порядку независимо от того, на каком пути находится нагрузка, так как будто бы все пути слиты в один. При этом величина $r$ должна быть заменена значением $r_0$, равным сопротивлению всех путей, соединенных параллельно.

При одинаковых подвесках над путями $r_0 = \frac{r}{S}$, где $S$ — число параллельно соединенных путей.

3. Узловая схема (рис. 3-3).

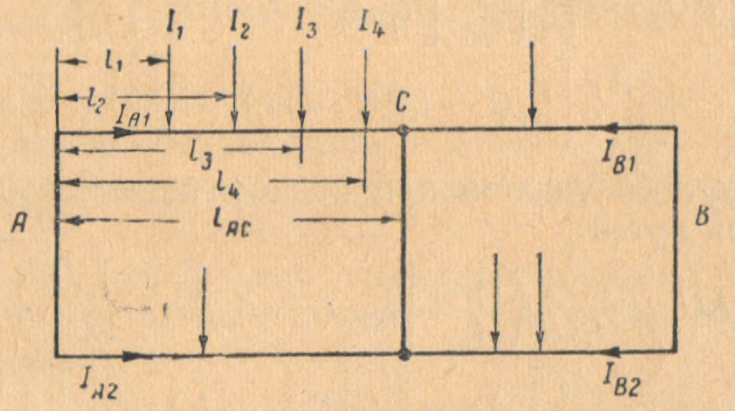



Рис. 3-3

При узловой схеме проще всего находить токораспределение [2] и затем определять потерю напряжения до любой нагрузки. Например, потеря напряжения на участке $AC$ до третьей нагрузки

$$\Delta U_3 = r\,[l_1 I_{A1} + (l_2 - l_1)(I_{A1} - I_1) + (l_3 - l_2)(I_{A1} - I_1 - I_2)]\ в.$$

При расчетах методом, основанным на заданных размерах движения, непосредственно находят величину средней потери напряжения по нижеприведенным формулам.

## Расчет средних потерь напряжения в неразветвленной контактной сети

Среднее значение потери напряжения за время хода поезда по автоматической характеристике на перегоне $i$ может в большинстве практических случаев определяться по формулам, приведенным ниже [1].

**При одностороннем питании:**

а) однопутный участок или многопутный при раздельном питании путей (рис. 3-4)

$$\Delta U_{wi} = \frac{r}{U}\left\{\frac{l_{0im}}{t_{im}} A_{wi} + \frac{A}{2Tl}\left[l_{0i}(2l - l_{0i} - 2l_i) + \frac{l_i^2}{4}\right]\right\} в; \qquad (3\text{-}3)$$

б) многопутный участок при полном параллельном соединении проводов путей

$$\Delta U_{wfi} = \frac{r_0}{U}\left(\frac{l_{0im}}{t_{im}} A_{wfi} + \frac{1}{2Tl}\left\{\left[l_{0i}(2l - l_{0i}) - \frac{l_i^2}{12}\right] A_T - \right.\right.$$
$$\left.\left. - 2l_i\left(l_{0i} - \frac{l_i}{6}\right) A_f\right\}\right) в. \qquad (3\text{-}4)$$

**При двустороннем питании:**

а) однопутный участок или многопутный при раздельном питании путей (рис. 3-5)

$$\Delta U_{wi} = \frac{r}{Ul}\left\{\frac{A_{wi}}{t_{im}}\left[l_{0im}(l - l_{0im}) - \frac{l_{im}^2}{12}\right] + \right.$$
$$\left. + \frac{A_T}{2Tl}\left[l_{0i}(l - l_{0i})(l - 2l_i) + \frac{ll_i^2}{4}\right]\right\} в; \qquad (3\text{-}5)$$

б) многопутный участок при полном параллельном соединении проводов путей

$$\Delta U_{wfi} = \frac{r_0}{Ul}\left(\frac{A_{wfi}}{t_{im}}\left[l_{0im}(l - l_{0im}) - \frac{l_{im}^2}{12}\right] + \right.$$
$$\left. + \frac{1}{2T}\left\{\left[l_{0i}(l - l_{0i}) - \frac{l_i^2}{12}\right] A_T - \frac{2l_i}{l}\left[l_{0i}(l - l_{0i}) - \frac{ll_i}{6}\right] A_f\right\}\right) в. \qquad (3\text{-}6)$$

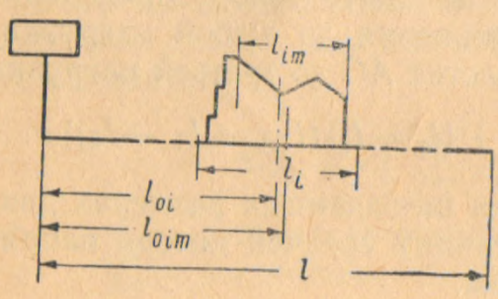



Рис. 3-4

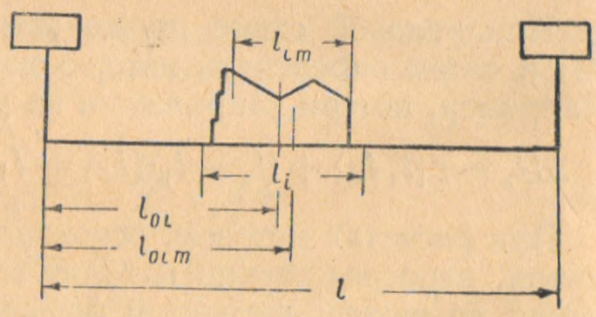



Рис. 3-5

Для узловой схемы питания двухпутного участка и равных сечений проводов контактной сети различных путей, расположения поста секционирования в середине фидерной зоны

$$\Delta U_{wfi} = \frac{r}{2Ul}\left(\frac{A_{wfi}}{t_{im}}\left[l_{0im}(2l - 3l_{0im}) - \frac{l_{im}^2}{4}\right] + \right.$$
$$\left. + \frac{1}{4T}\left\{ll_{0i} A_T + A_f\left[2\frac{l_{0i}}{l}(l - 2l_{0i})(l - 4l_i) + l_i^2 - 4\frac{l_{0i}^2 l_i}{l}\right]\right\}\right) в. \qquad (3\text{-}7)$$

В этих формулах:

$r_0$ — сопротивление 1 *км* контактной сети всех путей, соединенных параллельно, в *ом/км*;

$r$ — то же для одного пути;

$A_{wfi}$ — расход энергии на движение рассматриваемого поезда (типа $w$) по перегону $i$ на рассматриваемом пути $f$ в *квт·ч*;

$A_f$ — суммарный расход энергии на движение по фидерной зоне; всех поездов пути $f$ за расчетный период $T$ в *квт·ч*;

$A_T$ — то же по всем путям;

$t_{im}$ — время хода рассматриваемого поезда по автоматической характеристике на перегоне $i$ в *ч*;

$l$ — длина фидерной зоны в *км*;

$l_{0im}$ — расстояние в *км* от тяговой подстанции до середины отрезка пути на перегоне $i$, проходимого рассматриваемым поездом по автоматической характеристике;

$l_{0i}$ — расстояние в *км* от тяговой подстанции до середины перегона $i$;

$l_i$ — длина перегона $i$ в *км*;

$U$ — напряжение контактной сети в *кв*;

$T$ — период, соответствующий расчетным размерам движения, в *ч*.

Формулы (3-3) — (3-7) могут быть использованы для расчета средней потери напряжения за время хода поезда как на перегонах, так и на отдельных блок-участках.

Эти формулы выведены из общих предположений, что все поезда, кроме рассматриваемого, потребляют энергию равномерно по всей фидерной зоне.

Точность этих формул, однако, в большинстве случаев вполне удовлетворительна, так как значительная доля потери напряжения создается нагрузкой поезда, до которого она рассчитывается (рассматриваемого). Поэтому здесь не приводятся более точные формулы. В тех редких случаях, когда потребуется более высокая точность, читатель может обратиться к [1,2].

В настоящее время потеря напряжения в контактной сети на отдельных перегонах и блок-участках определяется для корректировки пропускной способности участка и расчета минимума уровня напряжения с целью проверки соответствия его действующим техническим условиям на проектирование.

Такие расчеты во многих случаях не требуют высокой точности, потому что уровень напряжения в контактной сети при правильно выбранных по остальным условиям параметрах контактной сети и нормальных схемах оказывается достаточно высоким. Это позволяет во многих случаях вести расчет по упрощенным формулам, дающим некоторое преувеличение потерь напряжения.

Такие упрощения приводятся ниже для наиболее употребительных схем.

При равномерном потреблении энергии по фидерной зоне наибольшее значение $\Delta U$ будет иметь место при расположении рассматриваемого перегона и участка, проходимого поездом по автома-

тической характеристике в середине фидерной зоны, т. е. при $l_{0im} = l_{0i} = \frac{l}{2}$.

Приведенные выше формулы дают средние значения потерь напряжения за время хода поезда по отрезку $l_{im}$. Они справедливы и в том случае, если под $l_{im}$ понимать не весь путь, проходимый поездом по автоматической характеристике, а только часть его. Ниже с некоторым запасом будет определяться потеря напряжения до поезда, находящегося в середине фидерной зоны, а не среднее ее значение за время хода поезда по автоматической характеристике. С этой целью в приведенных выше формулах, очевидно, следует считать $l_{im}$ весьма малой величиной, в пределе равной нулю. С учетом этого при принятых выше значениях $l_{0im}$ и $l_{0i}$ получим для двустороннего питания

$$\Delta U_{wfi} = \frac{r}{Ul}\left\{\frac{A_{wfi}}{t_{im}} \cdot \frac{l^2}{4} + \frac{1}{2T}\left[\left(\frac{l^2}{4} - \frac{l_i^2}{12}\right) A_T - l_i\left(\frac{l}{2} - \frac{l_i}{3}\right) A_f\right]\right\}.$$

Преобразуя формулу для $\Delta U$ в случае узловой схемы, необходимо учесть, что рассматриваемый перегон $i$ делится узлом пополам. Поэтому вместо $l_i$ следует принять $\frac{l_i}{2}$, вместо $l_{0i}$ — величину $\frac{l}{2} - \frac{l_i}{4}$. Расстояние $l_{0im}$, как и ранее, принимается равным $\frac{l}{2}$, так как потеря напряжения определяется для средней точки фидерной зоны[1].

При этих условиях получим для узловой схемы

$$\Delta U_{wfi} = \frac{r}{2Ul}\left(\frac{A_{wfi}}{t_{im}} \cdot \frac{l^2}{4} + \frac{1}{4T}\left\{l\left(\frac{l}{2} - \frac{l_i}{4}\right) A_T + \right.\right.$$

$$\left.\left. + A_f\left[\frac{l - \frac{l_i}{2}}{2l} l_i (l - 2l_i) + \frac{l_i^2}{4} - \frac{\left(l - \frac{l_i}{2}\right)^2 l_i}{2l}\right]\right\}\right),$$

или, преобразуя,

$$\Delta U_{wfi} = \frac{r}{8Ul}\left\{\frac{A_{wfi}}{t_{im}} l^2 + \frac{1}{2T}\left[l\left(l - \frac{l_i}{2}\right) A_T - \frac{l_i^2}{4l}(4l - 3l_i) A_f\right]\right\}.$$

Искомые значения потерь напряжения будут тем выше, чем меньше длина рассматриваемого перегона. Поэтому для получения наибольших значений $\Delta U$ в полученные выражения следует подста-

[1] При узловой схеме максимум потери напряжения в контактной сети сдвинут относительно середины фидерной зоны. Однако приближенно $\Delta U$ определяется для средней части зоны, тем более что потеря напряжения в рельсах будет здесь максимальной.

вить минимальное значение $l_i$. В качестве этого значения для магистральных дорог постоянного тока при нормальной схеме питания можно принять

$$l_i \approx \frac{l}{3}.$$

Тогда получим:

для двустороннего питания

$$\Delta U_{wfi} = \frac{r_0 l}{4U}\left(\frac{A_{wfi}}{t_{im}} + \frac{13A_T - 7A_f}{27T}\right) в; \qquad (3\text{-}8)$$

для узловой схемы

$$\Delta U_{wfi} = \frac{rl}{8U}\left(\frac{A_{wfi}}{t_{im}} + \frac{10A_T - A_f}{24}\right) в. \qquad (3\text{-}9)$$

Потерю напряжения для однопутного участка можно получить из формулы (3-8), полагая $A_f = A_T$ и $r_0 = r$:

$$\Delta U_{wi} = \frac{rl}{4U}\left(\frac{A_{wi}}{t_{im}} + \frac{2}{9T}A_T\right) в. \qquad (3\text{-}10)$$

В этом выражении, как и в последующих, индекс $f$ у $A_{wfi}$ опущен.

Для двухпутного участка с целью упрощения дальнейших выкладок положим $A_f = \frac{A_T}{2}$. Это во всяком случае не повлечет занижения значения $\Delta U$, так как наибольшее его значение соответствует, как правило, наиболее нагруженному пути. Тогда получим:

при параллельном соединении путей

$$\Delta U_{wi} = \frac{r_0 l}{4U}\left(\frac{A_{wi}}{t_{im}} + \frac{19}{54T}A_T\right) в; \qquad (3\text{-}11)$$

при узловой схеме

$$\Delta U_{wi} = \frac{rl}{8U}\left(\frac{A_{wi}}{t_{im}} + \frac{19}{48T}A_T\right) в. \qquad (3\text{-}12)$$

Формулы (3-8)—(3-12) дают возможность весьма просто рассчитать потерю напряжения до поезда. Можно, однако, представить их в несколько другом, иногда более удобном виде.

Наибольшая потеря напряжения будет иметь место в период интенсивного движения.

Пусть в этот период проходит $N_{чи}$ поездов в 1 *ч*. Тогда отнесенный к 1 *км* расход энергии на движение одного поезда будет равен

$$a_0 = \frac{A_T}{N_{чи}Tl}\ \frac{квт \cdot ч}{поездо\text{-}км}.$$

Предположим, что та же величина для рассматриваемого поезда вблизи середины фидерной зоны будет равна $a_{wi}$.

Обозначим через $\eta$ отношение $\frac{a_{wi}}{a_0} = \eta$.

Тогда при длине отрезка пути $l_{im}$ расход энергии на движение по нему поезда будет равен

$$A_{wi} = a_{wi} l_{im} = \eta a_0 l_{im} = \eta \frac{A_T l_{im}}{N_{чи} T l} \text{ квт} \cdot \text{ч}.$$

Подставляя это выражение в формулы (3-10), (3-11) и (3-12) для $\Delta U$, получим:

для однопутного участка

$$\Delta U_i = \frac{r A_T}{4UT} \left( \frac{\eta l_{im}}{N_{чи} t_{im}} + \frac{2}{9} l \right);$$

для двухпутного участка при параллельном соединении путей

$$\Delta U_i = \frac{r_0 A_T}{4UT} \left( \frac{\eta l_{im}}{N_{чи} t_{im}} + \frac{19}{54} l \right);$$

то же при узловом соединении

$$\Delta U_i = \frac{r A_T}{8UT} \left( \frac{\eta l_{im}}{N_{чи} t_{im}} + \frac{19}{48} l \right).$$

При приближении $l_{im}$ к нулю отношение $\frac{l_{im}}{t_{im}}$ будет стремиться к скорости поезда $v$ в середине фидерной зоны. Пусть, кроме того,

$$\frac{v}{v_x} = \beta,$$

где $v_x$ — ходовая скорость поезда при движении его по фидерной зоне.

Тогда

$$\frac{l_{im}}{t_{im}} = \beta v_x.$$

Обозначим, кроме того, отношение

$$\frac{N_{чи}}{N_ч} = k \quad \text{и} \quad \frac{A_T}{T} = P_и = kP,$$

где $N_ч$ — среднее число поездов в 1 *ч*;

$P_и$ — средняя мощность, снимаемая с фидерной зоны в часы интенсивного движения, в *квт*;

$P$ — средняя мощность, снимаемая с фидерной зоны, в *квт*.

Тогда получим:

для однопутного участка

$$\Delta U_1 = \frac{rkP}{4U} \left( \frac{\beta \eta v_x}{k N_ч} + \frac{2l}{9} \right);$$

для двухпутного участка при параллельном соединении путей

$$\Delta U_{2п} = \frac{r_0 kP}{4U}\left(\frac{\beta\eta v_х}{kN_ч} + \frac{19}{54}l\right);$$

то же при узловом

$$\Delta U_{2у} = \frac{rkP}{8U}\left(\frac{\beta\eta v_х}{kN_ч} + \frac{19}{48}l\right).$$

Обозначив $\beta\eta$ через $\gamma$, получим:

$$\Delta U_1 = \frac{rkPl}{4U}\left(\frac{\frac{\gamma}{k}v_х}{N_ч l} + 0{,}223\right)в; \qquad (3\text{-}13)$$

$$\Delta U_{2п} = \frac{r_0 kPl}{4U}\left(\frac{\frac{\gamma}{k}v_х}{N_ч l} + 0{,}353\right)в; \qquad (3\text{-}14)$$

$$\Delta U_{2у} = \frac{rkPl}{8U}\left(\frac{\frac{\gamma}{k}v_х}{N_ч l} + 0{,}396\right)в. \qquad (3\text{-}15)$$

При отсутствии подробных тяговых расчетов для равнинных дорог можно принять $\gamma = 1$ и для горных $\gamma = 1{,}5$, что соответствует $\eta \approx 1{,}8$.

### Расчет средней потери напряжения за время хода поезда по перегону или блок-участку по автоматической характеристике для разветвленной сети

Для упрощения расчетных формул приближенно принимаем, что нагрузка от всех поездов, кроме рассматриваемого, распределена по расчетному ответвлению № 1 равномерно, включая и перегон, для которого рассчитывается потеря напряжения.

Потеря напряжения на перегоне, расположенном на ответвлении $AC$ (рис. 3-6) ($A$ — точка питания и $C$ — узел), равна

$$\Delta U_{wi} = \Delta U_i' + \Delta U_i'' + \Delta U_{ic},$$

где

$$\Delta U_i' = rl_{0i} I_{wi}; \qquad \Delta U_i'' = rl_{0i}\left(\frac{I_1}{2} + I_2\right).$$

Здесь $I_{wi} = \frac{A_{wi}}{Ut_{mi}}$ — средний ток рассматриваемого поезда за время хода его по автоматической характеристике по перегону $i$;

$I_1 = \frac{A''}{UT}\cdot\frac{l_{0i}}{l}$ — средний ток слева от рассматриваемого перегона;

$I_2 = \frac{A''}{UT}\cdot\frac{l - l_{0i}}{l}$ — то же справа.

В этих выражениях:

$A_{wi}$ — расход энергии на движение рассматриваемого поезда по перегону $i$ в *квт·ч*;

$t_{mi}$ — время хода поезда по автоматической характеристике по этому перегону в *ч*;

$A''$ — расход энергии на движение всех поездов, кроме рассматриваемого на ответвлении,

$$A'' \approx \frac{n-1}{n} A_T,$$

где $n$ — максимально возможное число поездов на ответвлении. Если $n < 1$ (при времени хода поезда по ответвлению, меньшем интервала попутного следования), следует принимать $A'' = 0$;

$A_T$ — расход энергии на движение всех поездов по рассматриваемому ответвлению.

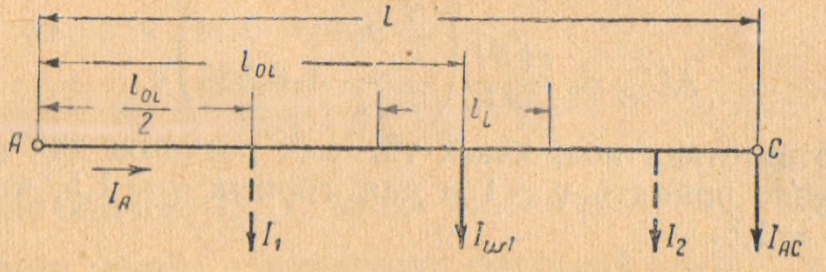



Рис. 3-6

Следовательно,

$$\Delta U_i' = r l_{0i} \frac{A_{wi}}{U t_{mi}}$$

и далее

$$\Delta U_i'' = r l_{0i} A_T \left(1 - \frac{l_{0i}}{2l}\right) \frac{1}{UT} \cdot \frac{n-1}{n}.$$

Потеря напряжения от тока $I_{AC}$, притекающего к узлу $C$, равна

$$\Delta U_{ic} = r l_{0i} I_{AC},$$

где (см. рис. 3-6) $I_{AC} = I_A - I_1 - I_2 - I_{wi}$.

Но

$$I_A = \frac{I_1 + I_2}{2} + \frac{l - l_{0i}}{l} I_{wi} + c I_c.$$

Здесь $c = \dfrac{1}{R_1 \sum \dfrac{1}{R_k}}$;

$R_k$ — сопротивление ответвления № $k$.

Следовательно,

$$I_{AC} = cI_c - \frac{I_1 + I_2}{2} - \frac{l_{0i}}{l} I_{wi},$$

где $I_c$ — ток фиктивной подстанции в узле $C$. Его можно представить в виде

$$I_c = I_c' + I_c'',$$

где $I_c'$ — нагрузка фиктивной подстанции от рассматриваемого ответвления № 1 и $I_c''$ от остальных:

$$I_c' = \frac{I_1 + I_2}{2} + \frac{l_{0i}}{l} I_{wi},$$

откуда

$$I_{AC} = c\left(\frac{I_1 + I_2}{2} + \frac{l_{0i}}{l} I_{wi} + I_c''\right) - \frac{I_1 + I_2}{2} - \frac{l_{0i}}{l} I_{wi},$$

что после преобразования дает

$$I_{AC} = \frac{1}{UT}\left[\left(\frac{n-1}{2n} A_T + \frac{l_{0i}}{l} \cdot \frac{T}{t_{im}} A_{wi} + A_c''\right) c - \right.$$

$$\left. - \frac{n-1}{2n} A_T - \frac{l_{0i}}{l} \cdot \frac{T}{t_{im}} A_{wi}\right] a.$$

Суммируя составляющие потери напряжения и преобразуя, получим

$$\Delta U_{wi} = \frac{r l_{0i}}{UT}\left[\left(1 - \frac{l_{0i}}{l}\right)\left(\frac{T}{t_{im}} A_{wi} + \frac{n-1}{2n} A_T\right) + \right.$$

$$\left. + c\left(\frac{l_{0i}}{l} \cdot \frac{T}{t_{im}} A_{wi} + \frac{n-1}{2n} A_T + A_c''\right)\right] в. \qquad (3\text{-}16)$$

При равномерном потреблении энергии и однотипных поездах

$$A_{wi} = A_w \frac{l_i}{l} = \frac{A_T}{N} \cdot \frac{l_i}{l}.$$

Тогда

$$\Delta U_i = \frac{r l_{0i} A_T}{UT}\left[\left(1 - \frac{l_{0i}}{l}\right)\left(\frac{T}{N t_{im}} \cdot \frac{l_i}{l} + \frac{n-1}{2n}\right) + \right.$$

$$\left. + c\left(\frac{T}{N t_{im}} \cdot \frac{l_{0i} l_i}{l^2} + \frac{n-1}{2n} + \frac{A_c''}{A_T}\right)\right] в. \qquad (3\text{-}17)$$

При консольном ответвлении потеря напряжения определяется как сумма

$$\Delta U_{wi} = \Delta U_{wi1} + \Delta U_c,$$

где $\Delta U_{wi1}$ — рассчитывается по формулам для одностороннего питания в предположении, что в узле $C$ есть подстанция;

$\Delta U_c$ — потеря напряжения до узла $C$ при расходе энергии на рассматриваемом ответвлении, равном

$$A_T \frac{n-1}{n} + A_{wi},$$

или при равномерном потреблении энергии

$$A_T \frac{n-1}{n} + \frac{A_T}{N} \cdot \frac{l_i}{l} = A_T \left( \frac{n-1}{n} + \frac{1}{N} \cdot \frac{l_i}{l} \right).$$

## § 3-3. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ ДО ТОКОПРИЕМНИКА НА ДОРОГАХ ОДНОФАЗНОГО ТОКА

Расчет потерь напряжения при однофазном токе для различных схем питания в ряде случаев существенно отличается от аналогичных расчетов при постоянном токе. Ряд связанных с этим вопросов недостаточно освещен в литературе, что делает необходимым остановиться на них здесь более подробно и дать вывод отдельных формул.

Прежде всего рассмотрим расчет мгновенных значений потери напряжения на двухпутном участке при раздельной работе путей. Особенности расчета в этом случае заключаются в необходимости учитывать индуктивное влияние путей друг на друга.

Предположим вначале, что все величины изменяются во времени по синусоидальному закону.

Пусть требуется найти потерю напряжения до нагрузки № $g_1$ на первом пути (рис. 3-7).

Если на первом пути находится всего $m_1$ нагрузок, а на втором $m_2$, то общую потерю напряжения $\Delta U_{g1}$ можно записать в виде

$$\Delta U_{g1} = \Delta U'_{g1} + \sum_{\substack{h=1 \\ h \neq g}}^{m_1} \Delta u''_{hg1} + \sum_{h=1}^{m_2} \Delta u'''_{hg1}, \qquad (3\text{-}18)$$

где $\Delta U'_{g1}$ — потеря напряжения, вызванная нагрузкой рассматриваемого поезда;

$\Delta u''_{hg1}$ — потеря напряжения до рассматриваемого поезда, вызванная нагрузкой поезда № $h$, расположенного на том же пути;

$\Delta u'''_{hg1}$ — то же, но вызванная нагрузкой поезда № $h$, расположенного на другом пути.

Определение двух первых составляющих не встречает затруднений, если известно эквивалентное сопротивление цепи, состоящей из контактной подвески первого пути и рельсов двух путей,

$$z_1 = r_1 + jx_1.$$

Тогда будем иметь

$$\left.\begin{aligned} &\Delta U'_g = z_{cg}\frac{l_g(l-l_g)}{l}I_g; \\ &\text{при} \\ &l_h < l_g \quad \Delta u''_{hg} = z_{ch}\frac{l_h(l-l_g)}{l}I_{h1}; \\ &\text{если} \\ &l_h > l_g, \quad \Delta u''_{hg} = z_{ch}\frac{l_g(l-l_h)}{l}I_{h1}, \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}19)$$

где $I_g$ — действующее значение тока первичной обмотки трансформатора электровоза;

$z_{cg}$ — так называемое составное сопротивление 1 *км* контактной сети одного пути двухпутного участка:

$$z_{cg} = r_1 \cos\varphi_g + x_1 \sin\varphi_g.$$

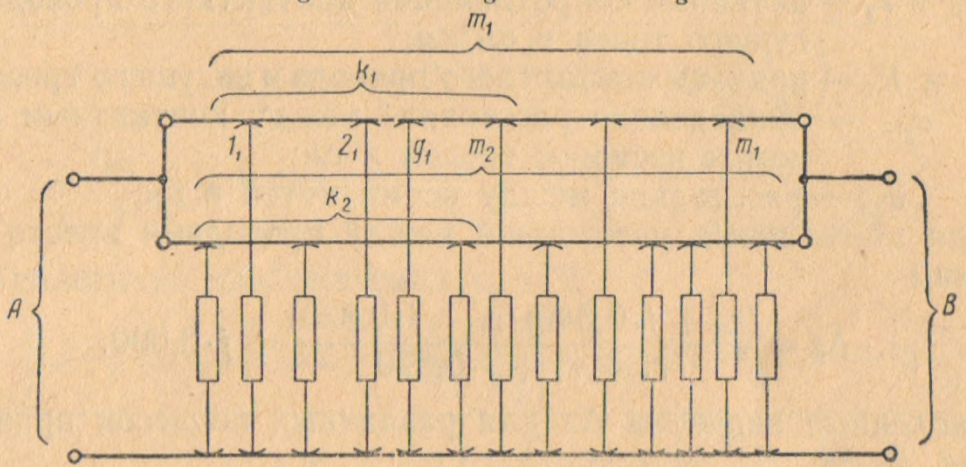



Рис. 3-7

При раздельной работе путей расчет падения напряжения $\Delta u'''_{hg1}$ до какого-либо поезда от нагрузок соседнего пути можно вести по тем же формулам, что и для составляющих $\Delta u''_{hg1}$ при замене $z_1$ на $z_1 - \Delta z$ [6], где $z_1$ — эквивалентное сопротивление одного пути двухпутного участка, равное

$$z_1 = z_{эк1} - z_{кр1} + (z_{эр} - z_{кр1})\left[(1-n)\frac{\text{th}\,\frac{kl}{2}}{\frac{kl}{2}} + n\right]. \qquad (3\text{-}20)$$

Здесь $z_{эк1}$ — сопротивление 1 *км* эквивалентного контактного провода одного пути;

$z_{кр1}$ — сопротивление взаимной индукции между эквивалентным проводом первого пути и эквивалентным рельсом двухпутного участка, отнесенное к 1 *км* линии;

$z_{эр}$ — сопротивление 1 *км* эквивалентного рельса двухпутного участка;

$l$ — расстояние от подстанции до нагрузки:

$$n = \frac{z_{кр}}{z_{эр}} \quad \text{и} \quad k = \sqrt{\frac{z_{эр}}{z_{п}}}; \tag{3-21}$$

$z_{п}$ — переходное сопротивление рельсы — грунт в *ом·км*.

Величина $\Delta z$ может быть определена из выражения

$$\Delta z = \frac{\left[r_к + j \cdot 0{,}144 \left(0{,}110 + \lg \frac{a_{кт}}{R_к}\right)\right]\left[r_т + j \cdot 0{,}144 \left(0{,}110 + \lg \frac{a_{кт}}{R_т}\right)\right]}{r_к + r_т + j \cdot 0{,}144 \left(0{,}220 + \lg \frac{a_{кт}^2}{R_к R_т}\right)} + j \cdot 0{,}144 \lg \frac{a_{12}}{a_{к.т}} \text{ ом/км}, \tag{3-22}$$

где $r_к$ и $r_т$ — активные сопротивления контактного провода и несущего троса в *ом/км*;

$R_к$ и $R_т$ — радиусы контактного провода и несущего троса в *см*;

$a_{кт}$ — приведенное расстояние между контактным проводом и несущим тросом в *см*;

$a_{12}$ — расстояние между осями путей в *см*.

Для нормальных расстояний между проводами вместо (3-22) получим

$$\Delta z = \frac{(r_к + j \cdot 0{,}340)(r_т + j \cdot 0{,}330)}{r_к + r_т + j \cdot 0{,}670} + j \cdot 0{,}090. \tag{3-23}$$

Численные значения $\Delta z$ для различных подвесок приведены в табл. 2—9.

Соответствующие составные сопротивления, необходимые для расчета потери напряжения, могут быть найдены по формуле

$$\Delta z_c = \Delta r \cos\varphi + \Delta x \sin\varphi, \tag{3-24}$$

где величины $\Delta r$ и $\Delta x$ могут быть взяты из табл. 4 приложения 1.

Таким образом, при синусоидальных токах расчет потери напряжения до рассматриваемого поезда от нагрузок соседнего пути может производиться так, как будто эти нагрузки расположены на рассматриваемом пути, но составное сопротивление уменьшено на $\Delta z_c$.

При переходе к расчету потери напряжения для выпрямительных электровозов следует воспользоваться рекомендациями, приведенными в [3], и вместо величины $\Delta z_c$ ввести $\Delta z'$, равное

$$\Delta z' = \frac{2}{\pi} \lambda \Delta x + \xi k_э^2 \Delta r, \tag{3-25}$$

где согласно [3]:

$\lambda$ — коэффициент, учитывающий дополнительную потерю напряжения за счет пульсации выпрямленного тока;

$\xi$ — коэффициент, учитывающий соотношение между потерей и падением напряжения в активном сопротивлении;

$k_э$ — условный коэффициент эффективности тока электровоза.

Приняв в соответствии с рекомендациями ЦНИИ $\lambda = 1{,}13$; $\xi = 0{,}5$ и $k_э = 0{,}97$, получим

$$\Delta z' = 0{,}72\,\Delta x + 0{,}47\,\Delta r. \qquad (3\text{-}26)$$

При этом определим значения $\Delta z'$, приведенные в табл. 2-9—2-11.

Полное комплексное сопротивление одного пути двухпутного участка может быть найдено по формуле (3-20).

Значение $z_1$ для двух предельных случаев можно найти, использовав рекомендации, данные в [2] аналогично тому, как это сделано в главе 2 для величин полного сопротивления контактной сети.

При этом для $z_п = \infty$ получим:

$$z_1 = \frac{\left[r_к + j\cdot 0{,}144\left(0{,}11 + \lg\frac{a_{кт}}{R_к}\right)\right]\left[r_т + j\cdot 0{,}144\left(0{,}11 + \lg\frac{a_{кт}}{R_т}\right)\right]}{r_к + r_т + j\cdot 0{,}144\left(0{,}22 + \lg\frac{a_{кт}^2}{R_к\,R_т}\right)} +$$

$$+ \frac{r_{ра}}{4} + j\cdot 0{,}144\left(5{,}2\,\frac{r_{ра}}{4} + \lg\frac{a_{кр}^2}{a_{кт}\sqrt[4]{R_р\,a_{р12}\,a_{12}^2}}\right). \qquad (3\text{-}27)$$

Аналогично для значения $z_п = 0$

$$z_1 = \frac{\left[r_к + j\cdot 0{,}144\left(0{,}11 + \lg\frac{a_{кт}}{R_к}\right)\right]\left[r_т + j\cdot 0{,}144\left(0{,}11 + \lg\frac{a_{кт}}{R_т}\right)\right]}{r_к + r_т + j\cdot 0{,}144\left(0{,}22 + \lg\frac{a_{кт}^2}{R_к\,R_т}\right)} +$$

$$+ j\cdot 0{,}144\lg\frac{a_{кр}}{a_{кт}} + \frac{[0{,}05 - j\cdot 0{,}144\,(1{,}53 + \lg a_{кр}\sqrt{\sigma})]\times}{\frac{r_{ра}}{4} + 0{,}05 - j\cdot 0{,}144\times} \cdots \rightarrow$$

$$\leftarrow \cdots \frac{\times\left[\frac{r_{ра}}{4} + j\cdot 0{,}144\left(5{,}2\,\frac{r_{ра}}{4} + \lg\frac{a_{кр}}{\sqrt[4]{R_р\,a_{р12}\,a_{12}^2}}\right)\right]}{\times\left(1{,}53 - 5{,}2\,\frac{r_{ра}}{4} + \lg\sqrt[4]{R_р\,a_{р12}\,a_{12}^2}\,\sqrt{\sigma}\right)}. \qquad (3\text{-}28)$$

В этих выражениях:

$r_{ра}$ — активное сопротивление 1 *км* одного рельса в *ом/км*;

$R_р$ — эквивалентный радиус рельса в *см*;

$a_{кр}$ — расстояние между эквивалентным контактным проводом, заменяющим цепную подвеску, и эквивалентным рельсом в *см*;

$a_{р12}$ — расстояние между осями рельсов одного пути в *см*;

$\sigma$ — проводимость грунта в единицах CGSM.

Остальные обозначения имеют прежние значения.

Ввиду неопределенности переходного сопротивления и изменения его в течение года целесообразно вести расчет по средним значениям $z_1$ при $z_п = \infty$ и $z_п = 0$. При этом точность определения $z_1$ будет не ниже $5 \div 9\%$. Такие значения $z_1$ приведены в табл. 2-9. В этой же таблице даются значения $z_1'$, подсчитанные по формуле

$$z_1' = 0{,}72\, x_1 + 0{,}47\, r_1,$$

где $z_1'$ — полное эквивалентное сопротивление одного пути двухпутного участка, приведенное к выпрямленному напряжению, в *ом/км*.

Возвращаясь к определению потери напряжения, можно написать для одностороннего питания при $l_h > l_g$

$$\Delta u''_{hg1} = l_g\, z_1'\, I_{h1}; \tag{3-29}$$

$$\Delta u'''_{hg1} = l_g \left(z_1' - \Delta z'\right) I_{h2}. \tag{3-30}$$

Здесь $I_h$ — значение выпрямленного тока, приведенное к напряжению контактной сети.

Таким образом, совершенно очевидно, что как при двустороннем питании, так и при одностороннем формулы для расчета $\Delta u''_{hg}$ и $\Delta u'''_{hg}$ не будут отличаться от известных формул для расчета этих же величин при постоянном токе при замене в них $r$ в первом случае на $z_1'$ и во втором — на $z_1' - \Delta z'$.

На основании табл. 2 и 4 приложения 1 можно установить, что значение сопротивления $z_1' - \Delta z'$, по которому следует рассчитывать потерю напряжения от нагрузок соседнего пути, во всех случаях изменяется в весьма узких пределах:

$$z_1' - \Delta z' = 0{,}11 \div 0{,}13 \text{ } ом/км. \tag{3-31}$$

Перейдем теперь к рассмотрению узловой схемы. В данном случае, как, впрочем, и при раздельном питании путей, контактная сеть первого и второго путей имеет не только индуктивную, но и гальваническую связь. При раздельной работе контактных подвесок гальваническая связь осуществляется только через рельсы, а при узловой схеме — также и через контактную сеть.

Такая смешанная связь двух цепей определяет особенности расчета потерь напряжения в каждой из них и невозможность использования методов расчета обычных индуктивно связанных сетей. Используемая ниже специальная методика таких расчетов подробно изложена в [6].

Потерю напряжения до нагрузки № $g$ можно представить в виде

$$\Delta U_{g1} = \Delta U_{g10} + \Delta U_{g1c}, \tag{3-32}$$

где $\Delta U_{g10}$ — потеря напряжения до поезда № $g$ при раздельной работе путей и наличии подстанции в точке $C$;

$\Delta U_{g1c}$ — составляющая потери напряжения до поезда $g$ от полученной в результате разноса всех токов между подстанцией и постом нагрузки фиктивной подстанции в точке $C$ (рис. 3-8).

Эта составляющая равна

$$\left.\begin{aligned} \Delta U_{g1c} &= z_0' l_g \frac{l - l_c}{l} I_c \quad \text{при} \quad l_g < l_c \\ \text{и} \\ \Delta U_{g1c} &= z_0' (l - l_g) \frac{l_c}{l} I_c \quad \text{при} \quad l_g > l_c. \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}33)$$

Здесь $z_0'$ — эквивалентное сопротивление двух путей (приведенное к выпрямленному напряжению) при параллельном соединении их в *ом/км*

$$z_0' = 0{,}72\, x_0 + 0{,}47\, r_0,$$

где $r_0$ и $x_0$ — соответственно активное и индуктивное сопротивления 1 *км* двух путей при параллельном соединении их в *ом/км* (приложение 1, табл. 3).

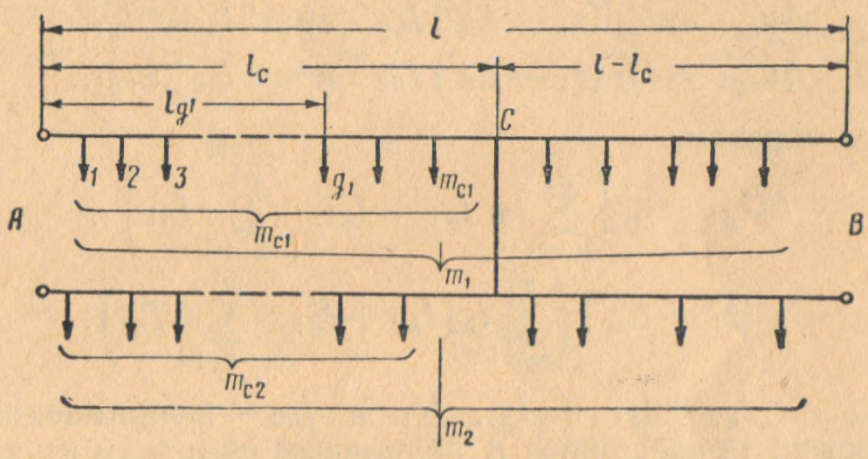



Рис. 3-8

Ток $I_c$ находится как ток фиктивной подстанции, расположенной в точке $C$, определенный по значениям выпрямленных токов электровозов, приведенным к первичным обмоткам их трансформаторов.

Величина $\Delta U_{g10}$ находится на основании предложенных выше рекомендаций для расчета потерь напряжения на двухпутном участке при раздельной работе путей.

Таким образом, в случае выпрямительных электровозов определение потерь напряжения в сети до поезда по мгновенным схемам можно производить следующим образом.

1. Для схем одностороннего и двустороннего питания участков и многопутных участков при полном параллельном соединении путей можно использовать те же формулы, что и при постоянном токе, т. е.

формулы (3-1) и (3-2) с заменой значения $r$ значением $z'$ для однопутных участков и $z_0'$ — для многопутных (где $z'$ и $z_0'$ — эквивалентные сопротивления 1 *км* соответственно одного и всех путей при параллельном соединении подвесок, приведенные в табл. 2-9-2-11).

Токи поездов должны приниматься выпрямленные, приведенные к первичной обмотке трансформаторов электровозов.

При необходимости расчета потерь напряжения для синусоидальных токов достаточно заменить значение $z'$ или $z_0'$ соответствующим составным сопротивлением $z_c$, а токи — действующими значениями.

2. Для схем раздельного питания путей потеря напряжения для каждого пути может определяться по формуле (3-18). В этой формуле:

а) при одностороннем питании

$$\Delta U'_{g1} = l_{g1}\, z'_1\, I_{g1}; \tag{3-34}$$

$$\left.\begin{aligned} \Delta u''_{hg1} &= l_{h1}\, z'_1\, I_{h1} \quad \text{при} \quad l_{h1} < l_{g1}; \\ \Delta u''_{hg1} &= l_{g1}\, z'_1\, I_{h1} \quad \text{при} \quad l_{h1} > l_{g1}; \end{aligned}\right\} \tag{3-34'}$$

$$\left.\begin{aligned} \Delta u'''_{hg1} &= l_{h2}\,(z'_1 - \Delta z')\, I_{h2} \quad \text{при} \quad l_{h2} < l_{g1}; \\ \Delta u'''_{hg1} &= l_{g1}\,(z'_1 - \Delta z')\, I_{h2} \quad \text{при} \quad l_{h2} > l_{g1}. \end{aligned}\right\} \tag{3-34''}$$

Таким образом,

$$\Delta U_{g1} = z'_1 \left( \sum_{h_1=1}^{g_1} l_{h1}\, I_{h1} + l_{g1} \sum_{h_1=g_1+1}^{m_1} I_{h1} \right) + \\ + (z'_1 - \Delta z'') \left( \sum_{h_2=1}^{g_2} l_{h2}\, I_{h2} + l_{g1} \sum_{h_2=g_2+1}^{m_2} I_{h2} \right). \tag{3-35}$$

Здесь $l_{g1-1} < l_{g2} \leqslant l_{g1}$ и $I_{g1}$, $I_{h1}$ и $I_{h2}$ — выпрямленные токи электровозов, приведенные к первичным обмоткам их трансформаторов. Остальные обозначения даны выше;

б) при двустороннем питании

$$\Delta U'_{g1} = \frac{l_{g1}\,(l - l_{g1})}{l}\, z'_1\, I_{g1}; \tag{3-36}$$

$$\left.\begin{aligned} \Delta u''_{hg1} &= \frac{l_{h1}\,(l - l_{g1})}{l}\, z'_1\, I_{h1} \quad \text{при} \quad l_{h1} < l_{g1}; \\ \Delta u''_{hg1} &= \frac{l_{g1}\,(l - l_{h1})}{l}\, z'_1\, I_{h1} \quad \text{при} \quad l_{h1} > l_{g1}; \end{aligned}\right\} \tag{3-36'}$$

$$\left.\begin{aligned} \Delta u'''_{hg1} &= \frac{l_{h2}\,(l - l_{g1})}{l}\,(z'_1 - \Delta z')\, I_{h2} \quad \text{при} \quad l_{h2} < l_{g1}; \\ \Delta u'''_{hg1} &= \frac{l_{g1}\,(l - l_{h2})}{l}\,(z'_1 - \Delta z')\, I_{h2} \quad \text{при} \quad l_{h2} > l_{g1}. \end{aligned}\right\} \tag{3-36''}$$

Следовательно,

$$\Delta u_{g1} = \frac{z_1'}{l}\left[(l - l_{g1})\sum_{h_1=1}^{g_1} l_{h1} I_{h1} + l_{g1}\sum_{h_1=g_1+1}^{m_1}(l - l_{h1}) I_{h1}\right] +$$

$$+ \frac{z_1' - \Delta z'}{l}\left[(l - l_{g1})\sum_{h_2=1}^{g_2} l_{h2} I_{h2} + l_{g1}\sum_{h_2=g_2+1}^{m_2}(l - l_{h2}) I_{h2}\right]. \quad (3\text{-}37)$$

Так же, как и выше, при синусоидальных токах расчет можно вести по тем же формулам с заменой эквивалентных сопротивлений составными, а выпрямленных токов — действующими.

3. Для узловой схемы (см. рис. 3-8) расчет потерь напряжения следует вести по формуле (3-32). В этом случае для выпрямительных электровозов:

при $l_{g1} < l_c$

$$\Delta U_{g10} = \frac{z_1'}{l_c}\left[(l_c - l_{g1})\sum_{h_1=1}^{g_1} l_{h1} I_{h1} + l_{g1}\sum_{h_1=g_1+1}^{m_{c_1}}(l_c - l_{h1}) I_{h1}\right] +$$

$$+ \frac{z_1' - \Delta z'}{l_c}\left[(l_c - l_{g1})\sum_{h_2=1}^{g_2} l_{h2} I_{h2} + l_{g1}\sum_{h_2=g_2}^{m_{c_2}}(l_c - l_{h2}) I_{h2}\right]; \quad (3\text{-}38)$$

$$\Delta U_{g1c} = \frac{l_{g1}(l - l_c)}{l} z_0' I_c; \quad (3\text{-}39)$$

при $l_{g1} > l_c$

$$\Delta U_{g10} = \frac{z_1'}{l - l_c}\left[(l_{g1} - l_c)\sum_{h_1=g_1+1}^{m_1}(l - l_{h1}) I_{h1} + \right.$$

$$\left. + (l - l_{g1})\sum_{h_1=m_{c1}}^{g_1}(l_{h1} - l_c) I_{h1}\right] +$$

$$+ \frac{z_1' - \Delta z'}{l - l_c}\left[(l_{g1} - l_c)\sum_{h_2=g_2+1}^{m_2}(l - l_{h2}) I_{h2} + \right.$$

$$\left. + (l - l_{g1})\sum_{h_2=m_{c2}}^{g_2}(l_{h2} - l_c) I_{h2}\right]; \quad (3\text{-}38')$$

$$\Delta U_{g1c} = \frac{(l - l_{g1}) l_c}{l} z_0' I_c. \quad (3\text{-}39')$$

Здесь $l_c$ — расстояние от подстанции до поста секционирования в *км*. Остальные обозначения даны выше.

Для синусоидальных токов расчет производится по тем же формулам с заменой в них полных сопротивлений составными и выпрямленных токов действующими.

## Средняя потеря напряжения до поезда

Рассмотрим теперь среднее значение потери напряжения в контактной сети до поезда за время его хода по автоматической характеристике по перегону или блок-участку.

Ниже все формулы будут написаны для потерь напряжения, приведенного к выпрямленному напряжению (применительно к электровозам с выпрямителями), т. е. в качестве сопротивления будут приниматься величины, обозначенные ранее через $z'$, $z_1'$, $z_0'$ и $\Delta z'$. Эти же формулы могут быть использованы при синусоидальных токах, если заменить в них эквивалентные сопротивления соответствующими составными сопротивлениями при некотором среднем значении cos φ.

Мы не останавливаемся здесь на расчете средних потерь напряжения на однопутных участках и двухпутных при полном параллельном соединении проводов. Для этих случаев останутся справедливыми формулы, приведенные в § 2 для линий постоянного тока, если заменить в них сопротивления $r$ и $r_0$ соответствующими значениями эквивалентных (приведенных к выпрямленному напряжению) сопротивлений, а напряжение — выпрямленным, как указано в § 4 главы 2.

В общем случае на двухпутном участке средняя потеря напряжения в контактной сети до поезда типа $w$ за время его хода по перегону $i$ пути № 1 по автоматической характеристике будет, очевидно, равна

$$\Delta U_{wi1} = \Delta U'_{wi1} + \Delta U''_{i1} + \Delta U'''_{i1}, \qquad (3\text{-}40)$$

где $\Delta U'_{wi1}$ — потеря напряжения, вызванная нагрузкой рассматриваемого поезда;

$\Delta U''_{i1}$ — потеря напряжения до рассматриваемого поезда, вызванная нагрузками других поездов на том же пути;

$\Delta U'''_{i1}$ — то же поездами другого пути.

Рассмотрим вначале раздельную работу путей. В этом случае при одностороннем питании для $\Delta U'_{wi1}$ можно написать

$$\Delta U'_{wi1} = \frac{l_{0\,im}\, z_1'}{t_{im}\, U_d} A_{wi1}, \qquad (3\text{-}41)$$

где $A_{wi1}$ — расход энергии на движение поезда по перегону $i$ в *квт·ч*;

$z_1'$ — по-прежнему эквивалентное сопротивление одного пути двухпутного участка (приведенное к выпрямленному напряжению) в *ом/км* (табл. 2-9);

$U_d$ — выпрямленное напряжение, приведенное к первичной обмотке трансформатора электровоза (см. § 2-4). Остальные обозначения те же, что и в § 2.

Для составляющих $\Delta U''_{i1}$ и $\Delta U'''_{i1}$ при одностороннем питании только со стороны $A$ напишем (рис. 3-9):

$$\Delta U''_{i1} = \frac{z'_1}{l_i U_d} \int\limits_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} dx \left[ \int\limits_{0}^{l_{0i}-\frac{l_i}{2}} y p_{1y}\, dy + (l_{0i}+x) \int\limits_{l_{0i}+\frac{l_i}{2}}^{l} p_{1y}\, dy \right];$$

и

$$\Delta U'''_{i1} = \frac{z'_1 - \Delta z'}{l_i U_d} \int\limits_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} dx \left[ \int\limits_{0}^{l_{0i}+x} y p_{2y}\, dy + (l_{0i}+x) \int\limits_{l_{0i}+x}^{l} p_{2y}\, dy \right],$$

где $p_{1y}$ и $p_{2y}$ — отнесенные к единице длины средние значения мощностей, снимаемых с контактной сети соответственно на первом и втором путях.

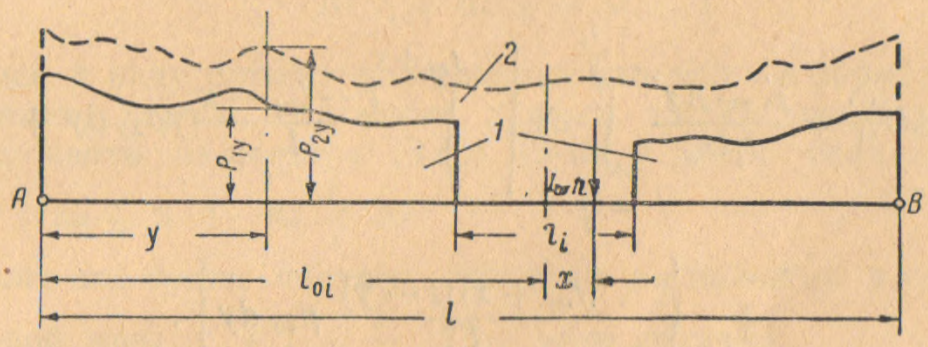



Рис. 3-9

Полагая $p_{1y}$ и $p_{2y}$ постоянными на всем протяжении фидерной зоны и проведя преобразование, получим

$$\Delta U''_{i1} = \frac{z'_1}{2lTU_d} \left[ l_{0i}(2l - l_{0i} - 2l_i) + \frac{l_i^2}{4} \right] A_{T1} \qquad (3\text{-}42)$$

и

$$\Delta U'''_{i1} = \frac{z'_1 - \Delta z'}{2lTU_d} \left[ l_{0i}(2l - l_{0i}) - \frac{l_i^2}{12} \right] A_{T2}. \qquad (3\text{-}43)$$

Учитывая (3-41), (3-42) и (3-43), можно для двухпутного участка при одностороннем питании и раздельной работе путей получить

$$\Delta U_{wi1} = \frac{1}{U_d} \left( z'_1 \left\{ l_{0im} \frac{A_{wi1}}{t_{im}} + \left[ l_{0i}(2l - l_{0i} - 2l_i) + \frac{l_i^2}{4} \right] \frac{A_{T1}}{2Tl} \right\} + \right.$$
$$\left. + \frac{z'_1 - \Delta z'}{2Tl} \left[ l_{0i}(2l - l_{0i}) - \frac{l_i^2}{12} \right] A_{T2} \right). \qquad (3\text{-}44)$$

При двустороннем питании и раздельной работе путей по аналогии с первой частью формулы (3-5) напишем

$$\Delta U'_{wi1} = \frac{z'_1}{l t_{im} U_d}\left[l_{0\,im}(l - l_{0\,im}) - \frac{l_{im}^2}{12}\right] A_{wi1}. \qquad (3\text{-}45)$$

Для других составляющих из рассмотрения рис. 3-9 можно написать:

$$\Delta U''_{i1} = \frac{z'_1}{l_i U_d}\int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} dx\left[\int_0^{l_{0\,i}-\frac{l_i}{2}} \frac{l - l_{0i} - x}{l} y p_{1y}\, dy + \right.$$

$$\left. + \int_{l_{0i}+\frac{l_i}{2}}^{l} \frac{(l_{0i}+x)(l-y)}{l} p_{1y}\, dy\right]$$

и

$$\Delta U'''_{i1} = \frac{z'_1 - \Delta z'}{l_i U_d}\int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} dx\left[\int_0^{l_{0i}+x} \frac{l - l_{0i} - x}{l} y p_{2y}\, dy + \right.$$

$$\left. + \int_{l_{0i}+x}^{l} \frac{(l_{0i}+x)(l-y)}{l} p_{2y}\, dy\right].$$

Принимая, как и выше, мощности $p_{1y}$ и $p_{2y}$ постоянными, после ряда преобразований получим

$$\Delta U''_{i1} = \frac{z'_1}{2l^2 U_d}\left[l_{0i}(l - l_{0i})(l - 2l_i) + \frac{l l_i^2}{4}\right] A_{T1} \qquad (3\text{-}46)$$

и

$$\Delta U'''_{i1} = \frac{z'_1 - \Delta z'}{2lTU_d}\left[l_{0i}(l - l_{0i}) - \frac{l_i^2}{12}\right] A_{T2}. \qquad (3\text{-}47)$$

Следовательно, для двухпутного участка при раздельной работе путей будет общая формула

$$\Delta U_{wi1} = \frac{1}{lU_d}\left(z'_1\left\{\frac{A_{wi1}}{t_{im}}\left[l_{0im}(l - l_{0im}) - \frac{l_{im}^2}{12}\right] + \right.\right.$$

$$+ \frac{1}{2lT}\left[l_{0i}(l - l_{0i})(l - 2l_i) + \frac{l l_i^2}{4}\right] A_{T1}\Big\} +$$

$$\left. + \frac{z'_1 - \Delta z'}{2T}\left[l_{0i}(l - l_{0i}) - \frac{l_i^2}{12}\right] A_{T2}\right), \qquad (3\text{-}48)$$

где $A_{T1}$ и $A_{T2}$ — расходы энергии за расчетный период $T$ соответственно по первому и второму путям в пределах фидерной зоны в *квт·ч*;

$l_i$ — длина перегона $i$ в *км*. Остальные обозначения ясны из рис. 3-9.

При узловой схеме для среднего значения потери напряжения в контактной сети можно написать

$$\Delta U_{wi1} = \Delta U'_{wi1} + \Delta U''_{i1} + \Delta U'''_{i1}. \qquad (3\text{-}49)$$

Совершенно очевидно, что каждая из составляющих, входящих в эту формулу, может быть в соответствии с формулой (3-32) представлена в виде:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U'_{wi1} &= \Delta U'_{wi10} + \Delta U'_{wi1c};\\ \Delta U''_{i1} &= \Delta U''_{i0} + \Delta U''_{ic};\\ \Delta U'''_{i1} &= \Delta U'''_{i0} + \Delta U'''_{ic}. \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}50)$$

Имея в виду определения, данные входящим в формулу (3-32) величинам, первые слагаемые правых частей равенств (3-50) можно найти из формул (3-45), (3-46) и (3-47), если заменить в них $l$ на $l_c$ и $A_T$ на $\frac{l_c}{l} A_T$.

Далее мы будем считать, что пост расположен в середине фидерной зоны, т. е. $l_c = \frac{l}{2}$. При этом получим:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U'_{w1i0} &= \frac{z'_1 A_{w1i}}{U_d l t_{im}} \left[ l_{0\,im} (l - 2l_{0\,im}) - \frac{l_{im}^2}{6} \right];\\ \Delta U''_{i0} &= \frac{z'_1 A_{T1}}{4U_d l^2 T} \left[ l_{0i} (l - 2l_{0i}) (l - 4l_i) + \frac{l l_i^2}{2} \right];\\ \Delta U'''_{i0} &= \frac{(z'_1 - \Delta z') A_{T2}}{4U_d l T} \left[ l_{0i} (l - 2l_{0i}) - \frac{l_i^2}{6} \right]. \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}51)$$

Рассмотрим теперь вторые слагаемые правой части равенств (3-50).

Нагрузка в узле $C$ от разноса тока рассматриваемого поезда $I_{w1ix}$ будет равна (рис. 3-10)

$$I_{w1xc} = 2 \frac{l_{0i} + x}{l} I_{wix}$$

и, следовательно, если заменить $I_{wix}$ его средней величиной $I_{wi}$, среднее значение потери напряжения, вызванной этим током, будет равно

$$\Delta U'_{w1ic} = \frac{z'_0}{l_i} \int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} (l_{0i} + x) \frac{I_{w1xc}}{2}\, dx,$$

или

$$\Delta U'_{w1ic} = \frac{z'_0}{l l_i} I_{wi} \int_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} (l_{0i} + x)^2\, dx = \frac{z'_0 I_{wi}}{l} \left( l_{0i}^2 + \frac{l_i^2}{12} \right).$$

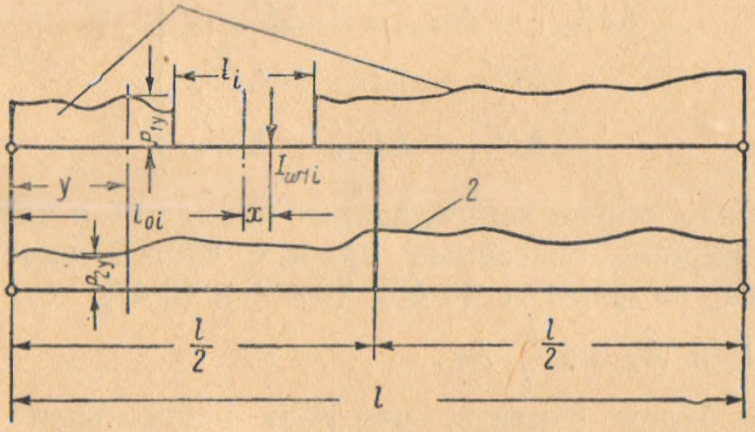



Рис. 3-10

В общем случае, когда поезд на перегоне $i$ только часть времени идет по автоматической характеристике, можно вместо последнего выражения написать

$$\Delta U'_{w1ic} = \frac{z'_0 A_{w1i}}{l U_d t_{im}} \left( l_{0i}^2 + \frac{l_i^2}{12} \right),$$

так как

$$I_{wi} = \frac{A_{wi}}{U t_{im}}.$$

Из первого равенства (3-51) и только что полученного выражения для $\Delta U'_{w1ic}$ получим [см. формулу (3-48)]

$$\Delta U'_{w1i} = \frac{A_{w1i}}{l U_d t_{im}} \left\{ z'_1 \left[ l_{0im} (l - 2 l_{0im}) - \frac{l_{im}^2}{6} \right] + z'_0 \left( l_{0i}^2 + \frac{l_{im}^2}{12} \right) \right\}. \quad (3\text{-}52)$$

Примем, как и выше, среднюю за расчетный период $T$ мощность, отнесенную к 1 *км* в пределах фидерной зоны, постоянной, т. е. будем считать

$$p_{1y} = p_1 = \frac{A_{1T}}{lT} \quad \text{и} \quad p_{2y} = p_2 = \frac{A_{2T}}{lT}.$$

При этом ток узла $C$, полученный в результате нагрузки линии на элементарном отрезке $dy$ пути № 1, будет равен

$$dI_{yc} = \frac{p_1}{U_d} \cdot \frac{y}{l_c} dy = \frac{2A_{1T}}{U_d T l^2} y dy$$

и далее

$$d(\Delta U''_{ic}) = z'_0 (l_{0i} + x) \frac{dI_{yc}}{2},$$

откуда

$$\Delta U''_{ic} = \frac{z'_0}{2l_i} \int\limits_{-\frac{l_i}{2}}^{\frac{l_i}{2}} (l_{0i} + x)\, dx \left( \int\limits_{0}^{l_{0i}-\frac{l_i}{2}} y dI_{yc} + \int\limits_{l_{0i}+\frac{l_i}{2}}^{\frac{l}{2}} y dI_{yc} \right) =$$

$$= \frac{z'_0 A_{T1}}{2U_d T l^2} l_{0i} \left( \int\limits_{0}^{\frac{l}{2}} y dy - \int\limits_{l_{0i}-\frac{l_i}{2}}^{l_{0i}+\frac{l_i}{2}} y dy \right),$$

что дает

$$\Delta U''_{ic} = \frac{z'_0 A_{T1}}{2U_d T l^2} l_{0i} \left( \frac{l^2}{4} - l_{0i} l_i \right).$$

Эта величина совместно со вторым равенством (3-51) дает возможность найти $\Delta U''_i$:

$$\Delta U''_i = \frac{A_{T1}}{4U_d l^2 T} \left\{ z'_1 \left[ l_{0i} (l - 2l_{0i})(l - 4l_i) + \frac{l l_i^2}{2} \right] + \right.$$

$$\left. + z'_0 l_{0i} \left( \frac{l^3}{2} - 2l_{0i} l_i \right) \right\}. \qquad (3\text{-}53)$$

Нетрудно показать, что

$$\Delta U'''_{ic} = \frac{z'_0 l_{0i} A_{T2}}{8U_d T}$$

и, следовательно [см. формулу (3-51)],

$$\Delta U'''_i = \frac{A_{T2}}{8U_d l T} \left\{ 2(z'_1 - \Delta z') \left[ l_{0i} (l - 2l_{0i}) - \frac{l_i^2}{6} \right] + z'_0 l l_{0i} \right\}. \qquad (3\text{-}54)$$

Формулы (3-52), (3-53) и (3-54) совместно с формулой (3-49) дают возможность написать для узловой схемы

$$\Delta U_{wi1} = \frac{1}{U_d l} \left( \frac{A_{wi1}}{t_{im}} \left\{ z'_1 \left[ l_{0im} (l - 2l_{0im}) - \frac{l_{im}^2}{6} \right] + \right. \right.$$

$$\left. \left. + z'_0 \left( l_{0im}^2 + \frac{l_{im}^2}{12} \right) \right\} + \frac{A_{T1}}{4lT} \left\{ z'_1 \left[ l_{0i} (l - 2l_{0i})(l - 4l_i) + \frac{l l_i^2}{2} \right] + \right. \right.$$

$$+z_0' l_{0i}\left(\frac{l^2}{2}-2l_{0i}l_i\right)\Big\}+\frac{A_{T2}}{8T}\left\{2(z_1'-\Delta z')\left[l_{0i}(l-2l_{0i})-\frac{l_i^2}{6}\right]+z_0' l l_{0i}\right\}\Big). \quad (3\text{-}55)$$

Принимая, как и выше, в § 2, $l_{0im}=l_{0i}=\frac{l}{2}$ при $l_{im}\to 0$, получим при двустороннем питании и раздельной работе путей вместо формулы (3-48)

$$\Delta U_{wi1}=\frac{1}{4U_d l}\left(z_1'\left\{\frac{A_{wi1}}{t_{im}}l^2+\frac{A_{T1}}{2T}\left[l(l-2l_i)+l_i^2\right]\right\}+\right.$$
$$\left.+\frac{z_1'-\Delta z'}{2T}\left(l^2-\frac{l_i^2}{3}\right)A_{T2}\right). \quad (3\text{-}56)$$

При соответствующем преобразовании формулы (3-55) для узловой схемы, так же как и в § 3-2, примем вместо $l_i-\frac{l_i}{2}$, тогда $l_{0i}=\frac{l}{2}-\frac{l_i}{4}$ и $l_{0im}=\frac{l}{2}$. Для $l_{im}=0$ найдем вместо (3-55)

$$\Delta U_{wi1}=\frac{1}{8U_d}\left\{2z_0\frac{A_{wi1}}{t_{im}}l+\frac{A_{T1}}{4l^2T}\left[2z_1' l_i+z_0'(2l-l_i)\right]\times\right.$$
$$\left.\times(l-l_i)^2+\frac{A_{T2}}{4T}\left[(z_1'-\Delta z')\left(2l-\frac{4l_i}{3}\right)\frac{l_i}{l}+z_0'(2l-l_i)\right]\right\}. \quad (3\text{-}57)$$

Применительно к длинам фидерных зон при электрификации на однофазном токе можно положить $l_i\approx\frac{l}{5}$. Тогда получим: для раздельной работы путей

$$\Delta U_{wi1}=\frac{l}{4U_d}\left[z_1'\left(\frac{A_{wi1}}{t_{im}}+0{,}28\frac{A_{T1}}{T}\right)+\frac{z_1'-\Delta z'}{2T}A_{T2}\right]; \quad (3\text{-}58)$$

для узловой схемы

$$\Delta U_{wi1}=\frac{l}{8U_d}\left[2z_0'\frac{A_{wi1}}{t_{im}}+\frac{0{,}064}{T}(z_1'+4{,}5z_0')A_{T1}+\right.$$
$$\left.+\frac{6{,}5}{75}(z_1'-\Delta z'+5{,}2z_0')A_{T2}\right]. \quad (3\text{-}59)$$

Приведенные формулы дают возможность найти потерю напряжения в контактной сети для различных встречающихся в практике схем питания.

## § 3-4. РАСЧЕТ ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ НА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Все приведенные выше формулы не учитывают потерю напряжения на тяговых подстанциях и в первичной сети. В данном параграфе дается определение этой величины. Полная потеря напряжения

до поезда равна сумме потерь напряжения в контактной сети и на тяговых подстанциях вместе с первичной сетью.

Напряжение у поезда, таким образом, будет определяться разностью напряжения холостого хода на тяговых подстанциях и полной потерей напряжения до поезда.

### Потеря напряжения на подстанциях постоянного тока

Мгновенное значение потери напряжения до шин постоянного тока может быть записано в виде

$$U_{\text{п}t} = \rho I_{\text{п}t}, \qquad (3\text{-}60)$$

где $\rho$ — эквивалентное сопротивление тяговой подстанции, которое находится на основании рекомендаций, приведенных в § 4-2;

$I_{\text{п}t}$ — мгновенное значение нагрузки подстанции.

Значительный интерес представляет среднее значение потери напряжения до шин тяговой подстанции за время $t_{im}$ хода рассматриваемого поезда по автоматической характеристике по перегону $i$.

Для определения этой величины запишем средний ток подстанции за время хода рассматриваемого поезда по автоматической характеристике на перегоне $i$ в следующем виде:

$$I_{\text{п}} = \overline{I}_{\text{п}t} = \frac{1}{UT} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_{\text{п}}} A_j + \frac{A_{wi}}{U t_{im}},$$

где $A_j$ — часть расхода энергии на перегоне $j$, покрываемая рассматриваемой подстанцией, в *квт·ч*;

$A_{wi}$ — часть расхода энергии на движение поезда по перегону $i$, относящаяся к той же подстанции, в *квт·ч*;

$U$ — напряжение в *кв*;

$n_{\text{п}}$ — число перегонов по обоим путям подстанционной зоны.

Так как

$$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_{\text{п}}} A_j = A_{\text{п}} - A_{1i}.$$

Следовательно,

$$I_{\text{п}} = \frac{A_{\text{п}} - A_{1i}}{UT} + \frac{A_{wi}}{t_{im} U},$$

где $A_{\text{п}}$ — расход энергии на движение поездов, отнесенный к подстанции, в *квт·ч*;

$A_{1i}$ — то же для перегона $i$ первого пути.

Приближение можно считать для однопутных участков

$$A_i = \frac{t_i}{t} A_{\text{п}}$$

и для двухпутных

$$A_{1i}=\frac{t_{1i}}{2t_1}A_{\text{п}}.$$

Учитывая также, что средняя за время $t_{im}$ потеря напряжения до подстанции равна

$$\Delta U_{w\text{п}i}=\rho I_{\text{п}},$$

получим:

для однопутных участков

$$\Delta U_{w\text{п}i}=\frac{\rho}{U}\left[\left(1-\frac{t_i}{t}\right)\frac{A_{\text{п}}}{T}+\frac{A_{wi}}{t_{im}}\right]; \qquad (3\text{-}61)$$

для двухпутных участков

$$\Delta U_{w\text{п}i}=\frac{\rho}{U}\left[\left(1-\frac{t_{1i}}{2t_1}\right)\frac{A_{\text{п}}}{T}+\frac{A_{w1i}}{t_{im}}\right]. \qquad (3\text{-}62)$$

Потери напряжения на смежных подстанциях, питающих рассматриваемую фидерную зону, могут быть неравны. В этом случае снижение напряжения у поезда, вызванное потерями напряжения на подстанциях, будет отличаться от них. Однако для практических расчетов можно положить, что потеря напряжения до подстанции вызывает такое же снижение напряжения у поезда. Это значительно упрощает расчеты, не вызывая существенной погрешности.

## Потеря напряжения на тяговых подстанциях переменного тока

Потеря напряжения на тяговой подстанции при питании контактной сети от тяговой обмотки, соединенной в треугольник, согласно исследованиям ЦНИИ [3] может быть определена по формуле

$$\Delta U_{\text{п}}=Z'_{\text{п}}=\left(\frac{2}{3}I_1\pm\frac{1}{3}I_2\right),$$

где $I_1$ — выпрямленный[1] ток плеча, питающего рассматриваемую фидерную зону;

$I_2$ — то же другого плеча той же подстанции;

$Z_{\text{п}}$ — приведенное сопротивление тяговой подстанции и первичной сети.

Знак «+» относится к плечу с отстающей фазой, а «—» — с опережающей.

Исходя из написанной формулы, найдем значение потери напряжения до какого-либо поезда, например № $k$, вызванное потерей напряжения на тяговых подстанциях, питающих рассматриваемую фидерную зону (рис. 3-11).

[1] Здесь и ниже под выпрямленными током и напряжением будут пониматься соответствующие условные величины, приведенные к стороне высшего напряжения трансформатора электровоза.

Пусть рассматриваемая фидерная зона № $n$ питается от подстанции № $n$ и $n+1$. Тогда потеря напряжения до нагрузки $k$, вызванная потерей напряжения на подстанциях $n$ и $n+1$, будет, как нетрудно показать, равна

$$\Delta U_{k\text{п}} = \frac{l - l_k}{l} \Delta U_n + \frac{l_k}{l} \Delta U_{n+1}, \qquad (3\text{-}63)$$

где $\Delta U_n$ — потеря напряжения на подстанции $n$;
$\Delta U_{n+1}$ — то же на подстанции $n+1$.

Используя приведенное выше выражение для $\Delta U_{\text{п}}$, получим

$$\Delta U_{k\text{п}} = \frac{l - l_k}{l} Z'_n \left( \frac{2}{3} I'_n \pm \frac{1}{3} I''_n \right) + \frac{l_k}{l} Z'_{n+1} \left( \frac{2}{3} I'_{n+1} \mp \frac{1}{3} I''_{n+1} \right).$$

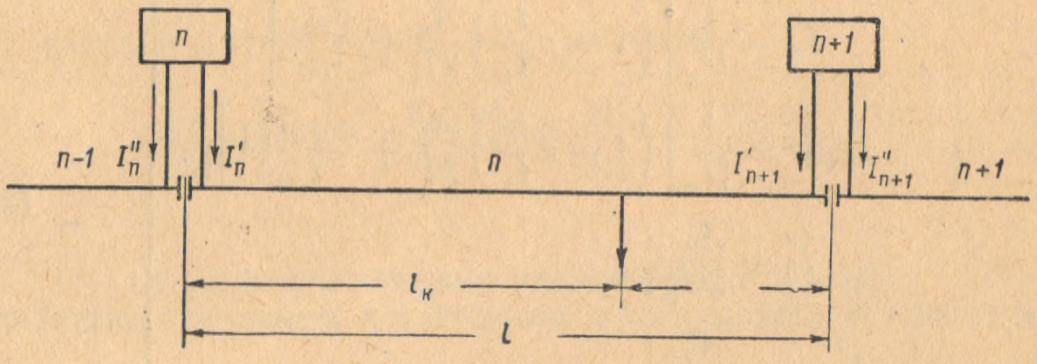



Рис. 3-11

Здесь знак «+» относится к случаю, когда рассматриваемая зона питается от подстанции отстающей фазой, а «—» — опережающей:

следовательно, при чередовании фаз в первом случае будет

$$\Delta U_{k\text{п}} = \frac{2}{3} \left( \frac{l - l_k}{l} Z'_n I'_n + \frac{l_k}{l} Z'_{n+1} I'_{n+1} \right) + \\ + \frac{1}{3} \left( \frac{l - l_k}{l} Z'_n I''_n - \frac{l_k}{l} Z'_{n+1} I''_{n+1} \right) \qquad (3\text{-}64)$$

и во втором

$$\Delta U_{k\text{п}} = \frac{2}{3} \left( \frac{l - l_k}{l} Z'_n I'_n + \frac{l_k}{l} Z'_{n+1} I'_{n+1} \right) - \\ - \frac{1}{3} \left( \frac{l - l_k}{l} Z'_n I''_n - \frac{l_k}{l} Z'_{n+1} I''_{n+1} \right). \qquad (3\text{-}65)$$

Если считать приведенные сопротивления всех подстанций равными, т. е. положить

$$Z'_n = Z'_{n+1} = Z_{\text{п}},$$

то получим соответственно вместо (3-64) и (3-65)

$$\Delta U_{k\text{п}} = \frac{Z'_{\text{п}}}{3}\left[2\left(\frac{l-l_k}{l}\,I'_n + \frac{l_k}{l}\,I'_{n+1}\right) + \left(\frac{l-l_k}{l}\,I''_n - \frac{l_k}{l}\,I''_{n+1}\right)\right]; \tag{3-64'}$$

$$\Delta U_{k\text{п}} = \frac{Z'_{\text{п}}}{3}\left[2\left(\frac{l-l_k}{l}\,I'_n + \frac{l_k}{l}\,I'_{n+1}\right) - \left(\frac{l-l_k}{l}\,I''_n - \frac{l_k}{l}\,I''_{n+1}\right)\right]. \tag{3-65'}$$

Для перехода к средним потерям напряжения следует провести преобразования, подобные тем, которые были выполнены для постоянного тока.

Нетрудно показать, что в результате их получим:

$$\left.\begin{aligned}
\bar{I}'_n &= \frac{\bar{I}}{U_d}\left[\left(1 - c\frac{t_{1i}}{t_1}\right)\frac{A_n}{2T} + \frac{A_{win}}{t_{im}}\right];\\
\bar{I}'_{n+1} &= \frac{1}{U_d}\left[\left(1 - c\frac{t_{1i}}{t_1}\right)\frac{A_n}{2T} + \frac{A_{win+1}}{t_{im}}\right];\\
\bar{I}''_n &= \frac{A_{n-1}}{2U_d T};\\
\bar{I}''_{n+1} &= \frac{A_{n+1}}{2U_d T},
\end{aligned}\right\} \tag{3-66}$$

где $A_{n-1}$, $A_n$ и $A_{n+1}$ — полные расходы энергии по обоим путям фидерных зон соответственно $n-1$, $n$ и $n+1$;

$A_{win}$ — полный расход энергии на движение поезда типа $w$ по перегону $i$, отнесенный к подстанции $n$;

$A_{win+1}$ — то же подстанции $n+1$;

$c$ — коэффициент, зависящий от числа путей $c = 1$ при одном пути и $c = \frac{1}{2}$ — при двух.

Выражения (3-66) написаны в предположении, что нагрузки фидерных зон распределяются между подстанциями поровну.

Используя эти выражения и полагая $l_k = l_{0i}$, можно написать следующее выражение для средней потери напряжения до поезда, вызванное потерей напряжения до подстанций:

$$\Delta U_{wni} = \frac{1}{U_d l}\left(Z'_n(l-l_{0i})\left\{\frac{2}{3}\left[\left(1 - c\frac{t_{1i}}{t_1}\right)\frac{A_n}{2T} + \frac{A_{wni}}{t_{im}}\right] \pm \right.\right.$$
$$\left. \pm \frac{A_{n-1}}{6T}\right\} + Z'_{n+1}\,l_{0i}\left\{\frac{2}{3}\left[\left(1 - c\frac{t_{1i}}{t_1}\right)\frac{A_n}{2T} + \right.\right.$$
$$\left.\left. + \frac{A_{win+1}}{t_{im}}\right] \mp \frac{A_{n+1}}{6T}\right\}\Bigg). \tag{3-67}$$

Для случая $Z'_n = Z'_{n+1} = Z'_{\text{п}}$, учтя, что

$$A_{win} = \frac{i - l_{0i}}{l} A_{wi}$$

и

$$A_{win+1} = \frac{l_{0i}}{l} A_{wi},$$

где $A_{wi}$ — общий (по обеим подстанциям) расход энергии на движение поезда типа $w$ по перегону $i$, получим

$$\Delta U_{w\text{п}i} = \frac{Z'_{\text{п}}}{3U_d}\left[\left(1 - c\frac{t_{1i}}{t_1}\right)\frac{A_n}{T} + 2\,\frac{(l - l_{0i})^2 + l_{0i}^2}{l^2}\cdot\frac{A_{wi}}{t_{im}} \pm \right.$$
$$\left. \pm \frac{(l - l_{0i})\,A_{n-1} - l_{0i}\,A_{n+1}}{2lT}\right]. \qquad (3\text{-}68)$$

В частном случае при $l_{0i} = \frac{l}{2}$ получим

$$\Delta U_{w\text{п}i} = \frac{Z'_{\text{п}}}{3U_d}\left[\left(1 - c\frac{t_{i1}}{t_1}\right)\frac{A_n}{T} + \frac{A_{wi}}{t_{im}} \pm \frac{A_{n-1} - A_{n+1}}{4T}\right]. \qquad (3\text{-}69)$$

## § 3-5. РАСЧЕТ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ У ПОЕЗДА И ПРОВЕРКА НАЛИЧНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПО ПЕРЕГОНАМ

Расчеты потерь напряжения в устройствах системы энергоснабжения производятся для сопоставления напряжения в контактной сети с соответствующими величинами, предписанными нормами, в целях корректировки поперегонных времен хода, полученных из тяговых расчетов, и корректировки наличной пропускной способности. Во всех этих случаях необходимо определить уровень напряжения у поезда при движении его по тому или иному перегону.

Это нетрудно сделать после расчета соответствующих потерь напряжения.

Среднее напряжение за время хода поезда типа $w$ по автоматической характеристике на перегоне $i$ найдем из

$$U_{wi1} = U_{d0} - \Delta U_{w\text{п}i} - \Delta U_{wi1}, \qquad (3\text{-}70)$$

где $U_{d0}$ — выпрямленное напряжение холостого хода, приведенное к шинам подстанции, непосредственно питающим контактную сеть: $U_{d0} = 0{,}9\,U_0$. При напряжении холостого хода 27,5 *кв* $U_{d0} = 25$ *кв*;

$\Delta U_{w\text{п}i}$ и $\Delta U_{wi1}$ — снижения напряжений у поезда, вызванные соответственно потерями напряжения на подстанции и в контактной сети.

Эти величины находятся по формулам, данным в предыдущих параграфах.

Формула (3-70) может быть использована и для расчета мгновенного значения напряжения у поезда, если под $\Delta U_{w\text{п}i}$ и $\Delta U_{wi1}$

понимать мгновенные, а не средние значения соответствующих потерь напряжения.

Перейдем теперь к корректировке времен хода поезда по перегонам с учетом фактического уровня напряжения.

Влияние напряжения в контактной сети на скорость движения поезда зависит от типа тягового двигателя и от характера связи его с контактной сетью.

При электрификации тяги по системе переменного тока напряжение от контактной сети подается на трансформатор, с которым тяговые двигатели связаны либо непосредственно, либо через специальные преобразователи. Можно поставить задачу поддержания напряжения на тяговых двигателях в желательных пределах при длительных отклонениях его в контактной сети путем регулировки коэффициента трансформации трансформатора.

Однако, даже если такая возможность есть, при значительных потерях напряжения в контактной сети поддерживать расчетное напряжение на двигателях путем регулировки трансформатора опасно. Это объясняется тем, что в случае внезапного восстановления напряжения в контактной сети может недопустимо повыситься напряжение на тяговых двигателях.

Кроме того, при ручном регулировании напряжения машинист, конечно, не может следить за всеми изменениями напряжения в контактной сети и непрерывно компенсировать их путем регулировки трансформатора.

Указанные обстоятельства не дают возможности полностью устранить влияние изменения напряжения в контактной сети на режим работы тяговых двигателей, но это влияние может быть в некоторой степени уменьшено.

Полное решение этой задачи может быть получено при применении быстродействующего автоматического регулирования напряжения.

Если говорить о влиянии напряжения на скорость движения поезда, то необходимо также отметить, что при асинхронных тяговых двигателях напряжение практически вовсе не влияет на скорость.

На существующих электровозах постоянного тока тяговые двигатели непосредственно связаны с контактной сетью, поэтому изменение напряжения в ней вызывает соответствующие изменения напряжения на тяговых двигателях.

В качестве тяговых двигателей постоянного тока в большинстве случаев используются двигатели последовательного возбуждения, скорость вращения которых при постоянном моменте примерно пропорциональна приложенному напряжению.

В реальных условиях двигатели электроподвижного состава работают при непрерывно изменяющемся напряжении. Но в тяговых расчетах это обстоятельство пока не учитывается. Поэтому при тяговых расчетах задаются некоторым условным напряжением. Полученные на основании такого тягового расчета времена хода, а сле-

довательно, и средние скорости по отдельным перегонам являются также условными, не соответствующими действительному режиму напряжения.

В практических расчетах принимают, что за время хода поезда по автоматической характеристике $t_a$ средняя скорость его пропорциональна напряжению, а в остальное время не зависит от него. При этом увеличение времени хода поезда $\Delta t$ будет определяться формулой

$$\Delta t = \left( \frac{U_1 - Z'_э I_w}{U_2 - Z'_э I_w} - 1 \right) t_a, \qquad (3\text{-}71)$$

где $U_1$ — выпрямленное напряжение, приведенное к первичной обмотке трансформатора электровоза, для которого проведены тяговые расчеты и определено время $t_a$. При существующей системе 27,5 *кв* $U_1 = 0{,}9 \cdot 25 = 22{,}5$ *кв*;

$U_2$ — фактическое выпрямленное напряжение, приведенное к той же обмотке;

$Z'_э$ — эквивалентное сопротивление цепи выпрямленного тока электровоза, приведенное к первичной обмотке трансформатора;

$I_w$ — среднее значение выпрямленного тока электровоза за время хода его по автоматической характеристике по перегону, приведенное к первичной обмотке трансформатора электровоза.

При $U_1 < U_2$ $\Delta t$ будет иметь отрицательное значение, что соответствует уменьшению времени хода поезда.

Полное время хода поезда по рассматриваемому перегону или блок-участку при напряжении $U_2$ будет равно

$$t'' = t' + \Delta t = t' + \left( \frac{U_1 - Z'_э I_w}{U_2 - Z'_э I_w} - 1 \right) t_a, \qquad (3\text{-}72)$$

где $t'$ — полное время хода поезда по рассматриваемому участку при напряжении $U_1$.

Так как в действительности при движении поезда напряжение на токоприемнике локомотива непрерывно изменяется, то в расчетах принимают среднее значение напряжения. Это напряжение может быть найдено путем вычитания из напряжения холостого хода подстанции потери напряжения на подстанции и в контактной сети.

Для проверки пропускной способности участка необходимо определить время занятия ограничивающего (лимитирующего) перегона при действительном среднем напряжении за время потребления поездом на этом перегоне энергии. В этом случае минимальный интервал между поездами при одностороннем движении (двухпутные участки) будет равен

$$\theta'' = \theta' + \left( \frac{U_1 - Z'_э I_w}{U_2 - Z'_э I_w} - 1 \right) t_a \text{ мин.} \qquad (3\text{-}73)$$

При двустороннем движении (однопутные участки), как нетрудно показать, период графика будет определяться по формуле:

$$\theta'' = \theta' + \left(\frac{U_1 - Z'_э I_{w1}}{U_{21} - Z'_э I_{w1}}\right) t_{a1} + \left(\frac{U_1 - Z'_э I_{w2}}{U_{22} - Z'_э I_{w2}} - 1\right) t_{a2} \text{ мин.} \quad (3\text{-}74)$$

В этих выражениях:

$\theta'$ — период графика максимальной пропускной способности при напряжении тяговых расчетов $U_1$;

$\theta''$ — период графика при действительном напряжении;

$U_{21}$ и $U_{22}$ — действительные напряжения на расчетном участке, усредненные за время хода поезда по автоматической характеристике;

$I_{w1}$ и $I_{w2}$ — токи поездов нечетного и четного направлений, усредненные за время их хода по автоматической характеристике на расчетном участке.

Наличная пропускная способность по перегонам определяется из

$$N_0 = \frac{1\,440}{\theta''}, \quad (3\text{-}75)$$

где $N_0$ — в поездах при одностороннем движении для каждого пути (двухпутные участки) и в парах поездов при двустороннем движении (однопутные участки).

**Примеры расчетов.** Для тех же условий, которые приняты в примерах расчетов в главе 13, сделаем расчеты максимальных значений средних потерь напряжения в контактной сети до поезда.

**1. Постоянный ток.** Участок $К - Ку$ (см. рис. 13-10). Для наиболее тяжелого режима — движение по первому пути грузовых поездов ($Q = 4\,000$ *т*) с минимальным интервалом, а по второму пути — такого же пакета грузовых и порожних поездов в примерно равном соотношении.

Выберем блок-участок длиной $l_{im}$=2 *км* в наиболее нагруженном месте фидерной зоны.

Согласно рис. 3-10 $l_{0l} = 13$ *км*.

Для расчета используем формулу (3-6).

Здесь из расчета в главе 2 $r_0 = 0{,}024$ *ом/км*; $U = 3$ *кв*; $l = 25{,}8$ *км*; $l_{0i} = 13$ *км*; $T = 1$ *ч*;

$$A_{wfl} \approx \frac{1\,270 \cdot 2}{16{,}1} = 158 \text{ квт·ч};$$

$$t_{im} \approx \frac{14{,}2 \cdot 2}{16{,}1} = 1{,}8 \text{ мин.}$$

При минимальном интервале между поездами $\theta = 8$ *мин* и общем времени хода поезда по фидерной зоне $t = 21{,}7$ *мин* длину условного перегона приближенно найдем из

$$l_l = l \frac{\theta}{t} = \frac{25{,}8 \cdot 8}{21{,}7} = 9{,}5 \text{ км.}$$

Так как весь перегон проходится в тяговом режиме, то

$$l_{0lm} = l_{0l};$$

$$A_f = 7{,}5\,(1\,270 \div 311 - 224) = 10{,}16 \cdot 10^3 \text{ квт·ч};$$

$$A_m = A_f \div 7{,}5\,\frac{1\,195 \div 940}{2} = 18{,}16 \cdot 10^3 \text{ квт·ч}.$$

Подставляя данные в формулу (3-6), получим

$$\Delta U_{wfi} = \frac{0{,}024}{3 \cdot 25{,}8}\left(\frac{158}{\frac{1{,}8}{60}}\left[13\,(25{,}8-13) - \frac{2^2}{12}\right] + \right.$$

$$+ \frac{1}{2 \cdot 1}\left\{\left[13\,(25{,}8-13) - \frac{9{,}5^2}{12}\right] 18{,}16 \cdot 10^3 - \right.$$

$$\left.\left. - \frac{2 \cdot 9{,}5}{25{,}8}\left[13\,(25{,}8-13) - \frac{25{,}8 \cdot 9{,}5}{6}\right] 10{,}16 \cdot 10^3\right\}\right) \text{ в},$$

или

$$\Delta U_{wfi} = 585 \text{ в}.$$

Такой же расчет сделаем по приближенной формуле (3-8). Подставляя в эту формулу приведенные выше величины, получим

$$\Delta U_{wfi} = \frac{0{,}024 \cdot 25{,}8}{4 \cdot 3}\left(\frac{158}{\frac{1{,}8}{60}} + \frac{13 \cdot 18{,}16 - 7 \cdot 10{,}16}{27 \cdot 1} 10^3\right) = 600 \text{ в}.$$

Для определения потери напряжения до шин постоянного тока тяговой подстанции воспользуемся формулой (3-62). Из примерного расчета всей линии (глава 13) $\rho = 0{,}0617$ *ом*; $\frac{A_n}{T} = 17\,200$ *квт*.

Кроме того, из предыдущего расчета $t_{1i} = 8$ *мин*; $t_1 = 21{,}7$ *мин* и $A_{w1i} = 158$ *квт·ч*.

При этих данных по формуле (3-62) получим

$$\Delta U_{wni} = \frac{0{,}0617}{3{,}3}\left[\left(1 - \frac{8}{2 \cdot 21{,}7}\right) 17\,200 + \frac{158}{1{,}8} 60\right] = 395 \text{ в}.$$

Номинальный ток подстанции $I_н = 6\,000\,a$. Исходя из этого можно найти напряжение холостого хода подстанции

$$U_0 = 3\,300 + 0{,}0617 \cdot 6\,000 = 3\,670 \text{ в}.$$

Следовательно, среднее напряжение в контактной сети равно

$$U_{wfi} = 3\,670 - 395 - 585 = 2\,690 \text{ в}.$$

**2. Участок переменного тока *Ч — К*** (см. рис. 13-10). Выберем, как и прежде, наиболее нагруженный блок-участок $l_i = 2$ *км* и подсчитаем потерю напряжения в контактной сети до поезда при тех же условиях, что и для постоянного тока. Так как соединение проводов путей параллельное, а питание двустороннее, можно применить ту же формулу (3-6) с учетом замечаний, сделанных в § 3-3 данной главы.

При этом формула (3-6) будет иметь вид

$$\Delta U_{wfi} = \frac{z'_0}{U_d l}\left(\frac{A_{wfi}}{t_{im}}\left[l_{0im}\,(l - l_{0im}) - \frac{l_{im}^2}{12}\right] + \right.$$

$$\left. + \frac{1}{2T}\left\{\left[l_{0i}(l - l_{0i}) - \frac{l_i^2}{12}\right] A_m - \frac{2l_i}{l}\left[l_{0i}\,(l - l_{0i}) - \frac{l l_i}{6}\right] A_f\right\}\right) \text{ в}.$$

Из табл. 2-11 $z'_0 = 0{,}23$ *ом/км*

$U_d = 22{,}5$ *кв*

$l = 47{,}8$ *км*

$l_{0im} = l_{0i} = 19{,}6$ *км*

$l_{im} = 2$ *км*

$T = 1$ *ч*

$$t_{im} = \frac{7{,}5}{7{,}55} 2\frac{1}{60} = 0{,}033 \text{ ч}$$

$t = 39{,}5$ *мин*

$$l_i = 47{,}8\ \frac{8}{39{,}5} = 9{,}7 \text{ км}$$

$$A_{wfi} = A_{11i} = \frac{1\,040 \cdot 2}{7{,}55} = 276 \text{ квт·ч}$$

$$A_f = A_{11} = (334 + 700 + 1\,040 + 840 + 100)\,7{,}5 = 22{,}6 \cdot 10^3 \text{ квт·ч}$$

$$A_т = A_{11} + (A_{12} + A_{22}) = 22{,}6 \times 10^3 + 7{,}5\,\frac{2,406 + 1{,}716}{2}\,10^3 = 38{,}0 \cdot 10^3 \text{ квт·ч}$$

$$\Delta U_{wfi} = \Delta U_{11i} = \frac{0{,}23}{22{,}5 \cdot 47{,}8}\left(\frac{276}{0{,}033}\left[19{,}6\,(47{,}8 - 19{,}6) - \frac{2^2}{12}\right] + \right.$$

$$+ \frac{1}{2}\left\{\left[19{,}6\,(47{,}8 - 19{,}6) - \frac{9{,}7^2}{12}\right] 38{,}0 \cdot 10^3 - \frac{2 \cdot 9{,}7}{47{,}8}\left[19{,}6\,(47{,}8 - 19{,}6) - \right.\right.$$

$$\left.\left. - \frac{47{,}8 \cdot 9{,}7}{6}\right] 22{,}6 \cdot 10^3\right\}\Bigg) = 2\,830 \text{ в}.$$

Приближенно можно считать, что действующее значение потери напряжения

$$\Delta U \approx \frac{\Delta U_{wfi}}{0{,}9} = \frac{2\,830}{0{,}9} = 3\,150 \text{ в}.$$

Сделаем расчет потери напряжения для случая, когда питание путей раздельное.

Для этого следует применить формулу (3-48).

Из табл. 2 и 4 приложения 1

$$z_1' = 0{,}35 \text{ ом} \quad \text{и} \quad z_1' - \Delta z' = 0{,}12 \text{ ом}.$$

Остальные данные известны из предыдущего расчета

$$\Delta U_{wi1} = \frac{1}{47{,}8 \cdot 22{,}5}\left(0{,}35\left\{\frac{276}{0{,}033}\left[19{,}6\,(47{,}8 - 19{,}6) - \frac{2^2}{12}\right] + \right.\right.$$

$$+ \frac{1}{2 \cdot 47{,}8 \cdot 1}\left[19{,}6\,(47{,}8 - 19{,}6)\,(47{,}8 - 2 \cdot 9{,}7) + \frac{47{,}8 \cdot 9{,}7^2}{4}\right] 22{,}6 \cdot 10^3\Big\} +$$

$$\left. + \frac{0{,}12}{2 \cdot 1}\left[19{,}6\,(47{,}8 - 19{,}6) - \frac{9{,}7^2}{12}\right] 15{,}4 \cdot 10^3\right) = 3\,130 \text{ в}.$$

В этом случае

$$\Delta U \approx \frac{3\,130}{0{,}9} = 3\,500 \text{ в}.$$

Таким образом, при раздельном питании потеря напряжения в сети до поезда будет больше, чем при параллельном соединении путей, что и следовало ожидать.

Расчет потери напряжения до шин тягового тока на подстанции проведем по формуле (3-68).

Считаем, что на тяговых подстанциях установлено по 2 трансформатора мощностью по 20 *мва* каждый. Напряжение короткого замыкания равно $u_к = 10{,}5\%$.

При этом реактивное сопротивление подстанции будет равно

$$X_п = 10\,\frac{u_к U^2}{S_п}\sqrt{3} = 10\,\frac{10{,}5 \cdot 27{,}5^2}{2 \cdot 20 \cdot 10^3}\sqrt{3} = 3{,}45 \text{ ом}.$$

Пренебрегая активным сопротивлением трансформаторов, можно найти приведенные сопротивления подстанции из

$$Z'_{\text{п}} = 0{,}72\, X_{\text{п}} = 0{,}72 \cdot 3{,}45 = 2{,}48 \text{ ом}.$$

Сопротивление линий передачи в данном примере не будем учитывать, считая его малым.

Так как участок двухпутный, то $c = \frac{1}{2}$. Остальные величины берем из примерного расчета потери напряжения в контактной сети:

$$t_{1i} \approx \frac{l_i}{l} t = \frac{9{,}7}{47{,}8} 39{,}5 = 7{,}85 \text{ мин} = 0{,}130 \text{ ч}; \; U_d = 22{,}5 \text{ кв};$$

$$t_1 = t = 39{,}5 \text{ мин} = 0{,}658 \text{ ч}; \; l = 47{,}8 \text{ км}; \; A_n = A_T = 38 \cdot 10^3 \text{ квт} \cdot \text{ч};$$

$$l_{0i} = 19{,}6 \text{ км}; \; T = 1 \text{ ч}; \; A_{wi} = 276 \text{ квт} \cdot \text{ч}; \; t_{im} = 0{,}033 \text{ ч}.$$

Пусть расходы энергии по обоим путям фидерных зон справа и слева от рассматриваемой будут соответственно равны

$$A_{n-1} = 43 \cdot 10^3 \text{ квт} \cdot \text{ч} \quad \text{и} \quad A_{n+1} = 30 \cdot 10^3 \text{ квт} \cdot \text{ч}.$$

Подставляя приведенные величины в формулу (3-67), получим

$$\Delta U_{wni} = \frac{2{,}48}{3 \cdot 22{,}5}\left[\left(1 - \frac{1}{2} \cdot \frac{0{,}130}{0{,}658}\right)\frac{38 \cdot 10^3}{1} + 2\,\frac{(47{,}8 - 19{,}6)^2 + 19{,}6^2}{47{,}8^2} \times \right.$$

$$\left. \times \frac{276}{0{,}033} \pm \frac{(47{,}8 - 19{,}6)\, 43 \cdot 10^3 - 19{,}6 \cdot 30 \cdot 10^3}{2 \cdot 47{,}8 \cdot 1}\right] =$$

$$= (1{,}41 \pm 0{,}24)\, 10^3 \text{ в} = 1{,}57 \pm 0{,}24 \text{ кв}.$$

Следовательно, если подстанция $n$ питает рассматриваемую зону опережающей фазой, то

$$\Delta U_{wni} = 1{,}57 - 0{,}24 = 1{,}33 \text{ кв},$$

а если отстающей, то

$$\Delta U_{wni} = 1{,}81 \text{ кв}.$$

Общая потеря напряжения до поезда составит

$$\Delta U_{wi} = \Delta U_{wfi} + \Delta U_{wni}.$$

При питании зоны от подстанции $n$ опережающей фазой

$$\Delta U_{wi} = 2{,}83 + 1{,}33 = 4{,}16 \text{ кв}$$

и при питании отстающей

$$\Delta U_{wi} = 2{,}83 + 1{,}81 = 4{,}64 \text{ кв}.$$

Соответствующие действующие значения потери напряжения будут равны:

в первом случае

$$\Delta U_{wi\text{э}} = \frac{4{,}16}{0{,}9} = 4{,}62 \text{ кв};$$

во втором

$$\Delta U_{wi\text{э}} = \frac{4{,}64}{0{,}9} = 5{,}15 \text{ кв}.$$

Следовательно, напряжения у поезда будут равны:

для первого случая

$$U_{wi\text{э}} = 27{,}5 - 4{,}62 \approx 22{,}9 \text{ кв};$$

для второго случая

$$U_{wi\text{э}} = 27{,}5 - 5{,}15 \approx 22{,}3 \text{ кв}.$$

## § 3-6. ПРОВЕРКА ПРОХОДА ПОЕЗДОМ ИНЕРЦИОННЫХ ПОДЪЕМОВ С УЧЕТОМ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Как известно, умелое использование кинетической энергии поезда для преодоления подъемов является важнейшим условием, благодаря которому передовые машинисты добиваются повышения весовых норм. Это в одинаковой степени относится как к автономной тяге (паровоз, тепловоз), так и к электрической. Однако, если при автономной тяге использование кинетической энергии для вождения поездов по тяжелым подъемам при нормальном состоянии пути и правильной организации движения целиком зависит от машиниста, то при электрической тяге существенную роль может играть также режим напряжения в контактной сети. При этом наиболее существенно скажется уровень напряжения в том случае, если рассматриваемый подъем по ограничениям силы тяги не может быть пройден даже частично с установившейся скоростью. В этом случае при значительном понижении напряжения и более быстром в связи с этим замедлением поезда сила тяги его может превзойти допустимые пределы.

Для количественной оценки влияния напряжения на работу поезда на подъеме [4] выведены следующие зависимости.

При одной и той же начальной скорости входа поезда на подъем $v_{н1}$ максимальная длина подъема, которая может быть преодолена при использовании кинетической энергии поезда при напряжении на подъеме $U_2$, будет равна

$$S_2 = \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 S_1 + \frac{v_{н1}^2 \left[1 - \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2\right]}{120 \left[2(w+i) - \frac{F_1 + F_2}{G}\right]}, \qquad (3\text{-}76)$$

где $S_1$ — максимальный путь, который может быть пройден поездом по подъему при напряжении $U_1$;

$w$ — среднее приведенное удельное сопротивление движению;

$i$ — величина подъема в тысячных;

$F_1$ и $F_2$ — усилия тяги в начале подъема соответственно при напряжениях $U_1$ и $U_2$;

$G$ — вес поезда.

Из приведенного выражения видно, что при больших значениях $S_1$, т. е. при длинных, но сравнительно пологих подъемах, условия прохода их за счет кинетической энергии будут ухудшаться со снижением напряжения. Наоборот, при коротких и крутых подъемах снижение напряжения на подъеме при заданной скорости входа на него будет способствовать проходу подъема.

Выражение (3-76) может быть использовано в тех случаях, когда скорость поезда при входе его на подъем не зависит от напряжения, что может иметь место при ограничении его по безопасности

движения или в том случае, когда поезд не потребляет энергию на тягу.

В большинстве случаев, однако, скорость входа поезда на подъем зависит от напряжения перед подъемом. Поэтому возможность преодоления поездом рассматриваемого подъема за счет запаса кинетической энергии будет также зависеть от этого напряжения.

В таких случаях максимальную длину подъема $S_2$ следует определять по формуле [4]

$$S_2 = \left(\frac{U_2}{U_р}\right)^2 S_0 + \left(\frac{U_1}{U_р}\right)^4 \frac{v_{н.р}^2 \left[1 - \left(\frac{U_2}{U_р}\right)^2\right]}{120 \left[2(w+i) - \frac{F_1 + F_2}{G}\right]}, \quad (3\text{-}77)$$

где $U_р$ — напряжение, для которого проведены тяговые расчеты;
$U_1$ — действительное напряжение при входе на подъем;
$U_2$ — то же на подъеме;
$S_0$ — максимальная длина подъема, которая может быть пройдена поездом при напряжении $U_р$;
$v_{н.р}$ — скорость входа поезда на подъем при напряжении $U_р$.

Остальные обозначения имеют прежние значения.

Приведенное выражение показывает, что изменение напряжения на разгонном участке перед подъемом оказывает резкое влияние на возможность преодоления этого подъема за счет запаса кинетической энергии. Если снижение напряжения на самом подъеме при неизменной начальной скорости в соответствии с формулой (3-76) часто не оказывает существенного влияния, а иногда даже благоприятно с рассматриваемой точки зрения, то за счет снижения напряжения перед подъемом максимально допустимый путь снижается пропорционально квадрату напряжения.

До сих пор предполагалось, что напряжение при движении поезда по подъему остается неизменным. Это можно принять только в качестве первого приближения. В действительности это напряжение при движении поезда изменяется как за счет изменения расстояния поезда от подстанции, так и за счет увеличения тока при замедлении поезда. Характер изменения напряжения может быть различным в зависимости от расположения поезда между подстанциями, скорости входа на подъем и режимов работы других поездов.

Учет влияния напряжения на условия прохода поездом подъемов имеет наибольшее значение для значительных потерь напряжения. При этом условии можно считать, что перемещение поезда по подъему не может значительно изменить общее сопротивление до него. Если при этом положить потерю напряжения от нагрузок других поездов постоянной, то можно считать, что напряжение до электровоза определяется только его током.

Для таких условий максимальная длина подъема, которая может быть преодолена поездом, определяется по формуле

$$S_2^* = \left(1 + \frac{RF_2 v_{2н}}{0{,}156\, U_2^2}\right) S_2 + \frac{R\varphi^3 v_{ср}^3 G}{149\, U_2^2} \left\{\left(1 + \frac{RF_2 v_{2н}}{0{,}104\, U_2^2}\right) \times \right.$$

$$\times \left[\ln \frac{(\alpha_к + 1)(\alpha_н - 1)}{(\alpha_к - 1)(\alpha_н + 1)} + 2 \operatorname{arctg} \frac{\alpha_н - \alpha_к}{1 + \alpha_н \alpha_к}\right] -$$

$$\left. - \frac{R\varphi v_{ср} G}{0{,}104\, U_2^2} (w + i) \ln \frac{\alpha_к^4 (1 - \alpha_н^4)}{\alpha_н^4 (1 - \alpha_к^4)}\right\}, \qquad (3\text{-}78)$$

где $S_2$ — путь на подъеме, который может быть пройден поездом при постоянном напряжении, равном напряжению в начале подъема, определяется по формуле (3-77);

$v_{2н}$ — скорость поезда при входе на подъем;

$F_2$ — сила тяги при входе на подъем, соответствующая напряжению $U_2$;

$R$ — приведенное сопротивление электрической цепи от подстанции до электровоза;

$$v_{ср} = \frac{v_{2н} + v_{2к}}{2}, \qquad (3\text{-}79)$$

(здесь $v_{2к}$ — минимально допустимая скорость поезда при напряжении $U_2$);

$F_{v_{ср}}$ — сила тяги, соответствующая скорости $v_{ср}$ и напряжению $U_2$;

$$\varphi^4 = \frac{F_{v_{ср}}}{G(w + i)} \quad \text{и} \quad \alpha = \frac{v_2}{\varphi v_{ср}}. \qquad (3\text{-}80)$$

Остальные обозначения имеют прежние значения.

**Пример расчета по проверке прохода поездом инерционного подъема.** Проверим, как повлияет режим напряжения в контактной сети на возможность прохода поездом подъема $10^0/_{00}$. Предположим, что при постоянном напряжении, равном $U_р = 3\,000$ *в*, максимальная длина такого подъема равна 1,6 *км*.

Вначале воспользуемся формулой (3-77), полагая, что перед подъемом напряжение равно $U_1 = 2\,810$ *в* и на подъеме $U_2 = 2\,650$ *в*.

Скорость поезда перед подъемом $v_{н.р} = 60$ *км/ч*. Усилие $F_1$ при $v_{н.р} = 60$ *км/ч* и $U_1 = 2\,810$ *в* будет такое же, как и при $U = 3\,000$ *в* и скорости $v_1 = 60 \dfrac{3\,000}{2\,810} = 64$ *км/ч*. Из тяговых характеристик находим $F_1 = 12\,000$ *кг*.

Таким же образом для $U_2 = 2\,650$ *в* находим

$$F_2 = 9\,500 \text{ кг}.$$

Далее имеем $w + i = 12{,}6$ *кг/т* и $G = 4\,184$ *т*.

Следовательно, по формуле (3-77) найдем

$$S_2 = \left(\frac{2\,650}{3\,000}\right)^2 1{,}6 + \left(\frac{2\,810}{3\,000}\right)^4 \times$$

$$\times \frac{60^2\left[1-\left(\frac{2\,650}{3\,000}\right)^2\right]}{120\left(2\cdot 12{,}6 - \frac{12\,000+9\,500}{4\,184}\right)} = 1{,}5 \text{ км.}$$

Найдем теперь ту же величину по формуле (3-78) с учетом изменения напряжения во время хода поезда по подъему. Для этого вначале надо найти $S_2'$ при постоянном напряжении, равном 2 810 *в*. В этом случае $F_1 = F_2 = 12\,000$ *кг* и по формуле (3-77) найдем

$$S_2 = \left(\frac{2\,810}{3\,000}\right)^2 1{,}6 + \left(\frac{2\,810}{3\,000}\right)^4 \times$$

$$\times \frac{60^2\left[1-\left(\frac{2\,810}{3\,000}\right)^2\right]}{120\left(2\cdot 12{,}6 - \frac{24\,000}{4\,184}\right)} = 1{,}55 \text{ км}$$

Далее определим $S_2^*$ по формуле (3-78). Входящие в эту формулу величины будут иметь следующие значения.

При напряжении 3 000 *в*

$$v_{2н} = 60 \text{ км/ч} \quad \text{и} \quad v_{2к} = 43{,}3 \text{ км/ч.}$$

Те же величины при $U_2 = 2\,810$ *в* будут равны

$$v_{2н} = 60\,\frac{2\,810}{3\,000} = 56{,}2 \text{ км/ч} \quad \text{и} \quad v_{2к} = 43{,}3\,\frac{2\,810}{3\,000} = 40{,}5 \text{ км/ч.}$$

Тогда

$$v_{ср} = \frac{56{,}2 + 40{,}5}{2} = 48{,}4 \text{ км/ч.}$$

Этой скорости при напряжении $U_2$ соответствует тяговое усилие

$$F_2 = 24\,000 \text{ кг.}$$

По формулам (3-80) найдем:

$$\varphi = \sqrt[4]{\frac{24\,000}{12{,}6\cdot 4\,184}} = 0{,}82;$$

$$\alpha_к = \frac{40{,}5}{0{,}82\cdot 48{,}4} = 1{,}02$$

и

$$\alpha_н = \frac{56{,}2}{0{,}82\cdot 48{,}4} = 1{,}42.$$

Подставляя эти величины в формулу (3-78), найдем

$$S_2^{\text{б}} = \left(1 + \frac{0{,}155 \cdot 12\,000 \cdot 56{,}2}{0{,}156 \cdot 2\,810^2}\right) 1{,}56 +$$

$$+ \frac{0{,}155 \cdot 0{,}82^3 \cdot 48{,}4^3 \cdot 4184}{149 \cdot 2\,810^2} \left\{\left(1 + \frac{0{,}155 \cdot 12\,000 \cdot 56{,}2}{0{,}104 \cdot 2\,810^2}\right) \times \right.$$

$$\times \left[\ln \frac{(1{,}02+1)(1{,}42-1)}{(1{,}02-1)(1{,}42+1)} + 2 \operatorname{arctg} \frac{1{,}42-1{,}02}{1+1{,}42 \cdot 1{,}02}\right] -$$

$$\left. - \frac{0{,}155 \cdot 0{,}82 \cdot 48{,}4 \cdot 4184}{104 \cdot 2\,810^2} 12{,}6 \ln \frac{1{,}02^4 (1-1{,}42^4)}{1{,}42^4 (1-1{,}02^4)}\right\} = 1{,}88 \text{ км}.$$

Таким образом, в данном случае может быть пройден подъем большей протяженности, чем при напряжении 3 000 *в*. Однако время хода поезда по подъему возрастет.

## § 3-7. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПОДВИЖНОГО СОСТАВА ПРИ РЕЗКИХ ИЗМЕНЕНИЯХ НАПРЯЖЕНИЯ

Оценка влияния резких изменений напряжения на работу электроподвижного состава имеет весьма существенное значение. Это определяется тем, что в ряде случаев резкие изменения напряжения могут повлечь за собой чрезмерное возрастание тока двигателей и тяговых усилий. Особенно неприятные последствия могут при этом возникнуть в случаях работы электровоза в режиме рекуперативного торможения.

Точное решение поставленного вопроса чрезвычайно затруднено из-за сложности расчета нелинейных зависимостей, определяющих режим работы электроподвижного состава. Поэтому для практических расчетов в процессе проектирования целесообразно применить предлагаемую ниже приближенную методику расчета бросков тока.

Так как величина изменения напряжения определяется причинами, вызвавшими ее, то рационально определять броски тока электровозов исходя непосредственно из этих причин, а не из бросков напряжения.

Резкие изменения напряжения и, следовательно, броски тока могут возникать по следующим причинам:

1) за счет резкого изменения тока рассматриваемого электровоза;

2) за счет изменения нагрузки других электровозов;

3) прохода пункта секционирования;

4) за счет изменения напряжения на шинах районной подстанции.

Первая причина не представляет существенного интереса, так как броски тока, вызванные ею, всегда будут меньше расчетных вследствие того, что изменение напряжения будет действовать в сторону, противоположную изменению тока.

С увеличением числа одновременно работающих электровозов толчки напряжения будут меньше из-за изменения нагрузок в сторону, противоположную изменению напряжения.

Поэтому в качестве второго случая следует рассмотреть такой, когда в рассматриваемой зоне находятся 2 электровоза и на одном из них производятся переключения, вызывающие резкое изменение тока. При одностороннем питании это изменение может быть найдено по формуле (3-81), которая, так же как и другие формулы этого параграфа, дается без вывода [5].

$$\Delta I = -\frac{R_1}{R_э + R + \dfrac{\beta U\left(1 - a\dfrac{1-\beta}{\beta}\right)}{I_ч\left[A + kB\left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}\right]} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}} \Delta I_0, \quad (3\text{-}81)$$

где $\Delta I_0$ — приращение тока электровоза, режим работы которого изменяется;

$R_э$ — сопротивление силовой цепи рассматриваемого электровоза;

$R$ — сопротивление контактной сети до рассматриваемого электровоза, включая эквивалентное сопротивление подстанции;

$R_1$ — то же до ближайшего к подстанции электровоза;

$U$ — напряжение в сети у поезда;

$v_ч$ и $v_р$ — часовая и фактическая скорости электровоза при расчетном напряжении;

$I_ч$ — часовой ток электровоза;

$\beta$ — коэффициент ослабления поля.

Величины $a$, $A$, $B$ и $k$, определяющие кривую намагничивания тягового двигателя, могут быть найдены из [5].

В частности, при $U = 3\,000$ *в* и параллельном соединении получим для различных типов электровозов:

для ВЛ19

$$\Delta I = -\frac{R_1 \Delta I_0}{0{,}113 + 0{,}058\beta + R + \dfrac{4{,}47(\beta - 0{,}103)}{0{,}380 + 3{,}72\left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^5} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}} a; \quad (3\text{-}81')$$

для ВЛ22$^м$

$$\Delta I = -\frac{R_1 \Delta I_0}{0{,}081 + 0{,}058\beta + R + \dfrac{4{,}00(\beta - 0{,}135)}{0{,}310 + 4{,}13\left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^5} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}}; \quad (3\text{-}81'')$$

для ВЛ8

$$\Delta I = -\frac{R_1 \Delta I_0}{0{,}03 + 0{,}27\beta + R + \dfrac{2{,}14(\beta - 0{,}078)}{0{,}358 + 2{,}57\left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^3} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}}. \quad (3\text{-}81''')$$

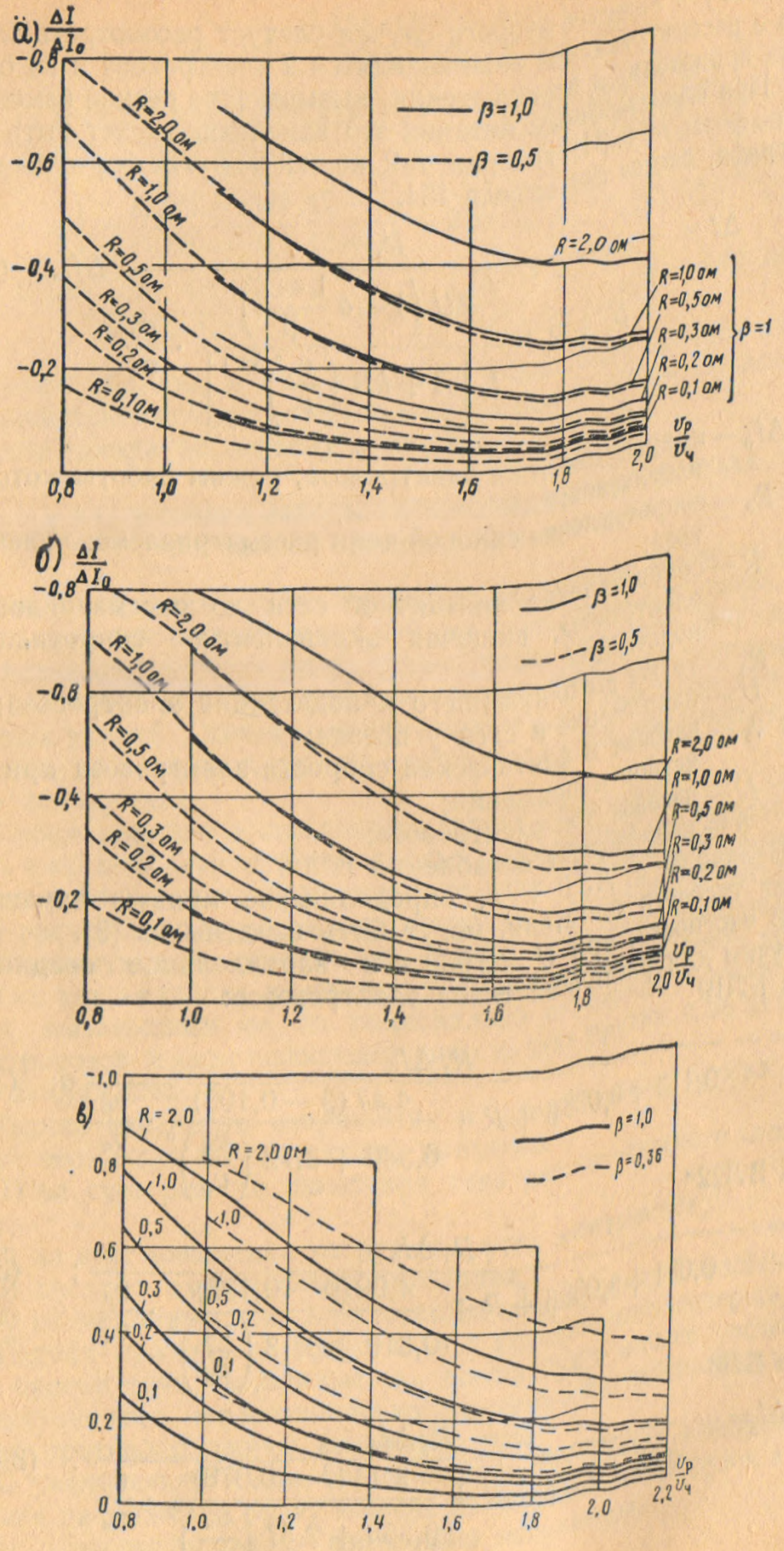

а) ΔI/ΔI₀
-0,8
-0,6
-0,4
-0,2
β=1,0
β=0,5
R=2,0 ом
R=1,0 ом
R=0,5 ом
R=0,3 ом
R=0,2 ом
R=0,1 ом
R=2,0 ом
R=1,0 ом
R=0,5 ом
R=0,3 ом
R=0,2 ом
R=0,1 ом
β=1
Uр/Uч
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
б) ΔI/ΔI₀
-0,8
-0,4
-0,2
β=1,0
β=0,5
R=2,0 ом
R=1,0 ом
R=0,5 ом
R=0,3 ом
R=0,2 ом
R=0,1 ом
R=2,0 ом
R=1,0 ом
R=0,5 ом
R=0,3 ом
R=0,2 ом
R=0,1 ом
Uр/Uч
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
в)
-1,0
0,8
0,6
0,4
0,2
0
R = 2,0
1,0
0,5
0,3
0,2
0,1
R = 2,0 ом
1,0
0,5
0,2
0,1
β=1,0
β=0,36
Uр/Uч
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
2,2

Рис. 3-12

Наибольшее значение отношение $\frac{\Delta I}{\Delta I_0}$ будет иметь место при наибольшем ослаблении поля и минимальном значении $R$.

Следовательно, при $R = R_1$, т. е. при расположении рассматриваемого электровоза ближе к подстанции, отношение $\frac{\Delta I}{\Delta I_0}$ будет выше.

Для этого случая и двух крайних значений коэффициента ослабления поля β на рис. 3-12, *а*, *б*, *в* приведены кривые зависимости $\frac{\Delta I}{\Delta I_0}$ от отношения $\frac{v_р}{v_ч}$ при различных сопротивлениях $R_1$ для электровозов ВЛ19, ВЛ22м и ВЛ8 соответственно.

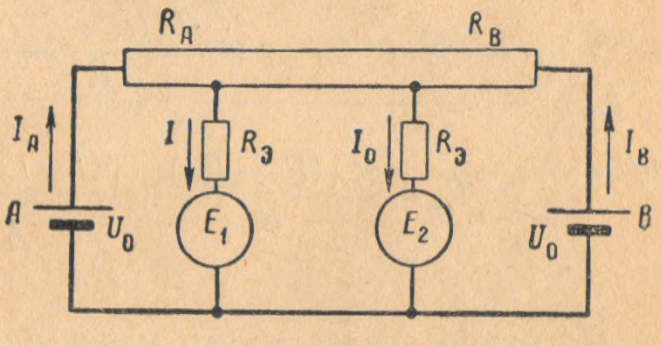



Рис. 3-13

Подобно уже рассмотренному в случае схемы двустороннего питания наиболее тяжелые условия будут при нагрузке подстанций $A$ и $B$ только двумя электровозами, находящимися на рассматриваемой зоне (рис. 3-13). Поэтому примем, что на зонах, смежных с рассматриваемой, нагрузки отсутствуют.

Примем, кроме того, напряжения холостого хода подстанций $A$ и $B$ равными. При этих условиях для двустороннего питания искомый бросок тока поезда может быть определен по выражению

$$\Delta I = -\frac{\frac{R_A R_B}{R}\Delta I_0}{R_э + \frac{R_A(R-R_A)}{R} + \frac{\beta U}{I_ч}\cdot\frac{1-a\frac{1-\beta}{\beta}}{A+kB\left(\frac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}}\cdot\frac{v_р}{v_ч}}, \quad (3\text{-}82)$$

где $R_A$ и $R_B$ — сопротивления от подстанций $A$ и $B$ до ближайших электровозов, включая эквивалентные сопротивления подстанций;

$R$ — общее сопротивление между подстанциями $A$ и $B$, включая также их эквивалентные сопротивления.

Подобно формуле (3-81), выведенной для одностороннего питания, эта формула дает для схемы двустороннего питания зависимость скачка тока $\Delta I$ у одного из электровозов при резком изменении тока другого электровоза на величину $\Delta I_0$.

Из формулы (3-82) видно, что наиболее неблагоприятное условие для первого электровоза будет при больших значениях $R_B$.

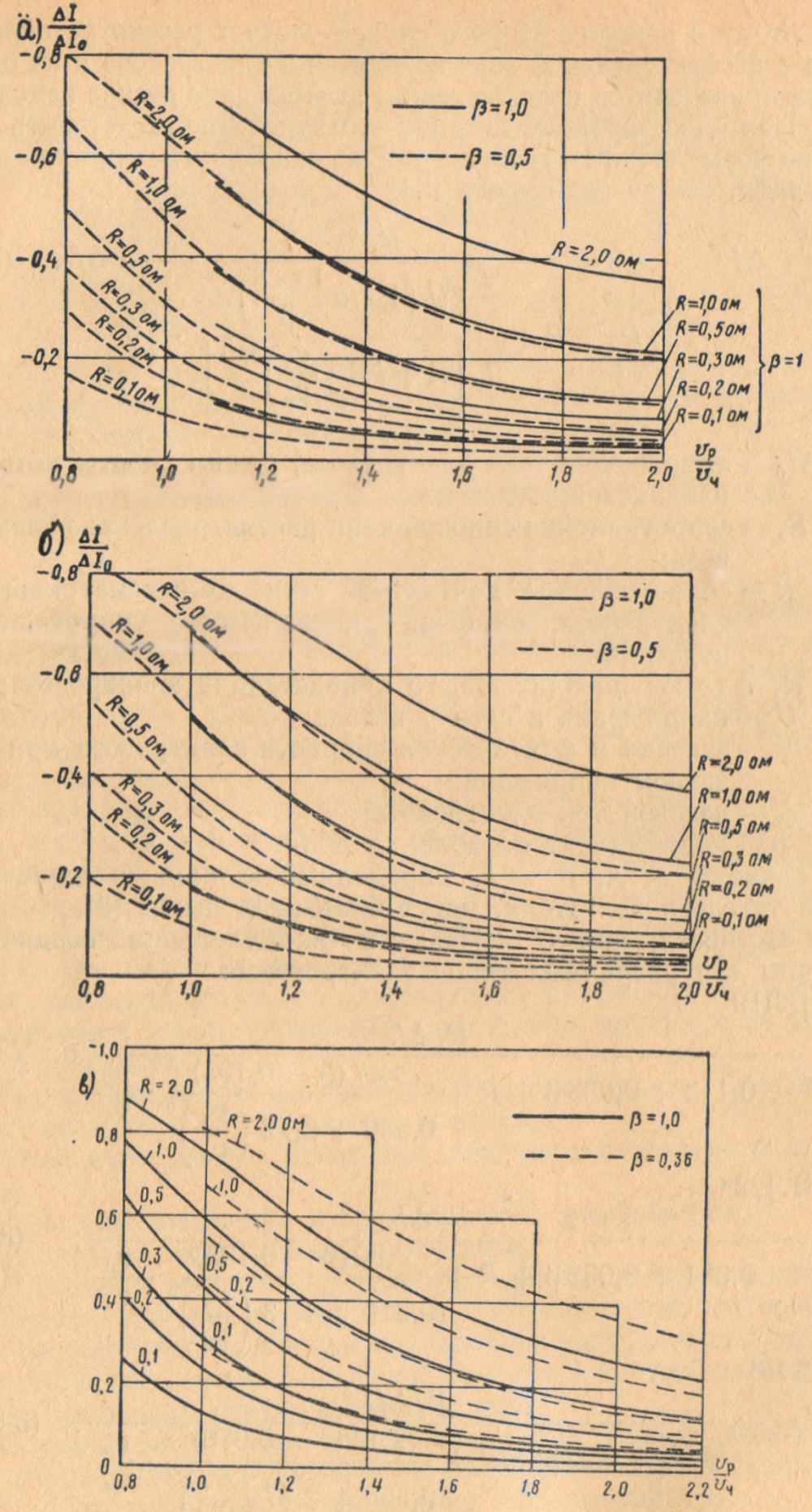

а) ΔI/ΔI₀
-0,8
-0,6
-0,4
-0,2
β=1,0
β=0,5
R=2,0 ом
R=1,0 ом
R=0,5 ом
R=0,3 ом
R=0,2 ом
R=0,1 ом
β=1
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
Uр/Uч
б) ΔI/ΔI₀
-0,8
-0,6
-0,4
-0,2
β=1,0
β=0,5
R=2,0 ом
R=1,0 ом
R=0,5 ом
R=0,3 ом
R=0,2 ом
R=0,1 ом
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
Uр/Uч
в)
1,0
0,8
0,6
0,4
0,2
0
R = 2,0
1,0
0,5
0,3
0,2
0,1
R = 2,0 ом
1,0
0,5
0,2
0,1
β=1,0
β=0,36
0,8
1,0
1,2
1,4
1,6
1,8
2,0
2,2
Uр/Uч

Рис. 3-12

Наибольшее значение отношение $\frac{\Delta I}{\Delta I_0}$ будет иметь место при наибольшем ослаблении поля и минимальном значении $R$.

Следовательно, при $R = R_1$, т. е. при расположении рассматриваемого электровоза ближе к подстанции, отношение $\frac{\Delta I}{\Delta I_0}$ будет выше.

Для этого случая и двух крайних значений коэффициента ослабления поля β на рис. 3-12, *а*, *б*, *в* приведены кривые зависимости $\frac{\Delta I}{\Delta I_0}$ от отношения $\frac{v_р}{v_ч}$ при различных сопротивлениях $R_1$ для электровозов ВЛ19, ВЛ22$^м$ и ВЛ8 соответственно.

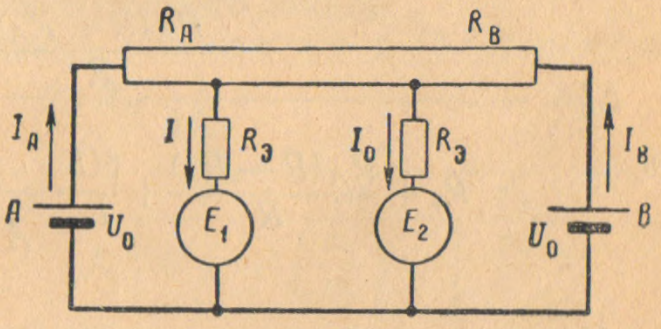



Рис. 3-13

Подобно уже рассмотренному в случае схемы двустороннего питания наиболее тяжелые условия будут при нагрузке подстанций $A$ и $B$ только двумя электровозами, находящимися на рассматриваемой зоне (рис. 3-13). Поэтому примем, что на зонах, смежных с рассматриваемой, нагрузки отсутствуют.

Примем, кроме того, напряжения холостого хода подстанций $A$ и $B$ равными. При этих условиях для двустороннего питания искомый бросок тока поезда может быть определен по выражению

$$\Delta I = -\frac{\frac{R_A R_B}{R}\Delta I_0}{R_э + \frac{R_A(R-R_A)}{R} + \frac{\beta U}{I_ч}\cdot\frac{1-a\frac{1-\beta}{\beta}}{A + kB\left(\frac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}}\cdot\frac{v_р}{v_ч}}, \quad (3\text{-}82)$$

где $R_A$ и $R_B$ — сопротивления от подстанций $A$ и $B$ до ближайших электровозов, включая эквивалентные сопротивления подстанций;

$R$ — общее сопротивление между подстанциями $A$ и $B$, включая также их эквивалентные сопротивления.

Подобно формуле (3-81), выведенной для одностороннего питания, эта формула дает для схемы двустороннего питания зависимость скачка тока $\Delta I$ у одного из электровозов при резком изменении тока другого электровоза на величину $\Delta I_0$.

Из формулы (3-82) видно, что наиболее неблагоприятное условие для первого электровоза будет при больших значениях $R_B$.

Предельное значение этой величины равно

$$R_B = R - R_A.$$

Этой величины сопротивление $R_B$ может достигать только на двухпутных дорогах при параллельном соединении проводов контактной сети, если нагрузки $I$ и $I_0$ расположены на разных путях. Во всех остальных случаях будет справедливо неравенство

$$R_B < R - R_A.$$

Таким образом, значение скачка тока не может быть выше величины, определяемой выражением

$$\Delta I = -\frac{\frac{R_A(R-R_A)}{R}\Delta I_0}{R_э + \frac{R_A(R-R_A)}{R} + \frac{\beta U}{I_ч}\cdot\frac{1-a\frac{1-\beta}{\beta}}{A+kB\left(\frac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}}\cdot\frac{v_р}{v_ч}}. \quad (3\text{-}83)$$

Нетрудно показать, что максимум будет при

$$R_A = \frac{R}{2}.$$

При этом получим

$$\Delta I = -\frac{\frac{R}{4}\Delta I_0}{R_э + \frac{R}{4} + \frac{\beta U}{I_ч}\cdot\frac{1-a\frac{1-\beta}{\beta}}{A+kB\left(\frac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}}\cdot\frac{v_р}{v_ч}}. \quad (3\text{-}84)$$

Сравнивая формулы (3-81) и (3-84), можно сделать заключение, что для определения максимума отношения $\frac{\Delta I}{\Delta I_0}$ можно пользоваться кривыми (см. рис. 12, *а*, *б*, *в*), построенными для одностороннего питания, если указанные на кривых сопротивления принять равными $\frac{R}{4}$.

Выше рассмотрены толчки тока электровоза, находящегося в режиме тяги при изменении нагрузки от другого электровоза, также работающего в тяговом режиме. Еще больший интерес представляет расчет влияния внезапного изменения тяговой нагрузки на скачок тока электровоза, находящегося в режиме рекуперативного торможения.

Эта задача приближенно решается тем же методом. При этом для броска тока электровоза, находящегося в рекуперативном режиме, получим следующее выражение:

$$\Delta I = -\frac{R_1 \Delta I_0}{R_{эр} + R + \dfrac{\gamma U (1-a)}{I_ч \left[A + kB \left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}\right]} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}}, \qquad (3\text{-}85)$$

где $\gamma$ — коэффициент противокомпаундирования.

В этом выражении, как и выше, $v_р$ и $v_ч$ должны приниматься для одного и того же напряжения $U_р$, а $U$ — равным фактическому напряжению у рекуперирующего поезда.

Для двустороннего питания по аналогии с (3-84) получим

$$\Delta I = -\frac{\dfrac{R_A R_B}{R} \Delta I_0}{R_{эр} + \dfrac{R_A (R - R_A)}{R} + \dfrac{\gamma U (1-a)}{I_ч \left[A + kB \left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}\right]} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}}, \qquad (3\text{-}86)$$

причем наибольшее значение $\dfrac{\Delta I}{\Delta I_0}$ получим при $R_B = R - R_A$. В этом случае будем иметь

$$\Delta I = -\frac{\dfrac{R_A (R - R_A)}{R} \Delta I_0}{R_{эр} + \dfrac{R_A (R - R_A)}{R} + \dfrac{\gamma U (1-a)}{I_ч \left[A + kB \left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)\right]^{k-1}} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}}. \qquad (3\text{-}87)$$

При $R_A = \dfrac{R}{2}$ получим максимум этого выражения, равный

$$\Delta I = -\frac{\dfrac{R}{4} \Delta I_0}{R_{эр} + \dfrac{R}{4} + \dfrac{\gamma U (1-a)}{I_ч \left[A + kB \left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}\right]} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}}. \qquad (3\text{-}88)$$

Рассмотрим теперь влияние изменения напряжения у электровоза при проходе пункта секционирования.

В этом случае наибольшую опасность представляет переход поезда на участок с относительно более высоким напряжением. Именно при этом может резко возрасти ток и тяговое усилие электровоза.

Очевидно, наиболее высокое напряжение и, следовательно, особенно неблагоприятные условия будут в том случае, когда в рассматриваемой зоне нет других нагрузок, кроме нагрузки рас-

сматриваемого поезда, возникающей после прохода им пункта секционирования.

Рассмотрим схему одностороннего питания, представленную на рис. 3-14. Пусть ток поезда при проходе пункта секционирования изменяется от величины $I$ до $I + \Delta I$.

С некоторым запасом будем считать, что скорость поезда за время прохода им пункта секционирования не изменяется.

До прохода поездом пункта секционирования справедливо уравнение

$$I = \frac{U_1 - E_1}{R_э},$$

где $U_1$ и $E_1$ — напряжение у поезда и противо-э. д. с. электровоза до прохода пункта секционирования.

После прохода поездом пункта секционирования будем иметь

$$I + \Delta I = \frac{U_0 - E_2}{R_э + R} = \frac{U_0 - E_1 - \Delta E}{R_э + R},$$

где $U_0$ — напряжение холостого хода подстанции;

$E_2$ — противо-э. д. с. при новом режиме;

$R$ — сопротивление от подстанции до поезда после прохода им пункта секционирования, включая эквивалентное сопротивление подстанции;

$R_э$ — сопротивление силовой цепи рассматриваемого электровоза.

Для этого случая, используя уже упомянутую методику [5], будем иметь следующую формулу:

$$\Delta I = \frac{\Delta U_1 - RI}{R_э + R + \dfrac{\beta U}{I_ч} \cdot \dfrac{1 - a\dfrac{1-\beta}{\beta}}{A + kB\left(\dfrac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}} \cdot \dfrac{v_р}{v_ч}}, \qquad (3\text{-}89)$$

где $\Delta U_1 = U_0 - U_1$ — потеря напряжения до поезда во всех элементах системы энергоснабжения в период, предшествующий проходу им пункта секционирования;

$R$ — сопротивление от подстанции до поезда после прохода им пункта секционирования, включая эквивалентное сопротивление подстанции;

$U$ и $R_э$ — имеют прежние значения.

Это выражение дает возможность определить скачок тока электровоза при проходе им пункта секционирования.

В действительности этот скачок несколько смягчится, так как переход поезда из одной зоны в другую совершается не мгновенно, а в течение времени перекрытия секции.

Выше было показано, что тяговая нагрузка оказывает демпфирующее действие при резких изменениях напряжения. Поэтому в случае резкого изменения напряжения на шинах районной подстанции наиболее тяжелые условия будут иметь место при расположении в подстанционной зоне одной нагрузки. С учетом этого для одностороннего питания получено следующее выражение:

$$\Delta I = \frac{\Delta U}{R + \frac{\beta U}{I_ч} \cdot \frac{1 - a\frac{1-\beta}{\beta}}{A + kB\left(\frac{v_ч}{v_р}\right)^{k-1}} \cdot \frac{v_р}{v_ч}}, \qquad (3\text{-}90)$$

где $\Delta U$ — изменение напряжения на шинах районной подстанции, приведенное к шинам постоянного тока тяговой подстанции;

$R$ — сопротивление до поезда, включая эквивалентное сопротивление подстанции.

Схема двустороннего питания при питании обеих тяговых подстанций от одной районной подстанции легко приводится к схеме одностороннего питания и потому не требует специального рассмотрения.

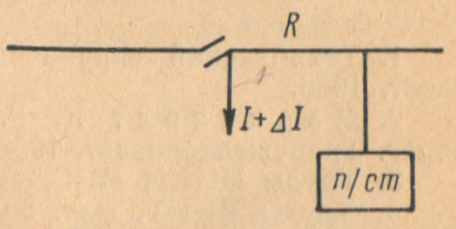



Рис. 3-14

Все изложенное выше, как уже отмечалось, относится к электрическим установившимся процессам. В действительности, толчки тока в начальный период неустановившегося процесса будут отличаться от полученных выше.

В первый момент электрического переходного процесса противо-э. д. с. тягового двигателя вследствие влияния вихревых токов практически не изменяется. В связи с этим максимальный всплеск тока $\Delta I$ может превышать найденные выше значения.

В качестве примера найдем максимальный бросок тока электровоза ВЛ8 при сбросе нагрузки другим электровозом, находящимся на соседнем пути, предполагая, что контактные сети путей соединены параллельно.

Для этого воспользуемся формулой (3-84).

В случае электровоза ВЛ8 имеем:

$R_э = 0{,}03$ *ом*; $A = 0{,}358$; $B = 0{,}642$; $k = 4$; $I_ч = 1\,520$ *а*;
$a = 0{,}084$; $v_ч = 42{,}6$ *км/ч*.

Примем далее, что режим работы рассматриваемого электровоза характеризуется следующими величинами: $v_р = 47{,}5$ *км/ч*; $\beta = 0{,}75$ ($I = 1\,600$ *а*).

Кроме того, положим, что сопротивление контактной сети двух путей между подстанциями равно $R = 1$ *ом*, что соответствует сечению контактной сети $2 \times$ (М-120 + 2ТФ-100) и расстоянию между подстанциями 25 *км*.

Пусть $U = 3\,000$ *в*. При этих условиях по формуле (3-84) найдем

$$\Delta I = -\frac{\frac{1}{4}\Delta I_0}{0{,}03 + \frac{1}{4} + \frac{0{,}75 \cdot 3\,000}{1\,520} \cdot \frac{1 - 0{,}084\frac{1-0{,}75}{0{,}75}}{0{,}358 + 4 \cdot 0{,}642\left(\frac{42{,}6}{47.5}\right)^3} \cdot \frac{47{,}5}{42{,}8}} =$$

$$= -\frac{\Delta I_0}{3{,}2}.$$

Положим, что на электровозе, находящемся на соседнем пути, отключается быстродействующий выключатель при нагрузке 2 200 *а*. Тогда $\Delta I = -2\,200$ *а* и $\Delta I_0 = \frac{2\,200}{3{,}2} = 690$ *а*.

Следовательно, ток рассматриваемого электровоза возрастет от 1 600 до 2 290 *а*.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Технический справочник железнодорожника, т. X. Трансжелдориздат, 1956.
2. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.
3. Труды ЦНИИ МПС, вып. 156. Трансжелдориздат, 1958.
4. Труды МИИТ, вып. 90/13. Трансжелдориздат, 1956.
5. Ученые записки ВЗИИТ, вып. 9. Издательство ВЗИИТ, 1960.
6. Марквардт Г. Г. Некоторые вопросы расчета системы энергоснабжения электрических железных дорог однофазного тока. ВЗИИТ, 1962.

## Глава 4

# РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ

### § 4-1. ВИДЫ ЗАЩИТ ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ И ТРЕБОВАНИЯ К НИМ

Основные требования к защите от токов короткого замыкания (т. к. з.) контактной сети можно сформулировать следующим образом:

1) надежное отключение короткого замыкания;
2) отсутствие ложных срабатываний;
3) быстродействие.

При удовлетворении этих требований следует отдавать предпочтение таким устройствам защиты, которые требуют минимального ухода в эксплуатации, в меньшей степени подвержены разрегулировке и не связаны с большими затратами средств.

При наиболее простой токовой защите нормальная работа всякой электрической железной дороги может быть обеспечена, если имеет место соотношение

$$I_{к\ min} > I_у > I_{max},$$

где $I_{к\ min}$ — установившееся значение наименьшего т. к. з.;
$I_у$ — ток уставки защиты, приведенный к первичной цепи;
$I_{max}$ — максимальный ток нагрузки при нормальной работе системы энергоснабжения.

Между тем часто вследствие удаленности места повреждения от подстанции и включения в контур к. з. дополнительных сопротивлений т. к. з. невелик, и указанное выше соотношение не будет удовлетворено.

Разрешить это затруднение можно двумя путями: изменением схемы питания и защиты с целью увеличения расчетного т. к. з. или применением методов защиты, основанных на принципах, отличных от тех, которые используются в максимальной токовой защите. При этом первый путь, как правило, связан со значительными затратами.

В зависимости от признака, который используется для выделения, к. з. защиты могут быть разбиты на следующие основные группы, реагирующие на:

1) величину тока (токовые защиты);
2) величину напряжения (потенциальные защиты);
3) скорость нарастания тока $\frac{dI}{dt}$;
4) приращение тока (разность двух ближайших установившихся значений тока);
5) отношение напряжения к току (дистанционные защиты);
6) форму и фазу тока;
7) высокочастотную защиту.

Защиты, в которых используется принцип, указанный в п. 3, были предложены только для линий постоянного тока, а в п. 6 для линий, электрифицированных по системе однофазного тока промышленной частоты. Детальное описание различных видов защиты от т. к. з. в контактной сети приведено в [1] и учебнике.

Простейшим видом токовой защиты является максимально-токовая защита, установленная на фидерах подстанций.

Эта защита, кроме того, может дополняться защитой при помощи постов секционирования, короткозамыкателей, блокировкой выключателей соседних подстанций или реле тока, включенного в контактную сеть.

В последнем виде защиты в середине фидерной зоны в контактную сеть включается реле тока, контакты которого соединены со специальными блокировочными проводами. При нормальной работе участка вследствие более или менее симметричного расположения нагрузок на линии по обмотке реле будет проходить незначительный ток, и поэтому реле будет оставаться разомкнутым. Когда же на участке возникнет к. з., реле придет в действие, замкнет своими контактами провода блокировки, что приведет к отключению фидерных выключателей.

При применении потенциальной защиты примерно в середине фидерной зоны между контактной сетью и рельсами включено реле минимального напряжения. Такие же реле установлены на фидерах тяговых подстанций после выключателей. Если при к. з. напряжение в контактной сети в месте установки реле падает значительно ниже, чем при нормальной работе, то реле может быть отстроено на отключение к. з.

Реле, установленные на подстанциях, будут срабатывать во всех случаях при отключении фидерного выключателя от к. з., так как при этом напряжение на реле снизится до величины падения в дуге, образовавшейся в месте к. з.

Из этого следует, что если при к. з. максимальной защитой отключится выключатель хотя бы одной подстанции, то установка реле в середине фидерной зоны не нужна.

Защиты, реагирующие на скорость нарастания тока фидера, могут быть применены только в тех случаях, когда эта скорость

больше при к. з. в контактной сети, чем при нестационарных процессах, возникающих во время нормальной работы участка.

В защитах, реагирующих на приращение («скачок») тока фидера, используется то обстоятельство, что установившиеся токи нагрузки возрастают ступенями, величины которых $\Delta I$ определяются изменением пускового тока при переходе с одной схемы соединения тяговых двигателей на другую, в то время как т. к. з. не имеет таких промежуточных ступеней.

Вследствие этого даже при очень больших нагрузках величины отдельных приращений («скачков») тока $\Delta I$ будут, как правило, значительно меньшими приращения тока при возникновении к. з. Это особенно относится к линиям однофазного тока. При таких соотношениях приращения тока при нагрузке и к. з. защита может быть настроена на отключение только к. з.

Из приведенного краткого описания способов защиты от т. к. з. видно, что для некоторых из них требуются специальные линии блокировки, при помощи которых производится отключение выключателей на подстанции или посту секционирования.

К этим видам защиты относятся защиты при помощи простой блокировки выключателей, защита при помощи реле тока, включенного в контактную сеть, и потенциальная защита. Кроме того, блокировка выключателей может дополнять и другие виды защиты от т. к. з. в контактной сети. При этом во всех случаях достигается повышение надежности и чувствительности защиты.

Недостатком блокировки выключателей является необходимость оборудования специальных линий между блокируемыми выключателями.

В этом отношении существенные преимущества имеет телеблокировка быстродействующих выключателей, разработанная ПКБ ЦЭ МПС, которая в настоящее время находится в стадии испытания и наладки.

В качестве канала телеблокировки в схеме используются линии энергодиспетчерской связи.

На рис. 4-1 показаны основные узлы схемы при блокировке выключателей фидеров подстанций *А* и *Б*. На всех сблокированных выключателях подстанций *А* и *Б* устанавливают комплекты аппаратуры, состоящие из передатчика *Пер* и приемника *Пр*. Кроме того, на каждой подстанции имеется по одному линейному трансформатору *Тр-л*.

Передатчик генерирует импульсы надтональной частоты. Приемник предназначен для приема таких импульсов. Передатчик и приемник могут настраиваться на различные частоты от 3 725 до 7 025 *гц* с интервалом 300 *гц*. Возможна, следовательно, работа на 12 различных частотах. Это позволяет использовать один и тот же канал для блокировки нескольких пар выключателей.

Схема на рис. 4-1, данная применительно к блокировке выключателей одного пути, принципиально не изменится и при увеличении числа сблокированных выключателей. В этом случае потребует-

ся лишь соответствующее увеличение приемо-передающих комплектов.

На каждом фидере подстанций устанавливаются также реле напряжения *РН* (рис. 4-2), подключенные после быстродействующих включателей между контактной сетью и контуром заземления.

Работа схемы протекает следующим образом. Пусть на одной из подстанций, например, на подстанции *А* вследствие к. з. отключился быстродействующий выключатель *БВ*. Если вместо к. з. удалено от подстанции *Б*, то выключатель этой подстанции останется включенным.

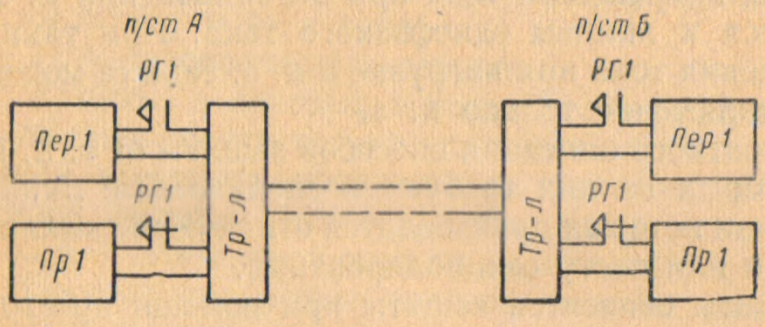



Рис. 4-1

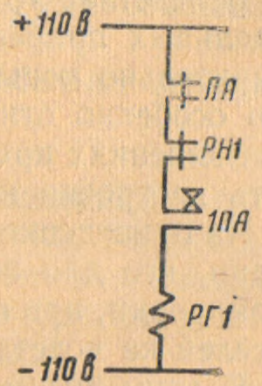



Рис. 4-2

Так как при коротком замыкании после отключения *БВ* на подстанции *А* напряжение на обмотке реле *РН1* сильно упадет и станет равным падению напряжения в дуге к. з., то реле отпадет и его контакты *РН1* (см. рис. 4-2) замкнутся. Одновременно при отключении быстродействующего выключателя на подстанции *А* его нормально закрытые блокконтакты шунтируют обмотки реле повторителей *ПА* и *1ПА*. Реле *1ПА* действует с замедлением. В результате за время этого замедления создается цепь питания обмотки реле *РГ1*. Это реле подает питание на передатчик и подключает его к линейному трансформатору *Тр-л*. Одновременно от трансформатора отключается приемник *Пр1*. Это предотвращает ложное срабатывание, если приемник и передатчик одного фидера настроены на одинаковую частоту.

Обмотка реле *РГ1* будет обтекаться током до отпадания реле *1ПА* (см. рис. 4-1 и 4-2). Реле *РГ* имеет замедление на отключение, так что длительность импульса телеблокировки получается порядка 1 *сек*.

Этот импульс принимается приемником *ПР1* на подстанции *Б*, в результате чего подается питание на реле, отключающее *БВ* подстанции *Б*.

Если выключатель подстанции *А* отключится от перегрузки, то напряжение на реле *РН1* останется выше уставки его на отпадание, контакт *РН1* останется разомкнутым и цепь телеблокировки не соберется (см. рис. 4-2).

Повторное включение *БВ*, отключенного от телеблокировки (на подстанции *Б*), может быть осуществлено двумя способами. При

первом из них в случае удачной работы *АПВ* на подстанции *А* на подстанцию *Б* подается второй импульс, который вызывает включение *БВ* на этой подстанции. При втором способе этот выключатель включается при подтягивании реле напряжения на подстанции *Б* после подачи напряжения в контактную сеть при удачном повторном включении выключателя на подстанции *А*.

Телеблокировка может быть использована для блокировки как выключателей подстанций, так и выключателей подстанции и поста секционирования.

Уральским филиалом Всесоюзного научно-исследовательского института железнодорожного транспорта предложено несколько иное конструктивное решение устройств телеблокировки: приемник и передатчик смонтированы в виде одного аппарата, подключаемого к каждому сблокированному фидеру подстанции или поста секционирования; общий для всех сблокированных фидеров линейный трансформатор отсутствует.

## 1. Выбор уставки защиты

Запас по уставке защиты, гарантирующий отключение коротких замыканий, оценивается коэффициентом чувствительности $k_ч$.

Этот коэффициент определяется:

а) для защит, реагирующих на величины, возрастающие при повреждении (например, ток, мощность), как отношение этой величины при глухом металлическом к. з. в наиболее удаленной точке защищаемой зоны $A_к$ к уставке защиты $A_{ср}$:

$$k_ч = \frac{A_к}{A_{ср}}; \qquad (4\text{-}1)$$

б) для защит, реагирующих на величины, уменьшающиеся при повреждении (например, напряжение, сопротивление и т. п.) по обратному соотношению

$$k_ч = \frac{A_{ср}}{A_к}. \qquad (4\text{-}2)$$

Определение коэффициента чувствительности $k_ч$ следует производить при наиболее неблагоприятном для него режиме работы системы энергоснабжения.

Для предотвращения ложных срабатываний защиты при нормальных нагрузках вводится еще один запас по ее уставке, который оценивается коэффициентом надежности $k_н$.

Он определяется следующим образом:

а) для защит, реагирующих на величины, возрастающие при повреждении (например, ток, мощность и т. п.), — как отношение уставки защиты $A_{ср}$ к значению этой величины при наиболее неблагоприятном по надежности режиме нагрузки $A_н$,

$$k_н = \frac{A_{ср}}{A_н}; \qquad (4\text{-}3)$$

б) для защит, реагирующих на величины, уменьшающиеся при повреждении (например, напряжение, сопротивление, и т. п.), — исходя из обратного отношения, т. е.

$$k_{\text{н}} = \frac{A_{\text{н}}}{A_{\text{ср}}} . \qquad (4\text{-}4)$$

Численные значения коэффициентов чувствительности и надежности устанавливаются в зависимости от вида защиты, но во всех случаях оба эти коэффициента должны быть больше единицы.

### Выбор вида защиты от т. к. з. в контактной сети

При проектировании защиты от т. к. з. приходится прежде всего решать вопрос, какой из перечисленных выше видов защиты предпочесть. На это нельзя дать однозначного ответа, так как многое зависит от конкретных условий участка. Некоторые общие рекомендации, однако, могут быть даны.

Прежде всего заметим, что максимальная токовая защита на фидерах тяговых подстанций должна применяться всегда. Если она полностью защищает фидерную зону, то отпадает надобность в применении других видов защиты. В случае, если токовая защита на фидерах подстанций имеет мертвую зону, должны быть приняты дополнительные меры по обеспечению защиты от т. к. з. в контактной сети. В настоящее время в первую очередь прибегают к постам секционирования. Несмотря на значительную стоимость постов секционирования, применение их во многих случаях целесообразно. Это объясняется, во-первых, тем, что на двухпутных участках посты секционирования снижают потери энергии и за этот счет быстро окупаются.

Кроме того, надо учитывать, что применение постов секционирования повышает надежность работы участка, так как при них при повреждении отключается меньшая по протяженности секция.

Это обстоятельство особенно важно при электрификации на однофазном токе, когда фидерные зоны имеют весьма значительную протяженность.

Иногда, правда, высказываются мнения, что при переменном токе для упрощения эксплуатации выключателей постов секционирования они не должны отключаться защитой от т. к. з.

В этом случае посты секционирования теряют свои основные положительные качества.

Если с такой установкой приходится иногда соглашаться до создания надежных и простых в эксплуатации выключателей, то ее, во всяком случае, нельзя признать принципиально правильной.

В некоторых случаях, однако, применение постов секционирования экономически не оправдывается. Это, в частности, относится к однопутным участкам. Кроме того, в ряде случаев допустимо кратковременно отключать при повреждении несколько секций с последующим включением неповрежденных секций вновь.

Таким образом, в тех случаях, когда посты секционирования оправданы экономически, а также при необходимости по возможности уменьшать зону, отключаемую при повреждении, в качестве дополнительного способа защиты надо рассматривать посты секционирования.

Часто даже при постах секционирования необходима дополнительная защита. В этих случаях и тогда, когда посты секционирования по экономическим соображениям и условиям селективности отключения поврежденных участков нецелесообразны, необходимо выбрать какую-либо специальную защиту в дополнение к токовой.

При выборе специальной защиты для дополнения токовой следует идти от более простых и надежных схем, применяя более сложные только в том случае, если иначе не удается ликвидировать мертвые зоны [1].

Для линии постоянного тока можно рекомендовать рассмотреть в первую очередь импульсную защиту, которая не требует линий блокировки между подстанциями и во вторую — потенциальную защиту.

Импульсная защита может быть с успехом применена и на линиях переменного тока. Для таких линий можно использовать также защиту с торможением по третьей гармонической составляющей, или дистанционную защиту.

## § 4-2. РАСЧЕТ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ НА ЛИНИЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

### 1. Выбор уставки защиты

Согласно общему положению о надежности и чувствительности защиты уставка максимальной токовой защиты питающих линий должна была бы выбираться исходя из неравенства

$$\frac{I_{\text{к min}}}{I_{\text{н max}}} \geqslant k_{\text{н}}\, k_{\text{ч}}, \qquad (4\text{-}5)$$

где $I_{\text{к min}}$ — минимальное значение т. к. з.;

$I_{\text{н max}}$ — максимальное значение нагрузочного тока.

Выражение (4-5) устанавливает, таким образом, необходимую кратность превышения минимальным т. к. з. максимального тока нагрузки, при которой защита возможна. Такой подход к выбору уставки принят на всех видах максимальных защит сетей промышленных предприятий с целью учета возможных ошибок в определении токов нагрузки и короткого замыкания, а также неточности работы реле или выключателей.

Выбор уставки быстродействующих выключателей линии на дорогах постоянного тока производится согласно требованиям

---

[1] По мнению редактора, если не удается избежать мертвых зон, то следует применять телеблокировку.

ТУПЭ-57 [3], которые устанавливают необходимое превышение т. к. з. тока нагрузки для возможности осуществления защиты на 300 *а*.

Таким образом, по ТУПЭ-57 принято

$$I_{к\,min} \geqslant I_{н\,max} + 300, \qquad (4\text{-}6)$$

в соответствии с чем и должен проводиться выбор уставки выключателя.

## 2. Расчет токов фидеров подстанций при к. з. в контактной сети

При проектировании защиты от т. к. з. в контактной сети в первую очередь рассматривается возможность применения только наиболее простой токовой защиты.

Если удовлетворяется неравенство (4-5) или (4-6), то можно ограничиться токовой защитой, в противном случае необходимо дополнить ее какой-либо другой защитой, ликвидирующей мертвые зоны.

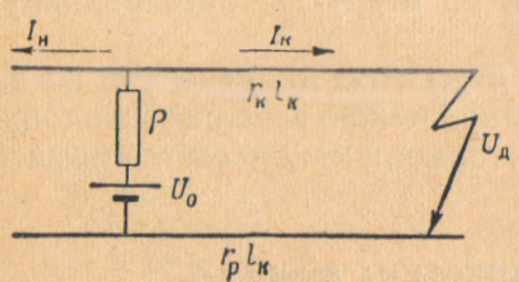



Рис. 4-3

Выбор места расчетного к. з. производится для каждого случая особо в зависимости от вида дополнительной защиты.

При проверке токовой защиты фидеров подстанций, не дополненной другими видами защиты, следует рассматривать к. з. у смежной подстанции. Если защита осуществляется при помощи постов секционирования, расчетный т. к. з. фидерного выключателя можно найти, полагая, что поврежденный участок со стороны секционного поста уже отключился и напряжения подстанций одинаковы. При этом получим весьма простую расчетную схему (рис. 4-3), одинаковую для участка с постом секционирования и без него, с любым количеством путей. Применительно к этой схеме может быть написано следующее выражение для т. к. з.:

$$I_к = \frac{U_н\left(1 - \frac{p}{100}\right) - n_0 R_{ф2} I_н - U_д}{\rho + R_{ф1} + R_{ф2} + (r_к + r_р) l_к}. \qquad (4\text{-}7)$$

При выводе этого выражения [2] принято, что нагрузка подстанции от неповрежденных путей равна номинальной $I_н n_0$.

Другие буквы имеют следующие значения:

$U_н$ — номинальное напряжение на шинах подстанции в *в*;

$\rho$ — внутреннее сопротивление подстанции в *ом*;

$r_к$ — сопротивление проводов контактной сети поврежденного пути в *ом/км*;

$I_н$ — номинальный ток одного агрегата;

$n_0$ — число рабочих агрегатов;

$r_р$ — сопротивление рельсов всех путей в *ом/км*;
$l_к$ — расстояние от подстанции до места к. з. в *км*;
$R_{ф1}$ и $R_{ф2}$ — сопротивления питающего и отсасывающего фидеров в *ом*;
$U_д$ — потеря напряжения в дуге в месте к. з. в *в*;
$p$ — возможное снижение напряжения холостого хода подстанции в %, принимаемое равным 5%.

По этой же формуле производится расчет т. к. з. при отсутствии постов секционирования, при блокировке быстродействующих выключателей и других схемах токовой защиты. Во всех этих случаях отличаются только значения $l_к$.

Во многих случаях для выяснения необходимости применения специальных защит находят зону действия токовой защиты фидеров подстанции. Последняя может быть найдена при решении относительно $l_к$ уравнений (4-6) и (4-7):

$$l_к = \frac{1}{r_к + r_р} \times$$

$$\times \left[ \frac{U_н \left(1 - \frac{p}{100}\right) - n_0 R_{ф2} I_н - U_д}{I_{max} + 300} - (\rho + R_{ф1} + R_{ф2}) \right] [км]. \quad (4\text{-}8)$$

Приведенное внутреннее сопротивление тяговой подстанции и внешней части системы энергоснабжения можно определить по известной формуле

$$\rho = \frac{U_0}{n_0 I_н} A \left( \frac{u_к\%}{100} \cdot \frac{n_0}{n} + \frac{n_0 S_н}{S_{к\,з}} \right) ом, \quad (4\text{-}9)$$

где $U_0$ — напряжение на шинах выпрямленного тока в *в*;
$I_н$ — номинальный ток агрегата в *а*;
$u_к\%$ — напряжение короткого замыкания в %;
$S_н$ — номинальная мощность первичной обмотки тягового трансформатора в *ква*;
$S_{к\,з}$ — мощность к. з. на шинах, от которых получают питание тяговые трансформаторы, в *ква*;
$n$ — число включенных в момент к. з. агрегатов;
$n_0$ — число рабочих агрегатов;
$A$ — коэффициент относительного наклона внешней характеристики агрегата. Для обычно применяемых схем (звезда — звезда с уравнительным реактором или мостовой) $A = 0{,}5$;
$u_к\%$ для тяговых трансформаторов находится в пределах от 7 до 10%.

При напряжении постоянного тока 825 *в* и ниже следует учитывать также потери напряжения в активных сопротивлениях трансформаторов и линии. При этом вместо формулы (4-9) надо использовать следующую:

$$\rho = \frac{U_0}{n_0 I_н}\left[A\left(\frac{u_к\%}{100}\cdot\frac{n_0}{n}+\frac{n_0 S_н}{S_{к.з}}\right)+\frac{\Delta P_м\%}{100}+\frac{\Delta P_л\%}{100}\right] [ом], \quad (4\text{-}10)$$

где $\Delta P_м\%$ и $\Delta P_л\%$ — активные потери при номинальном режиме в % соответственно в обмотках трансформатора и линии.

### 3. Расчет токов фидеров поста секционирования при к. з. в контактной сети

При одном посте секционирования на многопутном участке минимальный т. к. з., по которому выбирается уставка выключателя поста, например, $C_3$, получится при замыкании в точке $K$ (рис. 4-4). При таком к. з. выключатель $B_1$ подстанции $B$, конечно, отключится.

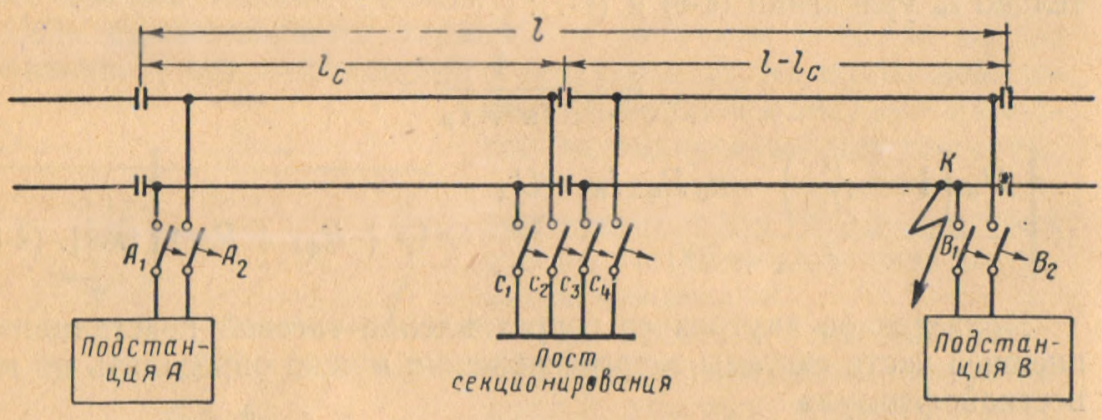



Рис. 4-4

Через выключатель поста будет протекать ток $I_к$, равный сумме токов других фидеров подстанций $A$ и $B$, питающих рассматриваемую фидерную зону.

Ток короткого замыкания $I_к$, протекающий через выключатель $C_3$, может быть найден по формуле

$$I_к = \frac{U}{R_1 + \dfrac{R_A R_B}{R_A + R_B}}. \quad (4\text{-}11)$$

Входящие в эту формулу величины в свою очередь определяются из выражений:

$$U = U_н\left(1-\frac{p}{100}\right)-U_д; \quad (4\text{-}12)$$

$$\left.\begin{aligned} R_1 &= r_к(l-l_c);\\ R_A &= \frac{r_к l_c + r_р l + R_{фA1}}{S} + \rho_A + R_{фA2};\\ R_B &= \frac{r_к(l-l_c)+R_{фB1}}{S-1} + \rho_B + R_{фB2}, \end{aligned}\right\} \quad (4\text{-}13)$$

где $U_н$ — номинальное напряжение на шинах постоянного тока;

$p$ — возможное понижение напряжения источника энергии. Обычно принимают $p = 5\%$;

$r_к$ — сопротивление 1 *км* проводов контактной сети одного пути;

$r_р$ — сопротивление 1 *км* рельсов одного пути;

$R_{фA1}$ — сопротивление одного питающего фидера подстанции $A$;

$R_{фB1}$ — то же подстанции $B$;

$R_{фA2}$ и $R_{фB2}$ — сопротивления отсасывающих фидеров соответственно подстанций $A$ и $B$;

$\rho_A$ и $\rho_B$ — приведенные сопротивления подстанций $A$ и $B$;

$S$ — число путей.

Величины $l_c$ и $l$ ясны из рис. 4-4.

## 4. Определение максимальных рабочих токов питающих линий

При определении максимального тока нагрузки приходится выбирать такое его значение, превышение которого будет повторяться не более заданного числа раз в определенный промежуток времени. Допустимое число случаев превышения этого тока определяется требованиями эксплуатации.

Достаточно надежное определение таких максимальных нагрузок элементов энергоснабжения электрических железных дорог и, в частности, питающих линий, является одним из наиболее сложных вопросов, трудно поддающихся теоретическому исследованию; несмотря на то, что эта задача неоднократно ставилась, она по существу до сего времени не решена даже в первом приближении.

Опубликованные в некоторых работах формулы, рекомендуемые для подсчета вероятности максимальных нагрузок, в действительности их не определяют. Объясняется это тем, что при выводе этих формул устанавливалась зависимость суммарной длительности того или иного тока от его величины, а не зависимость повторяемости тока от его величины.

Для решения этой задачи необходимо определить повторяемость, или, другими словами, вероятность превышения любого наперед заданного тока. Эта задача в такой постановке пока еще не решена. В связи с этим в настоящее время приходится находить максимальные нагрузки, либо используя метод сечения графика движения по характерным точкам за период интенсивного движения, либо путем решения мгновенной схемы при заданном расположении поездов. Путем некоторых допущений (усреднения токов ряда поездов и и т. п.) может быть получен третий способ определения максимальных нагрузок, который иногда называют аналитическим.

Для составления мгновенной схемы необходимо иметь тяговые расчеты и план расстановки сигналов. На основе этих материалов

надо из множества возможных вариантов расположения поездов в зоне выбрать один — наиболее неблагоприятный.

Недостатком метода сечения графика движения, помимо громоздкости и трудоемкости, является также возможность упустить такое совпадение нагрузок поездов при увеличении отдельных интервалов, которое ведет к увеличению максимального тока питающей линии.

По указанным соображениям в настоящее время применяют упрощенный способ определения максимальных рабочих токов линий. При этом исходят из того, что в фидерной зоне расположено максимальное число поездов наибольшего веса, причем один из них трогается, а остальные потребляют средний ток. При таких условиях максимальный рабочий ток линии может быть определен по формуле:

а) при одностороннем раздельном питании путей

$$I_{\text{н max}} = I_{\text{тр}} + I(n-1); \tag{4-14}$$

б) при двустороннем раздельном питании путей

$$I_{\text{н max}} = I_{\text{тр}} + I\frac{n-1}{2}, \tag{4-15}$$

где $I_{\text{тр}}$ — ток трогания грузового поезда наибольшего веса;

$I$ — средний ток грузового поезда наибольшего веса на фидерной зоне;

$n$ — максимальное количество поездов, которые могут находиться одновременно на фидерной зоне, соответствующее пропускной способности участка.

Сходные соображения приводят также к несколько более точной формуле

$$I_{\text{н max}} = I_{\text{тр}} + \frac{n-1}{n}\frac{P_{\text{ф}}}{U_{\text{к с}}}k_{\text{д}}k_{\text{з}}, \tag{4-16}$$

где $P_{\text{ф}}$ — наибольшая среднечасовая мощность, потребляемая от рассматриваемого фидера на тягу поездов;

$U_{\text{к с}}$ — напряжение в контактной сети;

$k_{\text{д}}$ и $k_{\text{з}}$ — коэффициенты, учитывающие дополнительный расход энергии на собственные нужды и в зимнее время.

## § 4-3. РАСЧЕТ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ НА ЛИНИЯХ ОДНОФАЗНОГО ТОКА

### 1. Выбор уставки защиты

Максимальный ток фидера может быть определен по формулам (4-14), (4-15), (4-16) предыдущего параграфа, используемым для линий постоянного тока, если в первом приближении считать, что все токи совпадают по фазе. При этом вместо величины $P_{\text{ф}}$ надо взять $S_{\text{ф}}$ — полную среднечасовую мощность.

Для селективной работы токовой защиты в случае к. з. на электровозе или за постом секционирования необходимо соблюсти следующие условия:

$$\left.\begin{aligned} I_{у} &\geqslant \frac{k_{н}}{k_{в}} I_{н\,max} \\ \text{и} \\ I_{у} &\leqslant k_{ч} I_{к\,min}, \end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}17)$$

где $k_{в}$ — коэффициент возврата реле,
откуда получим

$$I_{к\,min} \geqslant \frac{k_{ч} k_{н}}{k_{в}} I_{н\,max}. \qquad (4\text{-}18)$$

Принимая $k_{н} = 1{,}1$; $k_{ч} = 1{,}5$ и $k_{в} = 0{,}85$, получим

$$I_{к\,min} \geqslant 1{,}94\, I_{н\,max}. \qquad (4\text{-}19)$$

Уставка токовой отсечки определяется исходя из соотношения

$$I_{у0} = k_{зап} I_{рэ}, \qquad (4\text{-}20)$$

где $I_{рэ}$ — расчетный разрывной ток выключателя электровоза;
$k_{зап}$ — коэффициент запаса, который можно принять равным от 0,80 до 0,85.

## 2. Расчет токов фидеров при к. з. в контактной сети

В рассматриваемом случае расчет т. к. з. можно вести упрощенным способом исходя из неограниченной мощности системы. Это допущение вполне приемлемо, так как определяются относительно малые токи к. з., соизмеримые с токами нагрузки.

При этом т. к. з. без учета активного сопротивления первичной сети может быть определен по формуле

$$I_{к} = \frac{U_{н} \cdot 10^{3}}{\sqrt{\left[2U_{н}^{2}\left(\frac{1}{S_{кз}} + \frac{u_{к}\%}{100\, S_{н}}\right) 10^{3} + x_{кс}\; l\right]^{2} + (r_{кс}\, l)^{2}}}, \qquad (4\text{-}21)$$

где $S_{кз}$ — мощность к. з. на стороне первичного напряжения тяговой подстанции в *ква*;
$u_{к}$ — напряжение к. з. трансформатора в %;
$U_{н}$ — номинальное напряжение в контактной сети в *кв*;
$x_{кс}$ — реактивное сопротивление 1 *км* контактной сети в *ом/км*;
$r_{кс}$ — то же активное;
$l$ — расстояние от подстанции до места к. з.

Первый член в квадратных скобках подкоренного выражения представляет собой реактивное сопротивление подстанции и первичной сети, приведенное к напряжению контактной сети; $x_{кс} l$

и $r_{кс}$ $l$ — соответственно реактивное и активное сопротивления контактной сети от подстанции до места к. з.

При определении тока в амперах напряжение $U_н$ следует подставлять в формулу (4-21) в киловольтах.

### 3. Расчет т. к. з. при узловой схеме

При применении постов секционирования вне зависимости от их схемы для расчета защиты необходимо рассчитывать т. к. з. у поста и вблизи одной из подстанций.

В первом случае методика расчета т. к. з. не будет отличаться от рассмотренной выше для фидерных зон без постов секционирования. Разница будет заключаться только в другом значении расстояния от подстанции до места короткого замыкания $l_к$.

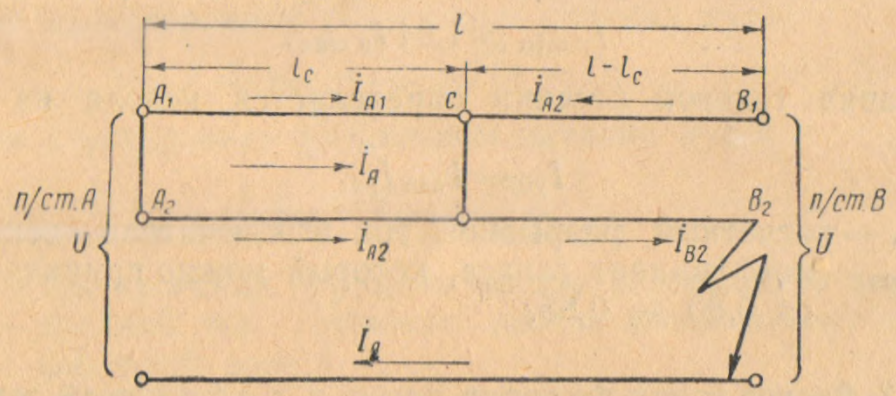



Рис. 4-5

Особый случай представляет собой расчет т. к. з. вблизи одной из подстанций. Расчетная схема для этого случая приведена на рис. 4-5.

Как показано в [1], расчет токов для такой схемы может быть выполнен по следующим формулам:

$$\dot{I}_{A1} = \dot{I}_{A2} = \frac{\dot{U}}{4z_0 l}; \tag{4-22}$$

$$\dot{I}_{B1} = \frac{\frac{l_c}{l - l_c} z_0 + (z_{эр} - z_{кр1}) + (z_{12} - z_{кр1})}{z_{эк1} - z_{12}} \cdot \frac{\dot{U}}{2z_0 l}; \tag{4-23}$$

$$\dot{I}_{B2} = \frac{\frac{l_c}{l - l_c} z_0 + (z_{эк1} - z_{кр1}) + (z_{эр} - z_{кр1})}{z_{эк1} - z_{12}} \frac{\dot{U}}{2z_0 l}, \tag{4-24}$$

где $z_0$ — полное комплексное сопротивление 1 *км* контактной сети двух путей при параллельном соединении проводов;

$z_{эк1}$ — эквивалентное сопротивление проводов контактной сети одного пути;

$z_{эр}$ — то же четырех нитей рельсов;

$z_{12}$ — сопротивление взаимоиндукции между проводами первого и второго путей;

$z_{кр1}$ — то же между эквивалентным проводом контактной сети и рельсами.

Из выражения (4-2) видно, что токи $\dot{I}_{A1}$ и $\dot{I}_{A2}$ не зависят от места расположения поста секционирования.

При расположении поста секционирования в середине фидерной зоны, т. е. при $l_c = \frac{l}{2}$, вместо (4-25) и (4-26) соответственно получим:

$$\dot{I}_{B1} = \frac{z_0 + (z_{эр} - z_{кр1}) + (z_{12} - z_{кр1})}{z_{эк1} - z_{12}} \cdot \frac{\dot{U}}{2z_0 l}; \qquad (4\text{-}23')$$

$$\dot{I}_{B2} = \frac{z_0 + (z_{эк1} - z_{кр1}) + (z_{эр} - z_{кр1})}{z_{эк1} - z_{12}} \cdot \frac{\dot{U}}{2z_0 l}. \qquad (4\text{-}24')$$

Используя приведенные в § 7 главы 2 выражения для сопротивлений контактной сети, можно привести формулу (4-24′) к виду

$$\dot{I}_{B2} = \frac{\frac{r_{ра}}{4} + z_0 + \Delta + j \cdot 0{,}144 \left( 1{,}3\, r_{ра} + \lg \frac{a_{кр}^2}{a_{кт} \sqrt[4]{R_р\, a_{р12}\, a_{12}^2}} \right)}{\Delta + j \cdot 0{,}144 \lg \frac{a_{12}}{a_{кт}}} \cdot \frac{\dot{U}}{2z_0 l}, \qquad (4\text{-}25)$$

где

$$\Delta = \frac{(z_к - z_{кт})(z_т - z_{кт})}{(z_к - z_{кт}) + (z_т - z_{кт})}.$$

Для суждения о селективности работы защиты представляет интерес определение соотношения токов в линиях $A_1$ и $A_2$ при к. з. вблизи поста и тока $I_{B2}$ при к. з. в точке $B_2$. Это определяется тем, что уставка выключателей поста должна выбираться по току $I_{B2}$. При этом, если токи в линиях $A_1$ и $A_2$ при к. з. у поста будут равны или даже больше тока $I_{B2}$, то в этом случае отключится не только выключатель поста, непосредственно связанный с поврежденным участком $CB_2$, но и выключатели поста, связанные с участками $A_1C$ и $A_2C$.

Таким образом, защита в этом случае будет работать неселективно.

Обозначим токи в линиях $A_1$ и $A_2$ при к. з. в точке $C$ через $\dot{I}'_{A1}$ и $\dot{I}'_{A2}$. Очевидно, при $l_c = \frac{l}{2}$

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{A1} &= \dot{I}'_{A2} = \frac{\dot{U}}{z_0 l} \\ \dot{I}_{B2} &= \alpha \dot{I}'_{A1}, \end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}26)$$

где

$$\alpha = \frac{\frac{r_{ра}}{4} + z_0 + \Delta + j \cdot 0{,}144\left(1{,}3\, r_{ра} + \lg \frac{a_{к\,р}^2}{a_{к\,т}\sqrt[4]{R_р a_{р12} a_{12}^2}}\right)}{2\left(\Delta + j \cdot 0{,}144 \lg \frac{a_{12}}{a_{кт}}\right)}. \quad (4\text{-}27)$$

## § 4-4. РАСЧЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ВИДОВ ЗАЩИТЫ

### 1. Расчет потенциальной защиты

Расчет потенциальной защиты заключается в выборе числа, мест установки и уставок реле напряжения. Для этого в первую очередь необходимо построить диаграммы изменения напряжения вдоль контактной сети при к. з. и нагрузках. Для построения потенциальных диаграмм при нагрузках можно воспользоваться методом, изложенным в [2] и [4].

Для построения потенциальных диаграмм при к. з. можно воспользоваться следующими формулами:

а) при одностороннем питании

$$U_\xi = \sqrt{[r(l_к - \xi) I_к + U_д]^2 + [I_к x (l_к - \xi)]^2} \quad \text{при } \xi < l_к \quad (4\text{-}28)$$

и

$$U_\xi = U_д \quad \text{при } \xi > l_к; \quad (4\text{-}29)$$

б) при двустороннем питании

$$U_\xi = \sqrt{[r(l_к - \xi) I_{кA} + U_д]^3 + [x(l_к - \xi) I_{кA}]^2} \quad \text{при } \xi < l_к \quad (4\text{-}30)$$

и

$$U_\xi = \sqrt{[r(\xi - l_к) I_{кB} + U_д]^2 + [x(\xi - l_к) I_{кB}]^2} \quad \text{при } \xi > l_к, \quad (4\text{-}31)$$

где $I_к$ — т. к. з. при одностороннем питании;

$I_{кA}$ и $I_{кB}$ — то же при двустороннем питании со стороны подстанций $A$ и $B$;

$U_д$ — падение напряжения в дуге в месте к. з.;

$r$ и $x$ — соответственно активное и реактивное сопротивления 1 *км* контактной сети;

$l_к$ — расстояние от левой подстанции до места к. з.;

$\xi$ — координата точки контактной сети, для которой определяется напряжение.

Наиболее неблагоприятными случаями с точки зрения настройки защиты будут повреждения на конце консоли при одностороннем и у одной из подстанций при двустороннем питании. При этом будут наибольшие напряжения в контактной сети. Для этих случаев будем иметь:

а) одностороннее питание при $l_к = l$

$$U_\xi = \sqrt{[r(l - \xi) I_к + U_д]^2 + [x(l - \xi) I_к]^2}; \quad (4\text{-}32)$$

б) двустороннее питание:

при $l_к = l$

$$U_\xi = \sqrt{[r(l-\xi)I_{кA} + U_д]^2 + [x(l-\xi)I_{кA}]^2}; \qquad (4\text{-}33)$$

при $l_к = 0$

$$U_\xi = \sqrt{(r\xi I_{кB} + U_д)^2 + (x\xi I_{кB})^2}. \qquad (4\text{-}34)$$

Все приведенные формулы справедливы как для сети переменного, так и для сети постоянного тока. В последнем случае следует лишь положить $x = 0$.

Для одностороннего питания потенциальная защита выполняется весьма просто при установке реле минимального напряжения в конце фидерной зоны. В случае двустороннего питания потенциальная защита принципиально может быть выполнена при следующих расположениях реле:

1) одного реле примерно в середине фидерной зоны;
2) двух реле на концах фидерной зоны;
3) трех и более реле, из которых два располагаются на концах фидерной зоны.

Во всех вариантах каждое из реле действует на отключение обоих выключателей.

Наиболее простой следует считать схему с установкой двух реле на концах фидерных зон, так как в этом случае реле устанавливаются на тяговых подстанциях. Поэтому эту схему следует рекомендовать в первую очередь.

Однако, если зона токовой защиты фидеров подстанции менее 0,5 $l$, необходимо применить схему по первому или третьему варианту.

Во всех случаях для мест установки реле должно быть обеспечено соотношение

$$k_ч U_{к\,max\,р} \leqslant U_{уз} \leqslant \frac{U_{н\,min\,р}}{k_н}, \qquad (4\text{-}35)$$

где $U_{к\,max\,р}$ — максимальное напряжение в месте установки реле при к. з.;

$U_{н\,min\,р}$ — то же при нагрузке;

$k_ч$ — коэффициент чувствительности;

$k_н$ — коэффициент надежности.

Для этих величин можно рекомендовать следующие значения: $k_ч \geqslant 1{,}5$; $k_н \geqslant 1{,}3$. В этом случае, исходя из (4-35), получим

$$U_{н\,min\,р} \geqslant 1{,}95\,U_{к\,max\,р}. \qquad (4\text{-}36)$$

Падение напряжения в дуге для однофазного тока при быстродействующем реле минимального напряжения можно согласно [5] определить по формуле

$$U_д = \frac{50\,U_1}{I_д}\ в, \qquad (4\text{-}37)$$

или

$$U_д = 1\,500\, l_д \ в, \qquad (4\text{-}38)$$

где $U_1$ — напряжение контактной сети в *кв*;
$l_д$ — длина дуги в *м*;
$I_д$ — ток в дуге в *а*.

При применении небыстродействующих реле величины $U_д$, полученные по формулам (4-37) и (4-38), должны быть удвоены.

## 2. Расчет защиты, реагирующей на приращение тока

При регулировке защит по приращению тока (импульсной и баллистической) необходимо сравнивать максимальное приращение тока фидера при изменении нагрузки с минимальным его приращением в случае возникновения к. з.

Определение максимального приращения тока нагрузки не представляет каких-либо трудностей. Практически оно может быть принято равным приращению тока одного электровоза при переходе с одной схемы соединения двигателей на другую. Зная схему пуска электровоза и пусковой ток его при параллельном соединении двигателей, можно найти максимальное приращение тока фидера при нормальной нагрузке. Так, например, при постоянном токе будем иметь следующие значения приращения тока фидера при изменении нагрузки для шестиосных электровозов $\Delta I = {}^1/_3 I_п$ и для восьмиосных электровозов, так же как и для моторвагонных поездов, $\Delta I = {}^1/_2\ I_п$.

Значительно сложнее обстоит дело с определением минимального приращения (скачка) тока при возникновении к. з.

Следует учитывать принципиальную разницу в расчетных схемах, дающих минимальные значения искомой величины при настройке максимальной защиты и защиты по приращению тока. В первом случае ищется минимальный ток фидера при возникновении к. з. Естественно, что такой ток будет иметь место в случае отсутствия нагрузок на поврежденной фидерной зоне. В этом случае полученное значение тока будет одновременно и приращением его, так как ток фидера до момента к. з. принимается равным нулю.

Однако приращение тока фидера при такой схеме к. з. будет иметь максимальное, а не минимальное значение. Ток в месте к. з. $I_к$ будет при наличии на линии нагрузок, создающих дополнительное падение напряжения, меньше т. к. з. $I_{к0}$, при отсутствии нагрузок. Кроме того, при к. з. снижаются нагрузки от поездов.

Следовательно, приращение тока $\Delta I_к$ при наличии нагрузок значительно меньше т. к. з., если их нет.

Все только что сказанное, разумеется, справедливо для относительно небольшого промежутка времени после возникновения к. з., в течение которого скорость поезда можно считать неизменной.

Для точного расчета величины приращения тока в случае возникновения к. з. при наличии нагрузок наибольшие затруднения возникают при определении нового установившегося значения тока фидера $I_ф$.

Такой расчет может быть выполнен обычными методами расчета цепей с нелинейными параметрами. Он, однако, связан с весьма громоздкими графическими построениями для каждой рассматриваемой схемы. Ниже поэтому приводится приближенный метод расчета приращения тока при к. з., рекомендуемый в [1] и в большинстве случаев дающий достаточную для практики точность. Принятые в этом методе допущения ведут к некоторому преуменьшению приращения тока, т. е. идут в запас к надежности работы защиты.

Для расчета приращения тока по этому методу вводится динамическое сопротивление электровоза, равное производной напряжения на токоприемнике по току электровоза,

$$r_э = r_{э0} + \frac{dE}{dI}, \qquad (4\text{-}39)$$

где $r_{э0}$ — действительное сопротивление силовой цепи электровоза;

$E$ — противо-э. д. с. двигателей, приведенная к токоприемнику электровоза.

Динамические сопротивления $r_э$ могут быть найдены по кривым, приведенным на рис. 4-6 (*а* — для электровоза ВЛ19 с тяговыми двигателями ДПЭ-340; *б* — то же ВЛ22$^м$ с двигателями ДПЭ-400; *в* — то же ВЛ8 с двигателями НБ-406, *г*— то же для ВЛ23 с двигателями НБ-406).

Для упрощения задачи принимается, что при к. з. контактной сети эквивалентные сопротивления остаются неизменными и равными динамическим сопротивлениям перед возникновением к. з. При этом задача сводится к решению схемы рис. 4-7 с линейными сопротивлениями.

Для определения скачка тока при к. з. можно считать, что в месте к. з. прикладывается напряжение, имеющее знак, обратный напряжению контактной сети, и равное разности

$$u_к - U_д,$$

где $u_к$ — напряжение в месте к. з. до его возникновения;

$U_д$ — падение напряжения в дуге к. з.

На схеме рис. 4-7:

$ρ$ — эквивалентное сопротивление тяговой подстанции;

$r_{э1}, r_{э2}, r_{э3} \ldots$ — эквивалентные сопротивления электровозов;

$R_0, R_1, R_2, R_3 \ldots$ — сопротивления контактной сети на участках между нагрузками.

Напряжение $u_к$ при двустороннем питании может быть принято равным напряжению на шинах тяговой подстанции, у которой

предполагается к. з. При одностороннем питании и расчете броска тока при двустороннем питании в случае к. з. в удалении от обеих подстанций за напряжение $u_к$ должно быть принято напряжение в точке к. з. до его возникновения.

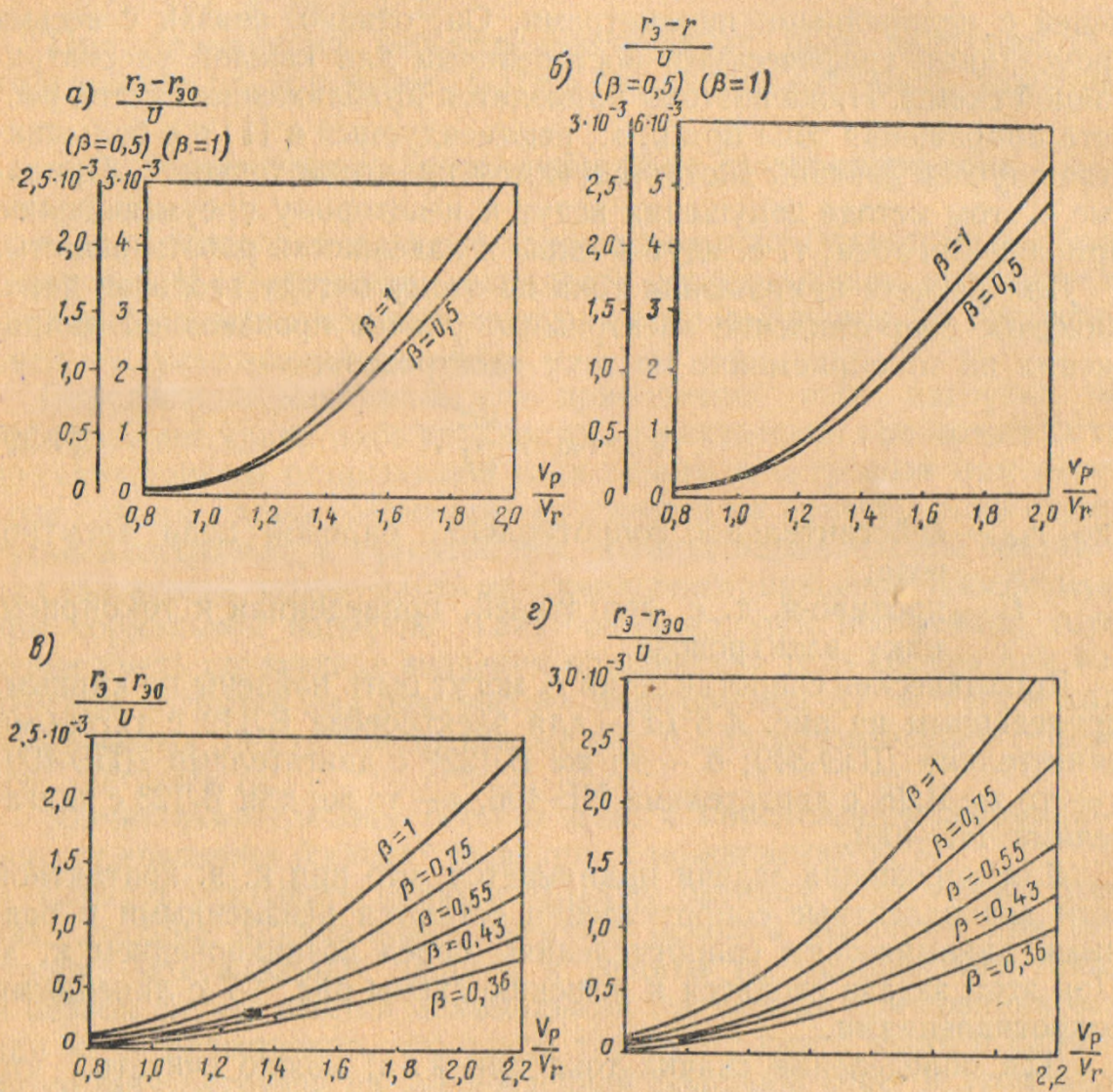



Рис. 4-6

Схема рис. 4-7 может быть рассчитана любым из известных методов расчета узловых схем. В результате такого расчета будет найден ток $I_0$ в сопротивлении подстанции от приложения в месте к. з. напряжения $u_к$—$U_д$, т. е. приращение тока фидера в результате к. з. В рассматриваемом случае приращение тока $\Delta I$ будет равно найденному току $I_0$, т. е.

$$\Delta I = I_0.$$

Если приближенно считать, что динамические сопротивления всех электровозов равны, а поезда в фидерной зоне расположены на равных расстояниях друг от друга, то приращение тока при к. з. определится по формуле [1]

$$\Delta I = \frac{(u_к - U_д)\left(1 - \frac{1}{\gamma^2}\right)}{R\left[1 - \gamma^{-2(m+1)}\right] + \rho\left(1 - \frac{1}{\gamma}\right)\left[1 + \gamma^{-2m-1}\right]} \frac{1}{\gamma^m}, \quad (4\text{-}40)$$

где

$$\gamma = 1 + \frac{R}{2r_э} + \sqrt{\left(1 + \frac{R}{2r_э}\right)^2 - 1},$$

или приближенно

$$\Delta I = \frac{1 - \frac{1}{\gamma^2}}{\gamma^m} \frac{u_к - U_д}{R}. \quad (4\text{-}41)$$

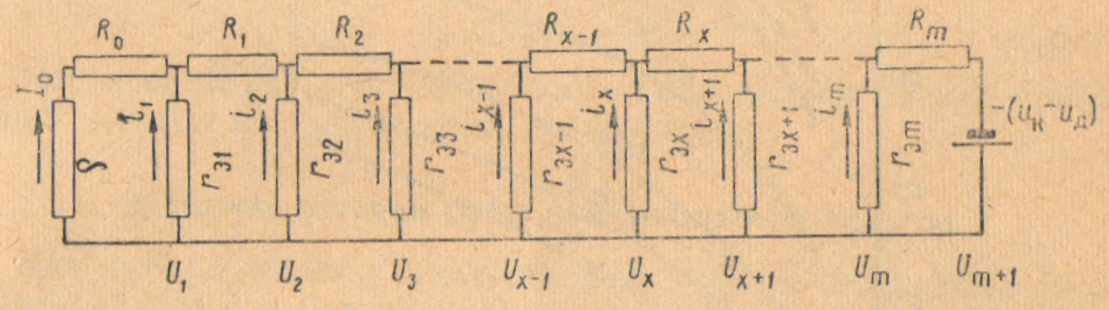



Рис. 4-7

Для схемы двустороннего питания при к. з. у одной из подстанций напряжение $u_к$ следует принимать равным напряжению на шинах подстанции до к. з. При этом можно положить

$$\frac{u_к - U_д}{(m+1)R} = I_к,$$

где $I_к$ — т. к. з. при отсутствии на линии нагрузок. С учетом этого можно написать

$$\frac{\Delta I}{I_к} = (m+1)\frac{1 - \frac{1}{\gamma^2}}{\gamma^m}. \quad (4\text{-}42)$$

На рис. 4-8 приведены кривые зависимости $\frac{\Delta I}{I_к}$ от отношения $\frac{r_э}{R_к}$, построенные по формуле (4-41). Здесь и на рис. 4-8 $R_к$ — полное сопротивление цепи к. з. при отсутствии нагрузок. Эти кривые дают возможность весьма просто определить приращение тока при возникновении к. з. в момент, когда на линии имеется нагрузка. Сопротивление электровоза может быть найдено по кривым рис. 4-6.

Выбирая нагрузку, для которой необходимо определять приращение т. к. з., следует учитывать, что работа защиты по приращению

тока необходима только в пределах токов, не превышающих тока уставки максимальной защиты (уставки быстродействующего выключателя).

Обозначим отношение $\frac{\Delta I}{I_к}$ через $\alpha$. Тогда будем иметь

$$\Delta I = \alpha I_к.$$

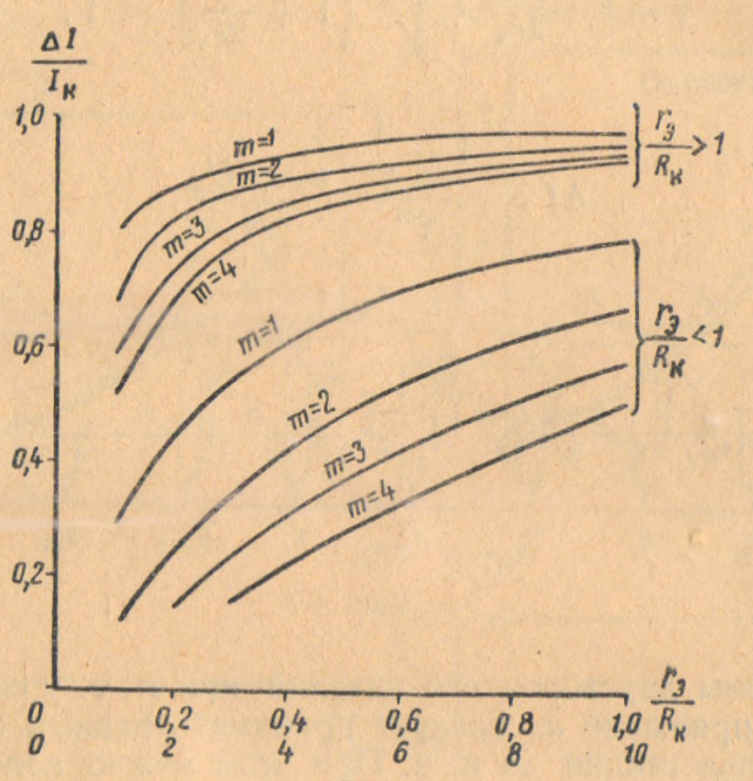



Рис. 4-8

Пусть $\alpha$ соответствует некоторому току нагрузки $I_н$. В этом случае ток фидера после к. з. станет равным

$$I_н + \alpha I_к,$$

и условие срабатывания максимальной защиты может быть записано в виде неравенства

$$I_н + \alpha I_к \geqslant I_{max} + \delta,$$

где $I_{max}$ — максимальный рабочий ток, по которому выбирается уставка максимальной защиты;

$\delta$ — запас по уставке (в настоящее время по ТУПЭ-57 принимается для защиты быстродействующими выключателями равным 300 *а*).

Условие срабатывания защиты по приращению тока должно быть записано в виде

$$\alpha I_к \geqslant k_з \Delta I_п,$$

где $k_з$ — запас по уставке защиты по приращению тока;

$\Delta I_п$ — максимальное приращение тока при пуске поезда.

Из приведенных неравенств следует, что к защите по приращению тока должно быть предъявлено требование надежной работы в случае возникновения к. з. при токах нагрузки в области, определяемой неравенством

$$I_{н} \leqslant I_{max} + \delta - k_{з}\,\Delta I_{п}. \qquad (4\text{-}43)$$

Принимая $\delta = 300\,a$; $k_{з} = 1{,}2$, получим:
для электровозов ВЛ22$^{м}$ при $\Delta I_{п} = 400\,a$

$$I_{н} \leqslant I_{max} - 180; \qquad (4\text{-}44')$$

для электровозов ВЛ23 при $\Delta I_{п} = 525\,a$

$$I_{н} \leqslant I_{max} - 330; \qquad (4\text{-}44'')$$

для электровозов ВЛ8 при $\Delta I_{п} = 1\,050\,a$

$$I_{н} \leqslant I_{max} - 960. \qquad (4\text{-}44''')$$

Неравенства (4-43), (4-44) полностью определяют область применения защиты по приращению тока фидера.

### 3. Расчет уставок реле дистанционной защиты

Для выбора уставки дистанционной защиты необходимо определить наиболее неблагоприятное соотношение полных сопротивлений сети при нагрузке и к. з. В качестве таких сопротивлений следует взять сопротивление при максимальной нагрузке $Z_{н}$ и наиболее удаленном к. з. $Z_{к}$. Для установления возможности использования дистанционной защиты и выбора ее уставки следует отложить обе эти величины на комплексной плоскости (рис. 4-9), на которой также наносится характеристика реле.

На рис. 4-9 приведены характеристики направленного реле полного сопротивления *РС* и блокировочного реле *РБ*.

В случае осуществления защиты с помощью одного реле сопротивления должны выполняться соотношения:

$$Om \geqslant k_{ч} Z_{к}; \qquad (4\text{-}45)$$

$$On \leqslant \frac{k_{н}}{k_{в}} Z_{н}. \qquad (4\text{-}46)$$

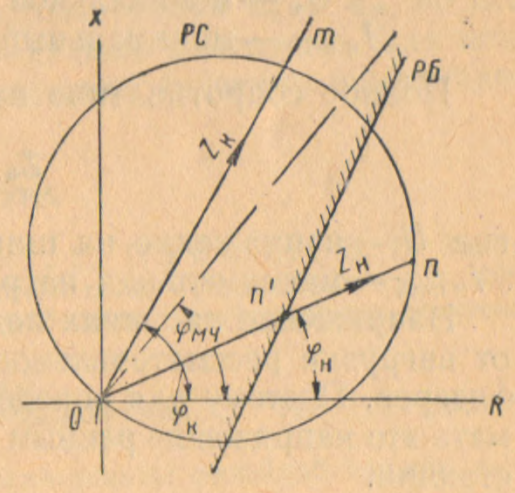


Рис. 4-9

Если такая защита дополняется блокировочным реле, то, как видно из рис. 4-9, область работы защиты будет справа ограничена характеристикой этого реле. При этом вместо неравенства (4-46) должно быть выполнено

$$On' \leqslant \frac{k_{н}}{k_{в}} Z_{к}. \qquad (4\text{-}47)$$

Из рис. 4-9 видно, что возможность использования защиты зависит, при прочих равных условиях, от ее характеристики.

В работах МИИТа, выполненных под руководством доц. В. Н. Пупынина, указывается, что наиболее благоприятные условия защиты имеют место при угле чувствительности $\varphi_{м.ч}$, равном 90°.

В этом случае защита при помощи направленного реле полного сопротивления будет обеспечена, если

$$\frac{Z_н}{\frac{k_ч k_н}{k_в} Z_к} \geqslant 0{,}71. \qquad (4\text{-}48)$$

При применении комбинированной защиты, состоящей из реле сопротивления и блокировочного реле, должно быть соблюдено соотношение

$$\frac{Z_н}{\frac{k_ч k_н}{k_в} Z_к} \geqslant 0{,}45. \qquad (4\text{-}49)$$

Полное сопротивление $Z_к$ может быть найдено из

$$Z_к = \left(R_к + \frac{50U_н}{I^2_{к\,min}}\right) + jX_к, \qquad (4\text{-}50)$$

где $R_к$ и $X_к$ — соответственно активная и реактивная составляющие полного сопротивления контура при металлическом к. з.;

$U_н$ — номинальное напряжение в контактной сети;

$I_{к\,min}$ — минимальный т. к. з.

Полное сопротивление нагрузки определяется из

$$Z_н = \frac{U}{I_{н\,max}}, \qquad (4\text{-}51)$$

где $U$ — напряжение на шинах подстанции;

$I_{н\,max}$ — максимальная нагрузка фидера.

Напряжение на шинах подстанции меняется в зависимости как от нагрузки рассматриваемого фидера, так и от нагрузок других фидеров. Поэтому для определения $Z_н$ можно приближенно принимать это напряжение равным номинальному на тяговых шинах подстанции.

Угол сдвига нагрузки $I_{н\,max}$ можно принять равным

$$\varphi_н = 40°.$$

### 4. Расчет токовой защиты с торможением по третьей гармонике

В настоящее время вариант рассматриваемой защиты выполнен Ростовским институтом инженеров железнодорожного транспорта. В ее схеме использовано поляризованное реле. При этом одна обмот-

ка обтекается током, практически пропорциональным току первой, а другая — третьей гармонической составляющей. Эти обмотки включены встречно, так что результирующая н. с. реле равна

$$F = \beta_1 I_1 - \beta_3 I_3,$$

где $I_1$ и $I_3$ — соответственно токи первой и третьей гармонических составляющих;

$\beta_1$ — отношение н. с. первой обмотки к току $I_1$;

$\beta_3$ — то же второй к току $I_3$.

При нормальной нагрузке результирующая н. с. реле защиты невелика или имеет даже отрицательное значение и контакты реле разомкнуты. С возникновением к. з. результирующая н. с. реле резко возрастает, так как ток через обмотку будет относительно невелик. Вследствие этого реле сработает.

Для настройки защиты необходимо выполнить условие

$$\frac{I_{к1}}{I_{н1}} \geqslant \frac{1 - \alpha_н \dfrac{\beta_3}{\beta_1}}{1 - \alpha_к \dfrac{\beta_3}{\beta_1}} \cdot \frac{k_н k_ч}{k_в}, \qquad (4\text{-}52)$$

где $I_{н1}$ — значение первой гармоники кривой тока фидера при нормальных нагрузках;

$I_{к1}$ — то же при к. з.;

$\alpha_н$ — отношение амплитуд третьей и первой гармоник тока при нагрузке;

$\alpha_к$ — то же в случае к. з.

Так как при электровозах с выпрямителями $\alpha_к < \alpha_н$, во всех случаях, то условие (4-52) всегда может быть выполнено. Для этого необходимо лишь выбрать соответствующие значения коэффициентов $\beta_1$ и $\beta_3$.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Кучма К. Г., Марквардт Г. Г., Пупынин В. Н. Защита от токов короткого замыкания в контактной сети. Трансжелдориздат, 1960.
2. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.
3. ТУПЭ-57. Трансжелдориздат, 1958.
4. Технический справочник железнодорожника, т. 10. Трансжелдориздат, 1956.
5. Атабеков Г. И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. Госэнергоиздат, 1957.

## Глава 5

# ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ РЕКУПЕРАТИВНОГО ТОРМОЖЕНИЯ

### § 5-1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ РЕКУПЕРАТИВНОГО ТОРМОЖЕНИЯ

Расчеты системы энергоснабжения с учетом применения рекуперации энергии можно рассматривать как наиболее общий случай этой задачи, из которого формулы расчетов при отсутствии рекуперации энергии могут быть получены как частный результат.

Основной особенностью работы системы энергоснабжения при рекуперации является значительно бóльшая, чем в режиме тяги, зависимость условий работы устройств энергоснабжения от режима напряжения.

Поэтому достаточно точные расчеты при рекуперации могут быть выполнены только с учетом действительных уровней напряжения как на тяговых подстанциях, так и у всех электровозов. Напомним, что во многих расчетах без рекуперации неучет действительного режима напряжения вызывает не очень существенные погрешности и в ряде случаев допустим.

Все расчеты с применением рекуперации можно разбить на две группы:

1) расчеты параметров и показателей работы устройств энергоснабжения, имеющихся как в случае тяги, так и рекуперации; эти расчеты могут производиться как с учетом, так и без учета рекуперации энергии в зависимости от необходимой степени точности расчета;

2) расчеты параметров и показателей работы устройств, имеющихся только при рекуперации электроэнергии.

К первой группе относятся расчеты по определению мощности тяговых агрегатов подстанций, потерь энергии, экономического сечения проводов контактной сети, потерь напряжения в сети и нагревания проводов.

Ко второй группе следует отнести расчеты избыточной энергии, избыточных токов и мощности приемников избыточной энергии,

напряжений в различных точках сети при отдельных мгновенных схемах для проверки максимального уровня напряжения.

С некоторым приближением для расчетов первой группы можно использовать изложенные ранее методы.

Надо, однако, предостеречь от применения чрезмерных усреднений, на которые часто идут в расчетах, не связанных с учетом энергии рекуперации. Производя расчет по средним токам на фидерных зонах с учетом рекуперации, во всяком случае нельзя усреднять расходы энергии и коэффициенты эффективности разных путей. При резких же изменениях тока следует вести расчеты по средним токам на перегонах.

Нагрузка агрегатов тяговых подстанций будет зависеть от способа приема избыточной энергии рекуперации.

Если для приема избыточной энергии рекуперации применяются агрегаты, работающие и в случае тяговой нагрузки, т. е. все агрегаты работают независимо от направления энергии, то для определения среднеквадратичного тока подстанции могут быть использованы те же формулы, что и при отсутствии рекуперации. В таком случае рекуперация энергии должна учитываться при определении входящих в эти формулы величин. Такое положение для тяговых агрегатов будет иметь место во всех случаях на подстанциях дорог переменного тока, а на дорогах постоянного тока — когда на подстанции имеются только двигатель-генераторы или выпрямительно-инверторные агрегаты.

Если для приема избыточной энергии рекуперации наряду с выпрямительными устанавливаются инверторные, выпрямительно-инверторные агрегаты или применяются поглощающие сопротивления, то расчеты нагрузки агрегатов усложняются. К понизительным трансформаторам тяговых подстанций это относится только в случае применения поглощающих сопротивлений.

Ниже рассматривается метод определения среднеквадратичных нагрузок агрегатов тяговых подстанций для таких случаев. Этот метод дается в виде корректировки среднеквадратичной нагрузки, полученной по обычным формулам с учетом рекуперации.

Пусть $P_{э0}$ — среднеквадратичное значение нагрузки подстанции за расчетный период $T$, определенное по обычным формулам с учетом рекуперации;

$P_э$ — среднеквадратичное значение положительных нагрузок, отнесенное ко всему расчетному периоду $T$;

$P_{эи}$ — то же — отрицательных.

$$P_{э0}^2 = P_э^2 + P_{эи}^2. \qquad (5\text{-}1)$$

Обозначим

$$\frac{P^2_{эи}}{P_{э0}^2} = \delta. \qquad (5\text{-}2)$$

Тогда

$$P_э^2 = (1 - \delta) P_{э0}^2. \qquad (5\text{-}3)$$

Так как $P_{э0}$, как указывалось, может быть найдено по обычным формулам, то задача состоит в определении $\delta$.

Обозначим $\alpha$—соотношение общего времени приема избыточной энергии $T_и$ к общему времени $T$, за которое рассчитана величина $P_{э0}$, т. е.

$$\alpha = \frac{T_и}{T}. \qquad (5\text{-}4)$$

При нормальном законе распределения плотности вероятности нагрузки подстанции:

$$\alpha = 0{,}5 - \Phi\left(\frac{1}{\sqrt{k_э^2 - 1}}\right); \qquad (5\text{-}5)$$

$$\delta = \alpha - \frac{\sqrt{k_э^2 - 1}}{k_э^2} \cdot \frac{e^{-\frac{1}{2(k_э^2-1)}}}{\sqrt{2\pi}}. \qquad (5\text{-}6)$$

Здесь $k_э$ — коэффициент эффективности нагрузки подстанции, подсчитанный по обычным формулам с учетом рекуперации энергии или по формулам § 2 данной главы.

Второй член правой части формулы (5-5) представляет собой интеграл вероятности. В некоторых случаях, когда энергия рекуперации за расчетный период больше расхода энергии на тягу, средняя мощность оказывается отрицательной. При этом вместо (5-5) и (5-6) получается

$$\alpha_{(-)} = 1 - \alpha \qquad (5\text{-}7)$$

и

$$\delta_{(-)} = 1 - \delta. \qquad (5\text{-}8)$$

Здесь индексом (—) отмечается, что соответствующие величины определяются при отрицательной средней мощности; $\alpha$ и $\delta$ подсчитываются по формулам (5-5) и (5-6) соответственно или по кривым рис. 5-1, построенным в зависимости от $k_э^2$ по этим формулам. Определение значений $\alpha_{(-)}$ и $\delta_{(-)}$ может быть выполнено по формулам (5-7) и (5-8), исходя из найденных по кривым значений $\alpha$ и $\delta$.

Определим расчетные нагрузки агрегатов тяговой подстанции в различных случаях.

Для тяговой подстанции дороги переменного тока, очевидно, эффективная нагрузка на все трансформаторы может определяться по обычным формулам без поправки, т. е.

$$P_э = P_{э0}. \qquad (5\text{-}9)$$

На подстанции постоянного тока при использовании для приема избыточной энергии рекуперации поглощающих сопротивлений выпрямительные агрегаты будут нагружаться только положитель-

ными токами, и общая их нагрузка, отнесенная ко всему периоду $T$, определится выражением

$$P_э^2 = (1 - \delta) P_{э0}^2. \qquad (5\text{-}10)$$

Та же нагрузка, отнесенная ко времени работы агрегатов, может быть найдена из

$$P_{эт}^2 = P_э^2 \frac{T}{T - T_и} = \frac{1 - \delta}{1 - \alpha} P_{э0}^2. \qquad (5\text{-}11)$$

Формулы (5-10) и (5-11) в данном случае справедливы как для выпрямительных агрегатов, так и для понизительных трансформаторов.

Если на подстанции установлено $n_в$ выпрямительных агрегатов и $n_и$ инверторных (работающих только в режиме инвертирования), то нагрузка на все выпрямительные агрегаты будет по-прежнему определяться по формулам (5-10) и (5-11).

Нагрузка на все инверторы, очевидно, определится выражениями:

за весь расчетный период $T$

$$P_{эи}^2 = \delta P_{э0}^2; \qquad (5\text{-}12)$$

за время работы инверторов $T_и$

$$P_{эит}^2 = \frac{\delta}{\alpha} P_{э0}^2. \qquad (5\text{-}13)$$

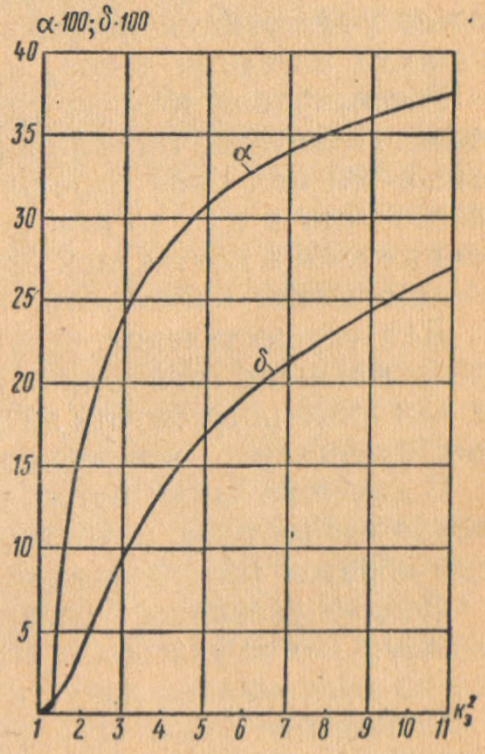



Рис. 5-1

Нагрузку понизительного трансформатора в этом случае надо определять по формуле (5-9), так как он нагружается независимо от направления энергии.

При установке на подстанции $n_в$ выпрямительных и $n_{ви}$ выпрямительно-инверторных агрегатов нагрузка на один выпрямительный агрегат, отнесенная к периоду $T$, определится из

$$P_{эв}^2 = (1 - \delta) \frac{P_{э0}^2}{(n_в + n_и)^2} \qquad (5\text{-}14)$$

и, отнесенная ко времени работы выпрямителей,

$$P_{эв}^2 = \frac{1 - \delta}{1 - \alpha} \frac{P_{э0}^2}{(n_в + n_и)^2}. \qquad (5\text{-}15)$$

Выпрямительно-инверторные агрегаты будут делить с выпрямителями положительные нагрузки и полностью брать на себя отрицательные. Следовательно, нагрузку одного выпрямительно-инверторного агрегата можно найти из выражения

$$P^2_{\text{эви}} = \left[\frac{1-\delta}{(n_{\text{в}}+n_{\text{ви}})^2} + \frac{\delta}{n^2_{\text{ви}}}\right] P^2_{\text{э0}}. \qquad (5\text{-}16)$$

В рассмотренном случае нагрузка понизительного трансформатора также определяется по формуле (5-9).

Потери энергии в контактной сети могут быть определены по общим формулам без последующих пересчетов.

Необходимо помнить, что при расчетах эффективной нагрузки подстанции и потерь энергии следует использовать формулы, в которых учитываются повышенные значения коэффициентов эффективности поездных токов, и, как указывалось, не усреднять их.

Рассматривая вторую группу расчетов, необходимо в первую очередь отметить, что если в режиме тяги напряжение в контактной сети в той или иной мере влияет на скорость поезда, пропускную способность и др., то при рекуперативном торможении от уровня напряжения в контактной сети и на подстанциях зависят не только экономические показатели, но и сама возможность рекуперации.

Для осуществления рекуперативного торможения необходимо, чтобы в момент торможения к контактной сети были присоединены те или иные потребители энергии. Без этого осуществить торможение, естественно, невозможно.

В качестве таких потребителей могут служить другие электрические локомотивы, находящиеся в режиме тяги, или соответствующим образом оборудованные тяговые подстанции.

Однако указанное условие является необходимым, но недостаточным. Оно не учитывает ограничение, накладываемое на электровоз по максимально допустимому напряжению.

Вследствие этого ограничения при определенном напряжении потребителя энергии рекуперации или, точнее, при определенной зависимости его от нагрузки ток рекуперации не может превысить величины

$$I_{\text{г}} = \frac{U_{\text{э max}} - U_{\text{п}}}{R}\ [a], \qquad (5\text{-}17)$$

где $U_{\text{э max}}$ — максимально допустимое напряжение у электровоза в *в*;

$U_{\text{п}}$ — напряжение на подстанции в *в*;

$R$ — сопротивление контактной сети между рекуперирующим электровозом и потребителем энергии рекуперации в *ом*.

Это уравнение справедливо только для наиболее простого случая одного рекуперирующего электровоза и одного потребителя. Существо дела, однако, не изменится и в более сложных условиях [2]. Во всех случаях ток и, следовательно, мощность рекуперации будут ограничены максимально возможной разностью напряжений между рекуперирующим электровозом и потребителями энергии рекуперации. Максимально возможные ток и мощность рекупера-

ции будут расти с уменьшением сопротивления проводов контактной сети.

Из сказанного видно, что при неизменном значении $U_{э\,max}$ максимальная мощность рекуперации будет уменьшаться при повышении напряжения потребителя энергии рекуперации.

В экономическом отношении наиболее благоприятным является потребление энергии рекуперации другими локомотивами, находящимися в тяговом режиме. Поэтому при проектировании энергоснабжения, а также организации движения поездов следует стремиться к сокращению периодов передачи энергии рекуперации на тяговые подстанции.

Однако вне зависимости от того, насколько часто и как длительно будут использоваться тяговые подстанции в качестве потребителей энергии рекуперации, они обязательно должны быть оборудованы теми или иными приемниками ее. При малой вероятности работы таких приемников они должны рассматриваться как устройства, обеспечивающие надежность рекуперативного торможения.

Таким образом, при рекуперативном торможении, с одной стороны, необходимо все или часть тяговых подстанций оборудовать приемниками энергии рекуперации, а с другой, — создать такие условия, при которых они возможно меньше будут работать.

Совершенно очевидно, что для уменьшения количества энергии рекуперации, передаваемой на подстанции, необходимо повышать напряжение на их шинах. Именно в этом случае энергия рекуперации будет потребляться более удаленными электровозами, находящимися в режиме тяги.

Следовательно, по соображениям повышения максимально допустимой мощности рекуперации желательно снижать напряжение $U_п$, а с точки зрения уменьшения приема избыточной энергии рекуперации следует стремиться к его повышению.

Избыточной энергией принято называть часть энергии рекуперации, потребляемую стационарными приемниками, расположенными на подстанциях (или между ними). Приемникам избыточной энергии рекуперации придают специальные характеристики [2, 3, 4], которые в значительной степени определяют величину избыточной энергии и режим напряжения в тяговой сети при рекуперативном торможении.

Сейчас в качестве приемников избыточной энергии применяются инверторы и поглощающие сопротивления. Принцип их работы, схемы, а также теория инверторов освещены в литературе [6, 7]. Подстанции с двигатель-генераторами в настоящее время не проектируются и не строятся.

В настоящее время нет методов, которые давали бы возможность в полной мере и с высокой точностью решить все вопросы, связанные с рекуперацией энергии. Существуют только приближенные методы расчета основных величин, которые рассмотрены ниже.

## § 5-2. РАСЧЕТ ИЗБЫТОЧНОЙ ЭНЕРГИИ РЕКУПЕРАЦИИ

Избыточная энергия рекуперации определяется для технико-экономических расчетов с целью выбора типа стационарного приемника этой энергии и нахождения экономических показателей работы участка при рекуперации энергии.

Приводимый ниже метод расчета избыточной энергии рекуперации базируется в основном на работе [5].

Предпосылки, заложенные в этом методе, соответствуют линейной характеристике тяговой подстанции, плавно переходящей из области выпрямления в область приема избыточной энергии рекуперации. К такой характеристике близки характеристики тяговых подстанций с двигателями-генераторами и инверторными агрегатами (при естественной их характеристике). При этом расчетным участком является зона питания подстанции.

Для других приемников избыточной энергии, таких как поглощающие сопротивления или инверторы со специальной характеристикой, излагаемый ниже метод надо рассматривать как приближенный. Используя его в этих случаях, можно несколько уточнить расчет за счет соответствующего выбора длины расчетного участка. При повышенном значении напряжения включения приемника избыточной энергии рекуперации следует распространить расчетный участок для определения избыточной энергии рекуперации за пределы подстанционной зоны. Способ определения длины расчетного участка приведен в конце параграфа.

Количество избыточной энергии рекуперации $A_и$ лучше всего находить в процентах от общего расхода энергии на тягу (за вычетом энергии рекуперации). Для этого может быть использована общая формула

$$A_и\% = A_\sigma\% - A_s\%, \qquad (5\text{-}18)$$

где $A_\sigma\%$ — количество избыточной энергии рекуперации при кривой распределения плотности вероятностей тока подстанции, подчиняющейся нормальному закону. Оно определяется по кривой рис. 5-2 в зависимости от квадрата коэффициента эффективности тока подстанции $k_э^2$ при условии, что общий расход энергии положителен, т. е. энергия, потребляемая на тягу, больше энергии рекуперации. При отрицательном общем расходе энергии, когда энергия рекуперации больше энергии, потребляемой на тягу, полученное по этой кривой значение следует пересчитать по формуле

$$A_{\sigma(-)}\% = 100 + A_\sigma\%; \qquad (5\text{-}19)$$

$A_s\%$ — поправка за счет асимметрии кривой распределения нагрузки подстанции, определяемая по формуле

$$A_s\% = \frac{S}{3} \cdot \frac{e^{-\frac{1}{2\left(k_э^2-1\right)}}}{\sqrt{2\pi}} 100. \qquad (5\text{-}20)$$

Зависимость величины

$$\frac{e^{-\frac{1}{2\left(k_э^2-1\right)}}}{\sqrt{2\pi}} \quad \text{от} \quad k_э^2$$

определяется по специальным таблицам или кривой рис. 5-3, где пунктиром показан начальный участок сплошной кривой в увеличенном по оси абсцисс масштабе.

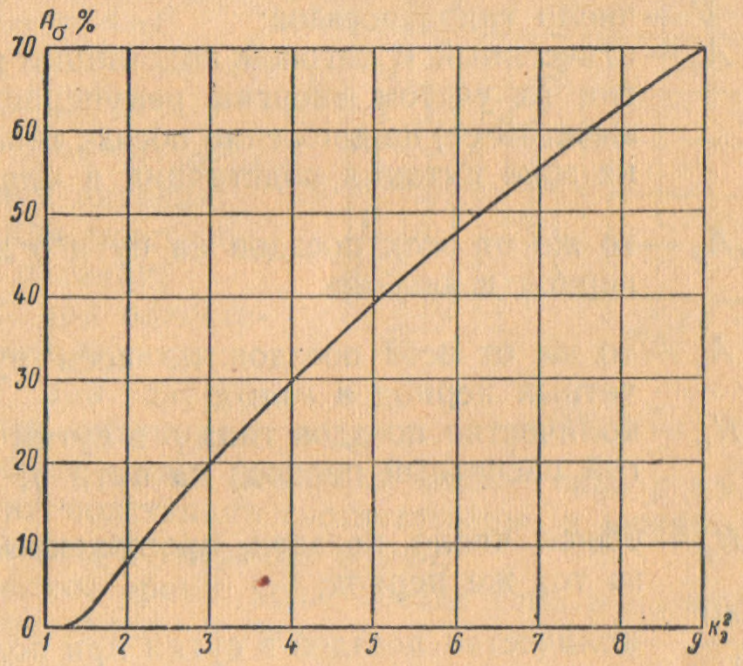



Рис. 5-2

$S$ — так называемая асимметрия, которая является одной из величин, характеризующих отклонение действительной кривой распределения нагрузки подстанции от нормальной:

$$S = \frac{1}{2\sqrt{(k_э^2-1)^3}} \cdot \frac{\sum_{q=1}^{s} a_{3q}}{A^3}, \qquad (5\text{-}21)$$

где $q$ — номер пути;
$s$ — число путей;
$k_э$ — коэффициент эффективности нагрузки подстанции, который может быть найден по формуле

$$k_э^2 = \frac{\sum_{q=1}^{s} a_{2q}}{A^2} + 1. \qquad (5\text{-}22)$$

Величины $a_{2q}$ и $a_{3q}$ при разнотипных поездах определяются по формулам:

$$a_{2q} = \frac{N_0}{n_q}\left[\sum_{p=1}^{V}(k_{2p}^2 - \beta_q) N_p A_p^2 - \frac{1-\beta_q}{N_0} A_q^2\right]; \qquad (5\text{-}23)$$

$$a_{3q} = \left(\frac{N_0}{n_q}\right)^2 \left\{\sum_{p=1}^{V}(k_{3p}^3 - 3\beta_q k_{2p}^2) N_p A_p^3 - \right.$$

$$\left. - \frac{3A_q}{N_0}\sum_{p=1}^{V}[(1-\beta_q) k_{2p}^2 - 2\beta_q] N_p A_p^2 + \frac{2}{N_0^2}(1-3\beta_q) A_q^3\right\}, \qquad (5\text{-}24)$$

где $p$ — номер типа поезда;

$V$ — число типов поездов;

$A_p$ — отнесенный к тяговой подстанции расход энергии (с учетом энергии рекуперации, т. е. за вычетом ее) на движение поезда типа $p$ по пути $q$ на зоне питания подстанции в *квт·ч*;

$A_q = \sum_{p=1}^{V} N_p A_p$ — то же от всех поездов на пути $q$ за расчетный период в *квт·ч*;

$A = \sum_{q=1}^{s} A_q$ — то же от всех поездов по всем путям за расчетный период в *квт·ч*;

$N_p$ — количество поездов типа $p$ в сутки (или за другой расчетный период) на пути $q$;

$N_q = \sum_{p=1}^{V} N_p$ — общее число поездов, пропущенных по пути $q$ за тот же период;

$N_0 = \frac{1\,440}{\theta}$ — количество поездов в сутки при полном использовании пропускной способности; при другом расчетном периоде $T$ (*ч*) вместо 1 440 *мин* следует принимать $60T$;

$\theta$ — интервал графика движения поездов (в данном случае минимальный) в *мин*;

$n_q$ — максимальное число поездов, которые могут одновременно находиться в зоне питания подстанции на пути $q$:

$$n_q = \frac{t_q}{\theta}, \qquad (5\text{-}25)$$

где $t_q$ — время хода поезда основного типа по пути $q$ на зоне питания подстанции в *мин*; берется для поезда того типа, при котором установлена величина $\theta$;

$$k_{2p} = \frac{I_{2p}}{I_{1p}}; \quad k_{3p} = \frac{I_{3p}}{I_{1p}}, \qquad (5\text{-}26)$$

где $I_{1p}$, $I_{2p}$, $I_{3p}$ — отнесенные к тяговой подстанции соответственно среднее, среднеквадратичное и среднекубичное значения тока поезда типа $p$ за время хода его на зоне питания подстанции по пути $q$.

Эти коэффициенты приближенно можно определять из выражений:

$$k_{2p}^2 = C_2 \frac{\frac{A_{pт}^2}{t_{pт}} + \frac{A_{pг}^2}{t_{pг}}}{(A_{pт} - A_{pг})^2} t_p; \quad (5\text{-}27)$$

$$k_{3p}^3 = C_3 \frac{\frac{A_{pт}^3}{t_{pт}^2} - \frac{A_{pг}^3}{t_{pг}^2}}{(A_{pт} - A_{pг})^3} t_p^2, \quad (5\text{-}28)$$

где

$C_2 = 1{,}05$ при одностороннем питании;

$C_2 = 1{,}4$ при двустороннем питании;

$C_3 = 1{,}12$ при одностороннем питании;

$C_3 = 2{,}24$ при двустороннем питании;

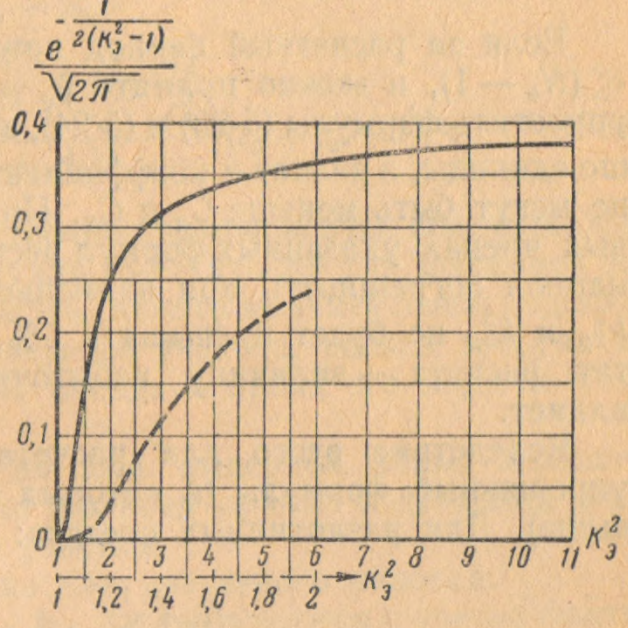



Рис. 5-3

$t_{pт}$ и $t_{pг}$ — общее время движения поезда типа $p$ на зоне питания подстанции соответственно в режиме тяги и режиме рекуперации в *мин*;

$t_p$ — полное время хода поезда типа $p$ по зоне питания подстанции в *мин*;

$A_{pт}$ и $A_{pг}$ — соответственно разнесенный по подстанциям расход энергии на тягу и возврат энергии при рекуперации за время хода поезда типа $p$ по зоне питания подстанции в *квт·ч*.

Если кривые тока тяги и рекуперации резко несимметричны относительно середины фидерных зон при двустороннем питании, то расчет коэффициентов $k_2$ и $k_3$ следует производить непосредственно по разложенной между подстанциями кривой тока поезда, пользуясь выражениями (5-26).

Коэффициенты $k_2^2$ и $k_3^3$ могут изменяться в широких пределах, достигая больших значений при соизмеримых величинах расхода энергии на тягу и возврата энергии при рекуперации. Для тех типов поездов, у которых рекуперативное торможение не применяется, последние формулы значительно упрощаются:

$$k_{2p}^2 = C_2 \frac{t_p}{t_{pт}}; \quad (5\text{-}29)$$

$$k_{3p}^3 = C_3 \left(\frac{t_p}{t_{pT}}\right)^2. \qquad (5\text{-}30)$$

Коэффициент $\beta_q$ определяется по формуле

$$\beta_q = \frac{n_q - 1}{N_0 - 1}. \qquad (5\text{-}31)$$

Если за расчетный период принимаются сутки, то $(n_q - 1) \ll (N_0 - 1)$, и можно принять $\beta_q = 0$. Это позволяет значительно упростить формулы (5-23) и (5-24), поскольку обычно $\beta_q$ много меньше единицы, а значит и коэффициентов $k_{2p}^2$ и $k_{3p}^3$, так как последние не могут быть меньше $C_2$ и $C_3$. При этом погрешности в отдельных членах указанных формул несколько компенсируются, и суммарная погрешность при наименьших значениях коэффициентов $k_{2p}^2$ и $k_{3p}^3$ не будет превышать 5%, а на окончательный результат расчета — величину избыточной энергии — она почти не влияет.

Вследствие этого для расчета могут быть рекомендованы упрощенные формулы (в которых все обозначения те же, что и выше). Для разнотипных поездов:

$$a_{2q} = \frac{N_0}{n_q}\left(\sum_{p=1}^{V} k_{2p}^2 N_p A_p^2 - \frac{A_q^2}{N_0}\right); \qquad (5\text{-}32)$$

$$a_{3q} = \left(\frac{N_0}{n_q}\right)^2\left(\sum_{p=1}^{V} k_{3p}^3 N_p A_p^3 - \frac{3A_q}{N_0}\sum_{p=1}^{V} k_{2p}^2 N_p A_p^2 + \frac{2A_q^3}{N_0^2}\right). \qquad (5\text{-}33)$$

Для однотипных поездов:

$$a_{2q} = \frac{N_0}{n_q}\left(\frac{k_2^2}{N_q} - \frac{1}{N_0}\right) A_q^2; \qquad (5\text{-}34)$$

$$a_{3q} = \left(\frac{N_0}{n_q}\right)^2\left(\frac{k_3^3}{N_q^2} - \frac{3k_2^2}{N_0 N_q} + \frac{2}{N_0^2}\right) A_q^3. \qquad (5\text{-}35)$$

На основании выполненных для определения избыточной энергии расчетов можно найти время работы приемников избыточной энергии . Для этого можно воспользоваться кривой для $\alpha$, приведенной на рис. 5-1, и формулой (5-4).

При применении в качестве приемников избыточной энергии рекуперации поглощающих установок или инверторов с высоким напряжением включения энергия рекуперации может передаваться на несколько фидерных зон. В этом случае расчет избыточной энергии надо вести не для отдельных подстанций, а для расчетного участка, включающего несколько подстанций. Указанные выше величины (расходы энергии, времена хода, средние, среднеквадратичные и среднекубичные значения тока поезда, максимальное число поездов) должны определяться не для подстанционной зоны,

а для расчетного участка. Что касается входящих в формулы (5-32—5-35) коэффициентов $k_2^2$ и $k_3^3$, их следует для расчетного участка определять по формулам:

$$k_2^2 = \frac{k_{21}^2 \frac{A_1^2}{t_1} + k_{20}^2 \frac{A_0^2}{t_0} + k_{22}^2 \frac{A_2^2}{t_2}}{(A_1 + A_0 + A_2)^2} (t_1 + t_0 + t_2); \qquad (5\text{-}36)$$

$$k_3^3 = \frac{k_{31}^3 \frac{A_1^3}{t_1^2} + k_{30}^3 \frac{A_0^3}{t_0^2} + k_{32}^3 \frac{A_2^3}{t_2^2}}{(A_1 + A_0 + A_2)^3} (t_1 + t_0 + t_2)^2, \qquad (5\text{-}37)$$

где $k_{21}$, $k_{31}$, $A_1$ и $t_1$ — соответственно коэффициенты, подсчитанные по формулам (5-27) и (5-28) для фидерной зоны, лежащей слева от крайней левой подстанции расчетного участка, расход энергии на движение поезда и время его хода по этой зоне;

$k_{22}$, $k_{32}$, $A_2$ и $t_2$ — то же, но для фидерной зоны, лежащей справа от крайней правой подстанции расчетного участка;

$k_{20}$, $k_{30}$, $A_0$ и $t_0$ — то же, но для расчетного участка.

Коэффициенты $k_{21}$, $k_{22}$, $k_{31}$, $k_{32}$ рассчитываются с учетом фактической схемы питания соответствующих фидерных зон, а коэффициенты $k_{20}$ и $k_{30}$ — во всех случаях по формулам для двустороннего питания.

Определение длины расчетного участка при поглощающих установках или инверторах с высоким напряжением включения приближенно может быть произведено следующим образом.

Для каждой фидерной зоны находится расчетное число поездов на каждом пути по формуле (5-25), принимая в ней за $\theta$ интервал графика движения при среднегодовом суточном числе поездов, поскольку определяется средняя величина — избыточная энергия.

Затем рассматривается условная расчетная схема. На схеме располагается найденное число поездов на каждой фидерной зоне и по каждому пути таким образом, чтобы один из поездов находился в том месте, где возможна рекуперация с наибольшим током. Остальные поезда этой же зоны размещаются равномерно по ее длине через интервал движения, принимая токи рекуперирующих и тяговых электровозов в соответствии с тяговыми расчетами.

На рис. 5-4 представлена схема для определения длины расчетного участка, соответствующая однопутной линии железной дороги или двухпутной с параллельным питанием контактной сети путей (в последнем случае на схеме показываются нагрузки обоих путей). Для двухпутных линий с раздельным питанием контактной сети обоих путей должна быть составлена схема для каждого пути с указанием расположенных на этих путях нагрузок, причем контактная сеть обоих путей соединена в месте расположения подстанций. Та-

кая же схема составляется при узловой схеме питания, но добавляется еще по одному соединению контактной сети путей между подстанциями. С некоторым приближением для узловой схемы питания может быть составлена такая же расчетная схема, как и для параллельного питания.

Индексы на рис. 5-4 имеют следующее значение:

г — рекуперирующий электровоз;

$i$ и $j$ — электровозы в тяговом режиме, находящиеся соответственно слева и справа от рекуперирующего;

$m$ и $n$ — последние электровозы в режиме тяги, которые могут получать энергию от рекуперирующего электровоза, находящиеся соответственно слева и справа от него.

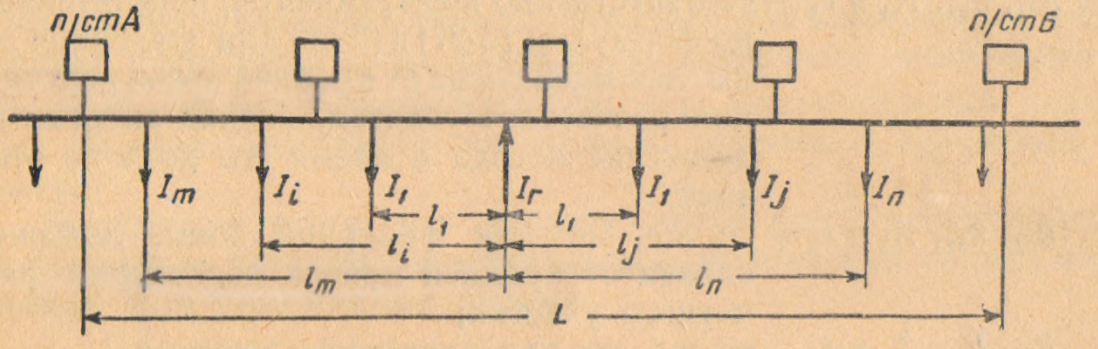



Рис. 5-4

Все указанные на схеме расстояния и нумерация электровозов отсчитываются от рекуперирующего электровоза в обе стороны.

При определении длины расчетного участка будем предполагать, что напряжение на рекуперирующем электровозе равно максимально допустимому $U_{доп}$ (для дорог постоянного тока при рекуперации $U_{доп} = 4\,000$ *в*); в пределах расчетного участка нет включенных приемников избыточной энергии рекуперации; напряжение на шинах тяговых подстанций выше напряжения холостого хода, вследствие чего они не отдают и не принимают энергию рекуперации. При этих условиях расчетный участок будет ограничиваться с обеих сторон тяговыми подстанциями, питающими электровозы, находящиеся в режиме тяги, т. е. теми подстанциями, у которых напряжение на шинах ниже напряжения холостого хода.

Чтобы найти граничные для расчетного участка подстанции, надо определить, у каких электровозов в тяговом режиме напряжение будет ниже напряжения холостого хода подстанции. Для схемы рис. 5-4 уровень напряжения у последнего электровоза $m$, получающего часть энергии от рекуперирующего электровоза и расположенного слева от него, может быть найден по формуле

$$U_m = U_{доп} - r \sum_{i=1}^{m} I_i l_i \ [в], \qquad (5\text{-}38)$$

где $r$ — сопротивление проводов контактной сети и рельсов в *ом/км*;

$I_i$ — ток $i$-го электровоза в $a$;

$l_i$ — расстояние от рекуперирующего электровоза до $i$-го в $км$.

При этом должно быть

$$U_m \leqslant U_0, \tag{5-39}$$

где $U_0$ — напряжение холостого хода подстанции в $в$.

Разница между последними двумя напряжениями должна быть минимальной. Иначе говоря, для части расчетного участка слева от рекуперирующего электровоза должно выполняться условие

$$\sum_{i=1}^{m-1} I_i l_i < \frac{U_{доп} - U_0}{r} \leqslant \sum_{i=1}^{m} I_i l_i, \tag{5-40}$$

а для части расчетного участка справа от рекуперирующего электровоза

$$\sum_{j=1}^{n-1} I_j l_j < \frac{U_{доп} - U_0}{r} \leqslant \sum_{j=1}^{n} I_j l_j. \tag{5-41}$$

По этим двум формулам легко находятся поезда $m$ и $n$ путем последовательного суммирования произведений токов тяговых электровозов на расстояния от них до рекуперирующего до тех пор, пока не будут выполнены указанные условия.

Расчетный участок длиной $L$ будет ограничиваться ближайшими подстанциями $А$ и $Б$, расположенными соответственно слева от электровоза $m$ и справа от электровоза $n$.

Если на расчетной схеме будет несколько рекуперирующих электровозов и между ними находятся электровозы в тяговом режиме, то расчетные участки определяются для каждого рекуперирующего электровоза отдельно. В том случае, когда соседние расчетные участки имеют общую граничную подстанцию или перекрывают друг друга, их следует объединить в один расчетный участок, ограниченный крайней левой и крайней правой подстанциями соединяемых участков.

При двух соседних рекуперирующих электровозах, не разделенных электровозом в режиме тяги, определение расчетного участка и измерение всех расстояний производятся влево от левого рекуперирующего электровоза и вправо от правого.

**Пример расчета избыточной энергии рекуперации.** Расчет проведен для подстанции *Кч* (в предположении, что на ней установлен инвертор с естественной характеристикой) и подстанционной зоны с двусторонним питанием, ограниченной подстанциями *Ку* и *Кнд*, при первом варианте расположения подстанций и по данным примерного расчета, приведенного в главе 13. В зону питания подстанции *Кч* входят перегоны *Ку — Нк*, *Нк — Кч* слева от подстанции и *Кч — Пр*, *Пр — Кнд* справа от нее.

Будем считать путь с направлением движения поездов от *Ку* к *Кнд* первым ($q = 1$), а в обратном направлении — вторым ($q = 2$).

По участку обращаются поезда трех типов: грузовые весом 4 000 $т$ ($p$=1), порожние весом 1 500 $т$ ($p = 2$) и пассажирские весом 1 000 $т$ ($p = 3$). Рекуперативное торможение применяется только на поездах первого типа при движении по первому пути. За расчетный период примем сутки. Суммируя по всем перегонам подстанционной зоны времена хода поезда — полные,

в режиме тяги и в режиме рекуперации, а также расход энергии на тягу и возврат энергии при рекуперации для поезда каждого типа и по каждому пути отдельно, получим исходные данные для расчета, сведенные в табл. 5-1.

Таблица 5-1

| Показатель | $N_p$ | | | $t_p$ в *мин* | | | $t_{рт}$ в *мин* | | | $t_{рг}$ в *мин* | $A_{ртп}$ в *квт·ч* | | | $A_{ргп}$ в *квт·ч* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $p$ | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 1 | 2 | 3 | 1 |
| $q=1$ | 80 | 5 | 15 | 31 | 29,4 | 22,9 | 14,5 | 13,5 | 7,6 | 11 | 728 | 992 | 379 | 532 |
| $q=2$ | 38 | 47 | 15 | 37,2 | 29,7 | 23,8 | 36,3 | 29,1 | 23,2 | — | 3 490 | 2 380 | 1 144 | — |

Примечание. Расчет выполнен в предположении, что указанные в таблице 5-1 числа поездов соответствуют среднегодовым размерам движения.

В табл. 5-1 $A_{ртп}$ и $A_{ргп}$ — соответственно: полный (не разнесенный по подстанциям) расход энергии на тягу и возврат энергии при рекуперации поездом типа $p$.

Разложив расход энергии на движение поезда по каждому перегону между подстанциями с учетом действительного сопротивления контактной сети (по данным примерного расчета главы 13) и рельсов (типа Р50), найдем расход энергии на движение каждого типа поезда, отнесенный к расчетной подстанции *Кч* (табл. 5-2). Разложение следует производить по каждому пути отдельно, хотя в примерном расчете принята узловая схема питания контактной сети с секционными постами в пунктах *Нк* и *Пр*. Это допустимо, так как полученные результаты в дальнейшем при определении $k_э$ и $S$ суммируются по путям, а, как известно, нагрузка подстанции не зависит от наличия соединений проводов контактной сети разных путей в фидерной зоне.

Таблица 5-2

| Показатель | $A_{рт}$ в *квт·ч* | $A_{рг}$ в *квт·ч* | $A_p$ в *квт·ч* | | | $A_q$ в *квт·ч* | $A$ в *квт·ч* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $p$ | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | $\sum_{p=1}^{3} N_p A_p$ | $\sum_{q=1}^{2} A_q$ |
| $q=1$ | 386 | 208 | 178 | 562 | 223 | $20{,}4\cdot10^3$ | $142{,}4\cdot10^3$ |
| $q=2$ | — | — | 1 568 | 1 155 | 549 | $122\cdot10^3$ | |

По данным табл. 5-1 и 5-2 определим значения коэффициентов $k^2_{2p}$ и $k^3_{3p}$. По формуле (5-27) для двустороннего питания найдем при $q=1$ и $p=1$

$$k_2^2 = 1{,}4\,\frac{\frac{386^2}{14{,}5}+\frac{208^2}{11}}{(386-208)^2}\,31 = 19{,}5.$$

Поскольку поезда остальных типов на обоих путях не рекуперируют, то для них можно использовать формулу (5-29), например, при $q=1$ и $p=2$

$$k_2^2 = 1{,}4\,\frac{29{,}4}{13{,}5} = 3{,}05.$$

По формуле (5-28) при $q=1$ и $p=1$

$$k_3^3 = 2{,}24\,\frac{\frac{386^3}{14{,}5^2}-\frac{208^3}{11^2}}{(386-208)^3}\,31^2 = 76{,}1.$$

Для остальных поездов применима формула (5-30), например, при $q=1$ и $p=2$

$$k_3^3 = 2{,}24\left(\frac{29{,}4}{13{,}5}\right)^2 = 10{,}6.$$

Результаты расчета этих коэффициентов сведены в табл. 5-3.

Таблица 5-3

| Показатель | $k^2{}_{2p}$ | | | $k^3{}_{3p}$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $p$ . . . . . | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| $q=1$ . . . . . | 19,5 | 3,05 | 4,34 | 76,1 | 10,6 | 20,3 |
| $q=2$ . . . . . | 1,435 | 1,427 | 1,435 | 2,35 | 2,33 | 2,35 |

При минимальном интервале графика движения $\theta=8$ *мин* $N_0=\frac{1\,440}{8}=180$. Величина $n_q$ для первого пути может быть найдена по формуле (5-25), поскольку число поездов основного (первого) типа значительно превышает число поездов остальных типов. Тогда $t_q=t_1=31$ *мин* и

$$n_1=\frac{31}{8}=3{,}88.$$

На втором пути наибольшее время хода у поезда первого типа $t_2=37{,}2$ *мин*, тогда

$$n_2=\frac{37{,}2}{8}=4{,}65.$$

По формуле (5-31)

$$\beta_1=\frac{3{,}88-1}{180-1}=0{,}016$$

и

$$\beta_2=\frac{4{,}65-1}{180-1}=0{,}0204.$$

Поскольку $\beta_q$ много меньше единицы, а также значений $k_{2p}^2$ и $k_{3p}^3$ (см. табл. 5-3), то для расчета $a_{2q}$ можно использовать упрощенную расчетную формулу (5-32). По данным таблиц 5-1, 5-2 и 5,3 для первого пути

$$a_{21}=\frac{180}{3{,}88}\left[(19{,}5\cdot 80\cdot 178^2+3{,}05\cdot 5\cdot 562^2+4{,}34\cdot 15\cdot 223^2)-\right.$$
$$\left.-\frac{(20{,}4\cdot 10^3)^2}{180}\right]=2{,}56\cdot 10^9.$$

По уточненной формуле (5-23) с учетом $\beta_q$ получается практически тот же результат. Для второго пути

$$a_{22}=\frac{180}{4{,}65}\left[(1{,}435\cdot 38\cdot 1\,568^2+1{,}427\cdot 47\cdot 1\,155^2+1{,}435\cdot 15\cdot 549^2)-\right.$$
$$\left.-\frac{(122\cdot 10^3)^2}{180}\right]=5{,}72\cdot 10^9.$$

По формуле (5-23) $a_{22} = 5{,}65 \cdot 10^9$, т. е. погрешность невелика — около 1,2%. Коэффициент эффективности нагрузки подстанции по формуле (5-22)

$$k_э^2 = \frac{(2{,}56 + 5{,}72)\,10^9}{(142{,}4 \cdot 10^3)^2} + 1 = 1{,}41.$$

Для этого значения по кривой рис. 5-2 (поскольку общий расход энергии положителен, т. е. расход энергии на тягу больше энергии рекуперации) найдем $A_\sigma\% = 1{,}6\%$.

Значение $a_{3q}$ определится по формуле (5-33)

$$a_{31} = \left(\frac{180}{3{,}88}\right)^2 \left[(76{,}1 \cdot 80 \cdot 178^3 + 10{,}6 \cdot 5 \cdot 562^3 + 20{,}3 \cdot 15 \cdot 223^3) - \right.$$

$$- \frac{3 \cdot 20{,}4 \cdot 10^3}{180} (19{,}5 \cdot 80 \cdot 178^2 + 3{,}05 \cdot 5 \cdot 562^2 + 4{,}34 \cdot 15 \cdot 223^2) +$$

$$\left. + \frac{2\,(20{,}4 \cdot 10^3)^3}{180^2}\right] = 60{,}8 \cdot 10^{12}.$$

По уточненной формуле (5-24) $a_{31} = 60{,}4 \cdot 10^{12}$, т. е. погрешность составляет 0,7%.

$$a_{32} = \left(\frac{180}{4{,}65}\right)^2 \left[(2{,}35 \cdot 38 \cdot 1\,568^3 + 2{,}33 \cdot 47 \cdot 1\,155^3 + 2{,}35 \cdot 15 \cdot 549^3) - \right.$$

$$- \frac{3 \cdot 122 \cdot 10^3}{180} (1{,}435 \cdot 38 \cdot 1\,568^2 + 1{,}427 \cdot 47 \cdot 1\,155^2 + 1{,}435 \cdot 15 \cdot 549^2) +$$

$$\left. + \frac{2\,(122 \cdot 10^3)^3}{180^2}\right] = 235 \cdot 10^{12}.$$

По формуле (5-24) $a_{32} = 232 \cdot 10^{12}$, т. е. погрешность равна 1,3%.

Величина асимметрии по формуле (5-21)

$$S = \frac{1}{2\sqrt{(1{,}41 - 1)^3}} \cdot \frac{(60{,}8 + 235)\,10^{12}}{(142{,}4 \cdot 10^3)^3} = 0{,}193.$$

По рис. 5-3 для значения

$$k_э^2 = 1{,}41$$

получим

$$\frac{e^{-\frac{1}{2\left(k_э^2 - 1\right)}}}{\sqrt{2\pi}} = 0{,}12.$$

Тогда по формуле (5-20)

$$A_s\% = \frac{0{,}193}{3}\,0{,}12 \cdot 100 = 0{,}77\%.$$

Избыточная энергия $A_и$ в процентах от общего расхода энергии на тягу за вычетом энергии рекуперации (от $A$) определится по формуле (5-18)

$$A_и\% = 1{,}6 - 0{,}77 = 0{,}83\%.$$

Поскольку $A = 142{,}4 \cdot 10^3$ *квт·ч*, то

$$A_и = \frac{0{,}83}{100}\,142{,}4 \cdot 10^3 = 1\,180 \text{ } квт \cdot ч.$$

Общая энергия рекуперации за сутки на подстанционной зоне составляет $A_г = 80 \cdot 532 = 42\,600$ *квт·ч*. Избыточная энергия в процентах от $A_г$ составит

$\frac{1\,180}{42\,600}100 = 2{,}77\%$ при инверторе с естественной характеристикой на подстанции *Кч*.

По кривой рис. 5-1 для значения $k_э^2 = 1{,}41$ найдем $\alpha = 3{,}5\%$, откуда по формуле (5-4) общее время работы инвертора в течение суток составит $T_{и\,сут} = 0{,}035 \cdot 24 = 0{,}84$ *ч*, а за год $T_{и\,год} = 0{,}035 \cdot 8\,760 = 307$ *ч*.

Небольшие величины избыточной энергии и времени работы инвертора объясняются тем, что рекуперируют только локомотивы поездов одного из типов на одном из путей.

## § 5-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ И ВЫБОР МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИЕМНИКОВ ИЗБЫТОЧНОЙ ЭНЕРГИИ РЕКУПЕРАЦИИ

Номинальной мощностью инвертора может считаться его мощность при длительно допустимом (номинальном) токе инвертирования и напряжении, соответствующем этому току, в зависимости от естественной или компаундированной характеристики инверторного агрегата, при которой он нормально работает. Номинальной мощностью поглощающей установки условимся называть суммарную мощность всех ее ступеней при напряжении на шинах подстанции 4 000 *в*.

Мощность и расположение приемников избыточной энергии рекуперации должны выбираться из условия обеспечения безопасности движения поездов, т. е. создания необходимого тормозного момента у рекуперирующих поездов при любой достаточно вероятной поездной ситуации. Это значит, что надо найти максимальные избыточные токи, т. е. наибольшую нагрузку приемников, вероятность которой больше установленной нормы по условиям безопасности движения. Однако такой нормы сейчас нет.

В реальных условиях может встретиться большое разнообразие вариантов расположения рекуперирующих и находящихся в режиме тяги электровозов и величин их токов. Поэтому при выборе расчетной схемы для определения наибольшей нагрузки приемников следовало бы проанализировать условия движения поездов. Если по условиям движения возможен случай, когда на расчетном участке будут находиться только рекуперирующие электровозы, то расчет приемников должен вестись для этого наиболее тяжелого режима. Если же на расчетном участке обязательно будет находиться, кроме рекуперирующих, также и некоторое минимальное число электровозов в режиме тяги, то расчет надо проводить для этого режима.

В проектной практике в настоящее время мощность приемников выбирается, исходя из некоторых условных расчетных схем, дающих большие избыточные токи.

Для получения этих схем определяется расчетное число поездов на каждой фидерной зоне и каждом пути по формуле (5-25). Для двухпутных участков в качестве расчетных могут быть рассмотрены, в частности, следующие схемы [2]. По первой схеме на пути с большей энергией рекуперации принимается максимальное число поездов с минимальным интервалом графика движения, а на другом

пути — число поездов, соответствующее средним размерам движения. По второй схеме на пути с большей энергией рекуперации принимается число поездов при средних размерах движения, а на другом пути предполагается возможно большее разрежение поездов (при возможности перерыва движения на одном пути — полное отсутствие поездов). Результаты расчетов по разным расчетным схемам сравниваются и выбирается окончательное размещение и мощность приемников, удовлетворяющие всем расчетным схемам.

Для расчетной схемы при однопутном участке может быть принято число поездов, соответствующее частично пакетному графику движения из двух поездов с минимальным интервалом попутного следования в направлении движения с большей энергией рекуперации и одного поезда (с минимальным потреблением энергии) в обратном направлении.

Величины токов рекуперирующих и находящихся в режиме тяги электровозов берутся для расчетных схем из тяговых расчетов при неблагоприятном расположении поездов, обеспечивающем наибольшие избыточные токи, но с учетом полученных для данной расчетной схемы интервалов графика движения.

Решение мгновенных расчетных схем заключается в построении потенциальной диаграммы, т. е. в определении уровня напряжения у каждого электровоза, подстанции, приемника избыточной энергии. Эти напряжения не должны превосходить максимально допустимого при рекуперации 4 000 *в*.

После выбора расчетных схем намечается предварительное расположение приемников в местах ожидаемого появления избыточной энергии и ориентировочно устанавливается их мощность с учетом токов рекуперации $I_г$ и тяги $I_т$, причем суммарный ток приемников не должен быть меньше разницы суммарных токов рекуперации и тяги

$$\sum I_п = \sum I_г - \sum I_т, \qquad (5\text{-}42)$$

но и превышение должно быть минимальным. Распределение суммарного тока между приемниками производится с учетом расположения поездов.

Размещение приемников избыточной энергии должно обеспечивать потребление ими всего избыточного тока рекуперации для принятой расчетной схемы, чтобы не допустить срыва торможения. При этом по экономическим соображениям желательно, чтобы основная часть энергии рекуперации потреблялась локомотивами, находящимися в тяговом режиме, и минимальное количество ее перерабатывалось стационарными приемниками.

Инверторы, как известно, располагаются только на подстанциях. При наличии инверторов вблизи от участка рекуперации повышение напряжения на рекуперирующем локомотиве сравнительно невелико.

Однако с точки зрения экономии электроэнергии менее выгодно намечать установку инверторов в непосредственной близости от участка постоянной рекуперации, т. е. на ближайшей к этому

участку подстанции, так как в этом случае больше избыточная энергия, перерабатываемая инверторами, и меньше энергии рекуперации, потребляется локомотивами в тяговом режиме. При большом же избыточном токе может потребоваться установка нескольких инверторов на подстанции. Поэтому лучше намечать установку инверторов дальше от участка с наибольшими токами рекуперации, если это, конечно, не приведет к слишком сильному повышению напряжения на рекуперирующем локомотиве и тем более за пределы допустимого напряжения.

Поглощающие сопротивления, имеющие высокое напряжение включения, должны устанавливаться вблизи от участка постоянной рекуперации, чтобы при отсутствии локомотивов в режиме тяги или потреблении ими малого тока принять возможный избыточный ток и не допустить срыва торможения. Высокое напряжение включения поглощающих сопротивлений обеспечивает передачу большей части энергии рекуперации локомотивам в тяговом режиме при близком расположении приемника и рекуперирующих локомотивов.

Поглощающие сопротивления могут устанавливаться не только на тяговых подстанциях, но и на фидерной зоне между ними. Последний способ размещения приемников разрабатывается в настоящее время. Он может рассматриваться как дополнительное мероприятие для обеспечения безопасности движения на дорогах со сложным профилем, с большими и затяжными уклонами. Установка поглощающего устройства на фидерной зоне (фидерного приемника) сопряжена с некоторыми дополнительными затратами. В то же время фидерное поглощающее устройство может несколько упроститься за счет того, что оно необязательно должно оборудоваться аппаратурой безынерционного включения. Это объясняется тем, что такой аппаратурой оснащены подстанционные поглощающие устройства, которые в случае необходимости выполняют роль предохранительного клапана для рекуперирующего электровоза при резком изменении его напряжения.

Вообще после окончательного выбора расположения и мощности поглощающих сопротивлений можно определить путем анализа расчетных схем, где возможны случаи резкого изменения потребляемого тока рекуперации и связанного с этим повышения напряжения рекуперирующего электровоза и там установить аппаратуру безынерционного включения. С учетом того, что один комплект этой аппаратуры может обслуживать две ступени сопротивлений, имеет смысл стремиться по возможности к размещению ступеней на подстанциях парами (две или четыре), фидерные же устройства возможно устанавливать в виде одной, двух или трех ступеней. Подобные мероприятия могут снизить общую стоимость поглощающих устройств, повысить надежность рекуперативного торможения и увеличить экономическую эффективность рекуперации энергии.

Расчетная мгновенная схема представляет собой электрическую цепь (рис. 5-5) со смешанным соединением элементов—последова-

тельных (контактная сеть $R_{кс}$ и рельсы $R_р$) и параллельных (тяговые подстанции $ТП$ и нагрузки $I_т$, $I_г$). Для решения ее необходимо предварительно определить вольт-амперные характеристики всех элементов схемы, т. е. зависимость напряжения контактной сети $U$ в точке подключения элемента от тока в этом элементе $I$. При этом

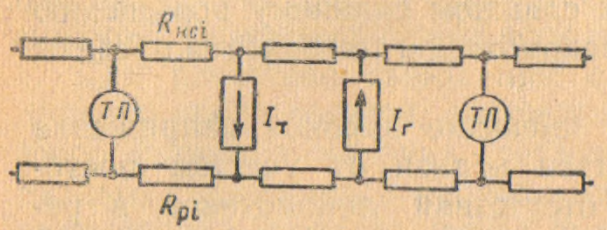



Рис. 5-5

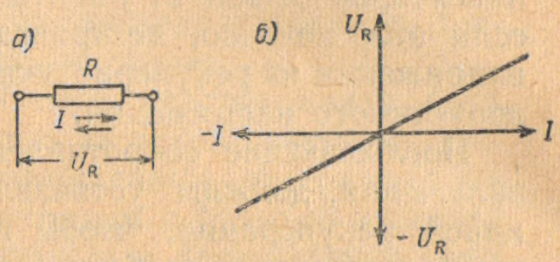



Рис. 5-6

на характеристиках параллельных элементов за положительный (вправо от оси ординат $U$) примем ток, направленный к проводам контактной сети (для выпрямительных агрегатов и рекуперирующих локомотивов), отрицательным будет ток, направленный от проводов к рельсам (для приемников избыточной энергии и локомотивов в режиме тяги). На характеристиках последовательных элементов положительным будет ток в контактной сети, протекающий вправо, отрицательным — влево.

Для любого линейного сопротивления (рис. 5-6, *а*) характеристика $U=IR$ выражается прямой линией (рис. 5-6, *б*).

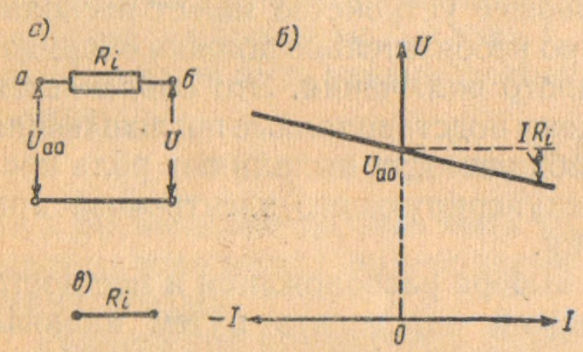



Рис. 5-7

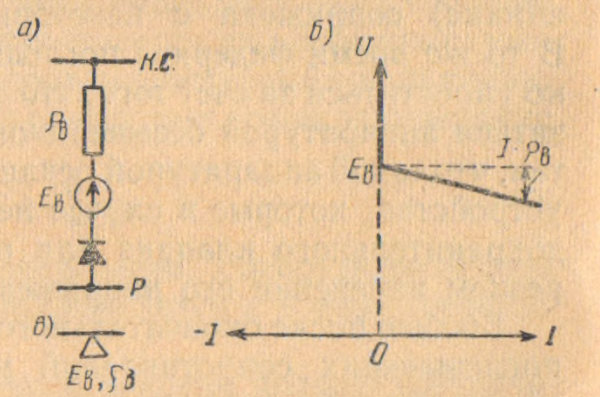



Рис. 5-8

Сопротивление контактной сети $i$-го участка длиной $l_i$ *км* между соседними параллельными элементами схемы определится по формуле

$$R_i = R_{кci} + R_{pi} = (r_{кс} + r_р)\, l_i \ [ом], \qquad (5\text{-}43)$$

где $r_{кс}$ и $r_р$ — сопротивления 1 *км* проводов контактной сети и рельсов в *ом/км*.

Эта формула справедлива для однопутных участков и двухпутных с параллельным соединением проводов; для двухпутных участков с раздельным и узловым питанием она является приближенной, поскольку рельсы обоих путей соединены параллельно. Схема за-

мещения сопротивлений проводов и рельсов показана на рис. 5-7, *а*. Характеристика для нее (рис. 5-7, *б*) определяется выражением

$$U = U_{a0} - U_R = U_{a0} - IR, \qquad (5\text{-}44)$$

где $U_{a0}$ — напряжение в точке *а* схемы замещения, равное напряжению в точке *б* при отсутствии тока в данном элементе, в *в*;

$I$ — ток в контактной сети, могущий быть положительным и отрицательным, в *а*.

Для схемы замещения подстанции с выпрямительным агрегатом (рис. 5-8, *а*) вольт-амперная характеристика (рис. 5-8, *б*) строится по формуле

$$U = E_в - I\rho_в, \qquad (5\text{-}45)$$

где $E_в$ — э. д. с. источника, соответствующая напряжению холостого хода на шинах выпрямленного напряжения подстанции с учетом падения напряжения в дуге ртутного выпрямителя в *в*. Эта величина определяет собой условия рекуперации энергии, так как чем она выше, тем меньше интервал между ней и допустимым напряжением 4 000 *в*, а следовательно, хуже условия для передачи энергии рекуперации потребителям. В свою очередь напряжение холостого хода подстанции зависит от первичного напряжения на ее вводах. Уровень первичного напряжения может быть найден из анализа режима напряжения в питающей энергосистеме. При отсутствии таких данных можно ориентировочно принимать $E_в = 3\,700$ *в*;

$I$ — ток подстанции в *а*; отрицательного тока из-за наличия вентиля быть не может;

$\rho_в$ — внутреннее сопротивление подстанции в режиме выпрямления тока в *ом*, которое может быть найдено [1] по формуле

$$\rho_в = \frac{AE_в}{I_н}\left(\frac{u_к\,\%}{100\,n} + \frac{S_н}{S_{кз}}\right)\ [ом], \qquad (5\text{-}46)$$

где $A$ — коэффициент относительного наклона внешней характеристики агрегата, зависящий от схемы выпрямления тока; для схем—нулевой с уравнительным реактором и трехфазной мостовой $A = 0{,}5$;

$n$ — число работающих агрегатов при данной расчетной схеме. В режиме тяги для однопутного участка и двухпутного участка при первой расчетной схеме его можно принимать равным числу агрегатов рабочей мощности, а для двухпутного участка при второй расчетной схеме — половине этого числа. В режиме инвертирования $n = 1$ или 2 в зависимости от намечаемого числа инверторов (при двойной тяге на участке с тяжелым профилем преимущественно 2);

$I_н$ — номинальный ток одного агрегата в *а*;

$u_к$ % — напряжение к. з. тягового трансформатора в % (обычно 7—10%);

$S_н$ — номинальная мощность первичной обмотки одного тягового трансформатора в *ква*;

$S_{кз}$ — мощность к. з. на шинах, от которых получают питание преобразовательные агрегаты (на сборных шинах высшего напряжения или в случае двойной трансформации — на вторичной стороне понизительных трансформаторов) в *ква*. Берется из расчетов т. к. з. или, при отсутствии данных, ориентировочно по разрывной мощности масляного высоковольтного выключателя тягового агрегата.

Схема замещения инвертора (рис. 5-9, *а*) и его характеристика, определяемая выражением

$$U = E_и \pm I\rho_и \ [в], \qquad (5\text{-}47)$$

показана на рис. 5-9, *б*, где линия *1* соответствует естественной характеристике, линия *2* — падающей.

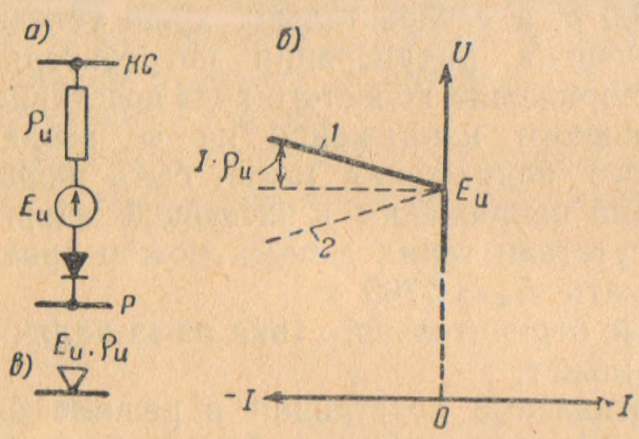



Рис. 5-9

Здесь $E_и$ — э. д. с. инвертора, аналогичная $E_в$. Ток подстанции $I$ имеет только отрицательные значения. Внутреннее сопротивление подстанции в режиме инвертирования $\rho_и$ определяется по формуле (5-46), подставляя в нее $E_и$ вместо $E_в$. Знак «+» в формуле (5-47) при естественной характеристике, знак « — » при падающей характеристике инвертора. В последнем случае $\rho_и$ определяется исходя из заданного наклона характеристики инвертора.

Поглощающая установка может состоять из разного числа ступеней, которое определяется номинальным током ступени при напряжении ее включения. Исходя из допустимых толчков тока двигателей электровоза при его пуске, номинальный ток первой ступени может быть принят 100 *а*, а каждой последующей — на 100 *а* больше предыдущей [4]. Сопротивление ступени № $k$ определится по формуле

$$R_k = \frac{U_{вкл\ k}}{100\,k} \ [ом], \qquad (5\text{-}48)$$

где $U_{вкл\ k}$ — напряжение включения $k$-й ступени в *в*.

Такая установка на 4 ступени (1, 2, 3, 4) представлена на рис. 5-10, *а*. Характеристика ее (рис. 5-10, *б*) при напряжении

$U > E_в$ является отрезками прямых линий, соответствующих сопротивлению ступеней. Линия каждой ступени, кроме последней, ограничена сверху напряжением включения следующей ступени. Эти линии могут быть построены по двум точкам: координаты первой

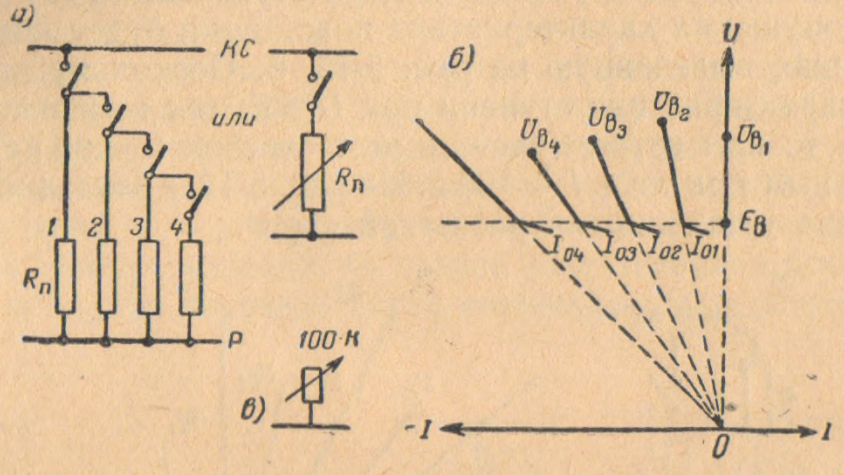



Рис. 5-10

точки $U_{вкл\ k+1}$ и $I = 100\ k$, координаты второй точки $E_в$ и $I = \frac{E_в}{R_k}$.

Нижние отрезки характеристики при напряжении $U < E_в$ определяются совместной работой рекуперирующих локомотивов и выпрямителей подстанции на поглощающие сопротивления и ограничиваются снизу током отключения данной ступени. На рис. 5-10, *в* показано условное обозначение установки на расчетной схеме.

На рис. 5-11, *а* показана схема замещения, а на рис. 5-11, *б* — характеристика (*1* — естественная; *2* — компаундированная) тяговой подстанции с ртутно-выпрямительными и инверторными агрегатами в общем случае при неодинаковых $E_в$ и $E_и$. Наклон линий в выпрямительном и инверторном режимах различен, так как $\rho_в$ и $\rho_и$ могут быть разными. На рис. 5-11, *в* показано условное обозначение установки на расчетной схеме.

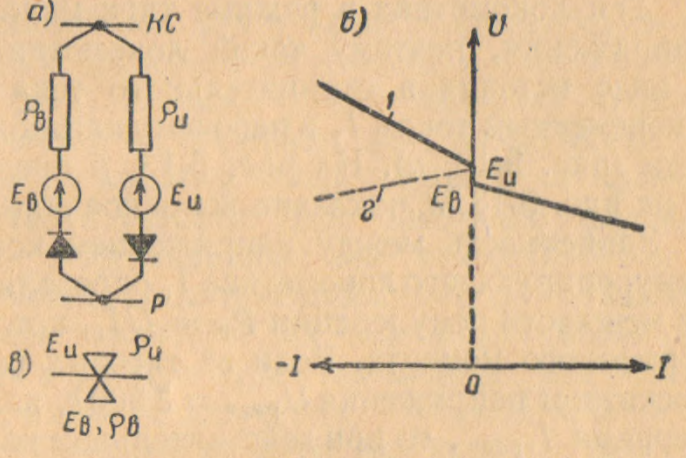



Рис. 5-11

На рис. 5-12, *а* приведена схема замещения, а на рис. 5-12, *б* — характеристика подстанции с выпрямителями и поглощающей установкой, на которой выделена линия второй ступени (так будет выглядеть характеристика, если поглощающее устройство имеет

только две ступени). При определении мощности поглощающей установки можно пренебречь нижним отрезком характеристики ступени при напряжении $U < E_в$, тем более что на этом отрезке изменение напряжения происходит в незначительном диапазоне. Если поглощающая установка состоит только из двух ступеней, то с учетом указанного допущения характеристика подстанции будет представлять собой линию, выделенную на рис. 5-12, *б*. Поскольку на верхнем отрезке характеристики ступени при $U > E_в$ ток изменяется незначительно, то при грубом расчете этот отрезок можно представить вертикальным при токе $I = 100\,k$. На рис. 5-12, *в* показано условное обозначение установки на расчетной схеме.

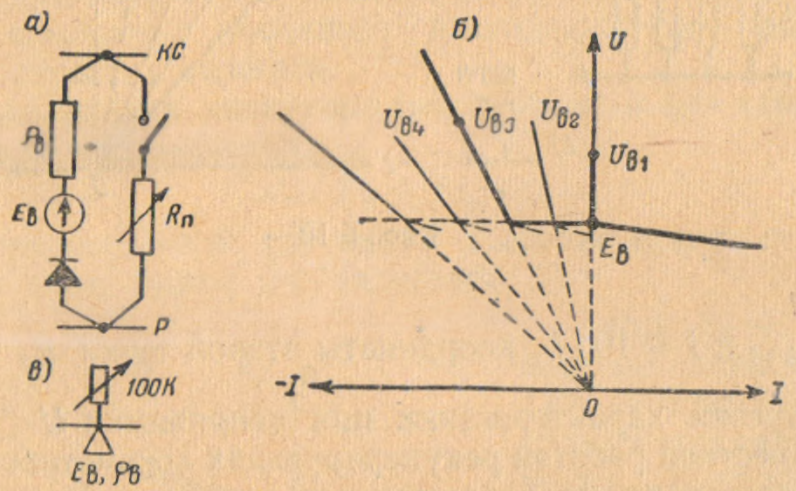



Рис. 5-12

Ток локомотива в режиме тяги мало изменяется с изменением напряжения, поэтому такой локомотив может быть представлен в виде источника отрицательного тока (от проводов к рельсам) с неизменным током $I_т$ в рабочем диапазоне напряжения контактной сети (рис. 5-13, *а*). На рис. 5-13, *б* представлена характеристика, а на рис. 5-13, *в* показано условное обозначение для этого случая.

Зависимость между напряжением контактной сети $U$ и током рекуперирующего локомотива $I_г$ определяется из условия постоянства мощности рекуперации $P_г = UI_г$, которая зависит от требуемого тормозного момента. Если из тяговых расчетов, выполненных при расчетном напряжении $U_{расч} = 3\,300\,в$, получен расчетный ток рекуперации $I_{грасч}$, то при действительном напряжении контактной сети $U$ действительный ток рекуперации

$$I_г = I_{г\,расч}\frac{U_{расч}}{U} = I_{г\,расч}\frac{3\,300}{U}. \qquad (5\text{-}49)$$

Тогда рекуперирующий локомотив можно представить в виде источника положительного тока с нелинейной проводимостью (рис. 5-14, *а*). Зависимость тока рекуперации от напряжения имеет гиперболический характер, но без большой погрешности (до 2,5%) ее можно выразить ломаной линией с координатами трех точек

(рис. 5-14, *б*): $U = 3{,}3$ *кв* и $I_г = I_{г\,расч}$; $U = 4$ *кв* и $I_г = 0{,}825 I_{г\,расч}$; $U = 3$ *кв* и $I_г = 1{,}1\ I_{г\,расч}$.

Поскольку при рекуперации уровень напряжения в контактной сети повышается, то для расчета в большинстве случаев понадобится только верхняя часть этой характеристики в диапазоне напряжений от 3 до 4 *кв*.

Используя условные обозначения элементов (рис. 5-7, *в* — 5-14, *в*), можно составить расчетную схему в виде, показанном на рис. 5-15 для различных схем питания контактной сети (*а* — для однопутного участка и двухпутного с параллельным соединением проводов путей; *б* — для двухпутного участка с раздельным на левой фидерной зоне и с узловым на правой зоне питанием проводов контактной сети), где отмечено также возможное размещение приемни-

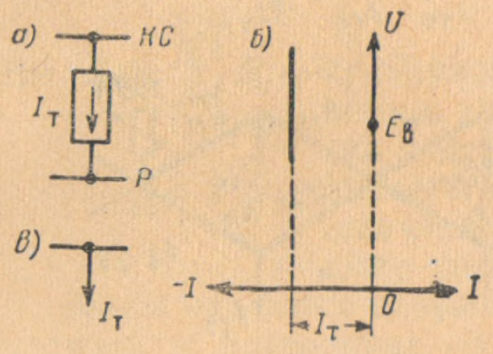



Рис. 5-13

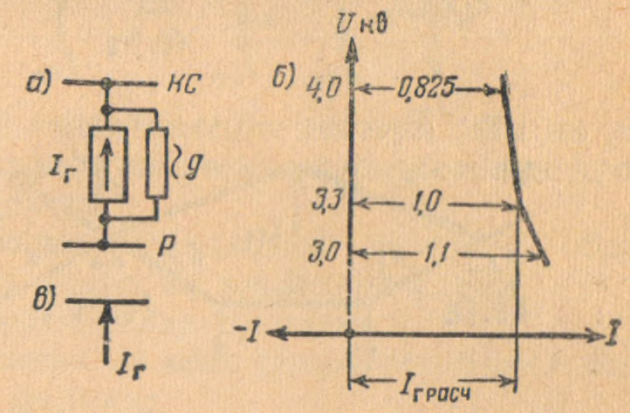



Рис. 5-14

ков. Расчетная схема составляется для участка, включающего все фидерные зоны, на которых возможна рекуперация энергии. При составлении этой схемы следует также учесть нагрузку крайних подстанций расчетного участка от фидерных зон, находящихся за его пределами, т. е. слева от крайней левой и справа от крайней правой подстанций расчетного участка. Для этого надо предварительно найти нагрузку от этих фидерных зон, приходящуюся на крайние подстанции, что можно сделать обычным способом разложения токов поездов без учета характеристик подстанций (возникающая при этом погрешность в расчете будет тем меньше, чем больше длина расчетного участка, и вполне допустима, учитывая условность выбора расчетной схемы). Полученная нагрузка крайних подстанций может быть представлена на расчетной схеме в виде локомотивов в режиме тяги с соответствующими токами, расположенных непосредственно у крайних подстанций ($I_{т1}$ и $I_{т7}$ на рис. 5-15, *а*).

Выше были изложены общие соображения о размещении и выборе токов приемников избыточной энергии рекуперации. Для большей определенности при решении этой задачи может быть предложен следующий способ.

Для принятой расчетной мгновенной схемы производится разнесение по подстанциям токов локомотивов (как рекуперирующих,

так и находящихся в тяговом режиме) на всем рассматриваемом участке. Разнесение следует сделать с учетом внутренних сопротивлений тяговых подстанций, например, по способу, изложенному в главе 6. При этом токи рекуперирующих электровозов, полученные из тяговых расчетов (при напряжении 3 300 *в*), надо предварительно пересчитать на напряжение 3 900—3 800 *в*, исходя из того, что при расчетном неблагоприятном расположении поездов на токоприемниках рекуперирующих электровозов будет повышенное напряжение. Для этого указанные токи рекуперирующих электровозов надо умножить на коэффициент 0,85—0,87 [см. формулу (5-49)].

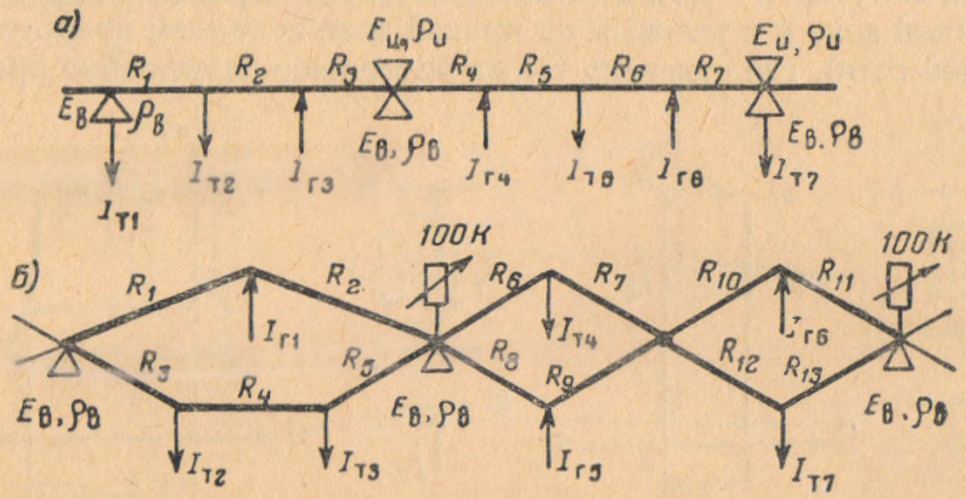



Рис. 5-15

После разнесения токов электровозов на некоторых подстанциях может получиться отрицательная нагрузка. На них и следует наметить расположение приемников избыточной энергии рекуперации.

Затем необходимо найти токи приемников. Эта задача может быть решена способом неравенств и графическим способом. Первый из них является приближенным, поскольку он не учитывает характеристик приемников и дает в результате решения область возможных значений их токов. Поэтому способом неравенств целесообразно пользоваться для предварительной оценки значений токов приемников. Последующее решение графическим способом с учетом характеристик приемников позволяет определить действительные значения их токов, а также уровней напряжения на каждом элементе расчетной схемы, а значит и во всех точках контактной сети.

Способ неравенств[1] заключается в следующем. Сначала следует весь расчетный участок разделить на частичные расчетные участки, ограниченные подстанциями, работающими в тяговом режиме, т. е. с положительными нагрузками, и включающие в себя подстанции, работающие в режиме приема избыточной энергии рекуперации,

[1] Предложен Г. Г. Марквард том с участием Г. А. Минина и М. С. Долгоплоск.

т. е. с отрицательными нагрузками. Пример схемы такого участка с двумя приемниками показан на рис. 5-16, *а*, где приняты следующие обозначения: $I_т$ — ток локомотива в режиме тяги; $I_г$ — то же в режиме рекуперации; $I_п$ — искомые токи приемников; $I_{т0}$ и $I_{тп}$ — токи нагрузки крайних подстанций от прилегающих к ним фидерных зон за пределами расчетного участка; $R_0 = \rho_в$ и $R_{n+1} = \rho_в$ — внутренние сопротивления крайних подстанций (в общем случае разные); остальные обозначения те же, что и выше.

Для полученной расчетной схемы определяются токи крайних подстанций (левой $I_{в0}$ и правой $I_{вп}$):

$$I_{в0} = \sum_{k=0}^{n} \pm I_k \left(1 - \frac{\sum_{i=0}^{k} R_i}{R_\Sigma}\right); \quad I_{вп} = \sum_{k=0}^{n} \pm I_k \frac{\sum_{i=0}^{k} R_i}{R_\Sigma}, \qquad (5\text{-}50)$$

где $R_\Sigma = \sum_{i=0}^{n+1} R_i$ — суммарное сопротивление тяговой сети на расчетном участке, включая сопротивления крайних подстанций;

$k$ и $n$ — соответственно порядковый номер и общее количество токов на расчетной схеме;

$i$ — номер сопротивления на схеме.

Затем находятся напряжения на всех рекуперирующих локомотивах и приемниках по формуле

$$U_m = E_в - I_{в0} \sum_{i=0}^{m} R_i + \sum_{k=0}^{m} \left(\pm I_k \sum_{i=k+1}^{m} R_i\right). \qquad (5\text{-}51)$$

Здесь $m$ — номер рекуперирующего локомотива или приемника, для которого определяется напряжение. В формулах (5-50) и (5-51) знак « + » относится к токам $I_т$ и $I_п$, знак « — » к токам $I_г$. В эти формулы, кроме известных величин токов локомотивов, входят также неизвестные токи приемников, т. е. токи подстанций и напряжения выражены через токи приемников.

Далее составляются неравенства, исходя из того, что напряжение на приемнике должно быть не меньше напряжения холостого хода подстанции:

$$U_{пm} \geqslant E_в, \qquad (5\text{-}51,а)$$

а напряжение на рекуперирующем локомотиве не должно превышать максимально допустимого

$$U_{гm} \leqslant U_{доп} \qquad (5\text{-}51,б)$$

(при постоянном токе $U_{доп} = 4\,000$ *в*).

Кроме того, крайние подстанции должны работать в тяговом режиме или, по крайней мере, на холостом ходу:

$$I_{в0} \geqslant 0 \quad и \quad I_{вп} \geqslant 0. \qquad (5\text{-}50, а)$$

Таким образом, число неравенств равно сумме числа приемников, рекуперирующих локомотивов и крайних подстанций.

После подстановки всех известных величин и преобразований неравенства (5-51, *а*) принимают следующий вид:

$$x' I_{п3} + y' I_{п5} \leqslant z', \qquad (5\text{-}52)$$

а неравенства (5-51, *б*) и (5-50, *а*) преобразуются к виду

$$x'' I_{п3} + y'' I_{п5} \geqslant z'', \qquad (5\text{-}53)$$

где $x$, $y$, $z$ — числовые коэффициенты, получающиеся при вычислениях и преобразованиях, а $I_{п3}$ и $I_{п5}$ — токи приемников (применительно к рис. 5-16, *а*).

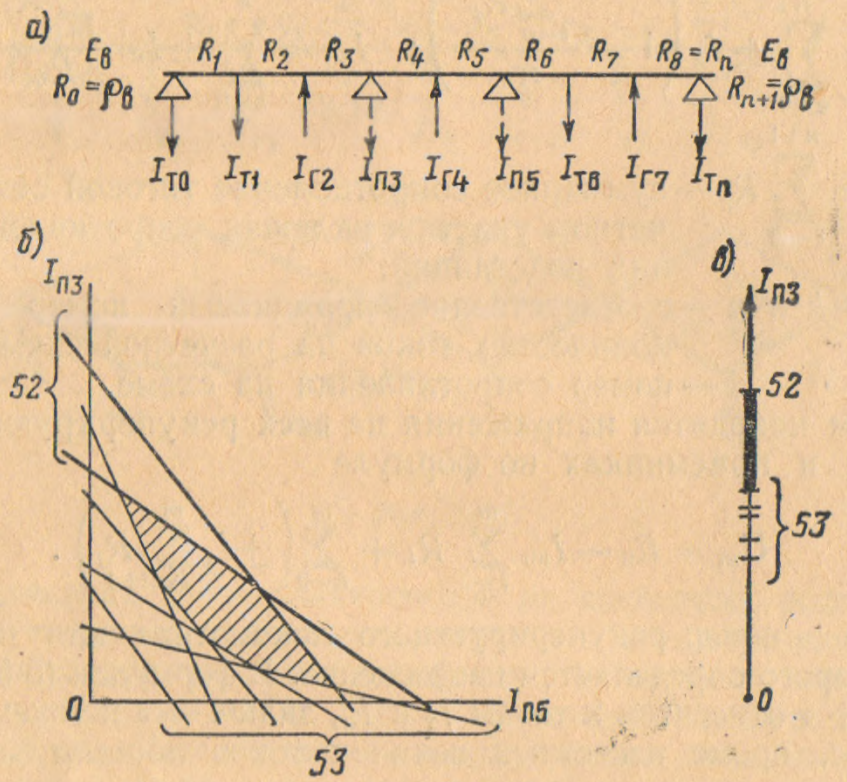



Рис. 5-16

Решить эти неравенства можно графически в системе координат $I_{п3}$, $I_{п5}$, принимая поочередно один из токов равным нулю и вычисляя другой ток. В результате на осях координат получаются две точки граничной линии, соответствующей данному неравенству.

На рис. 5-16, *б* показан примерный вид такого решения, где граничные линии *52* соответствуют неравенствам (5-52) и накладывают ограничения по напряжению холостого хода подстанции, на которой расположен приемник, а линии *53* определяются неравенствами (5-53) и ограничивают токи приемников по максимально допустимому напряжению и токам крайних подстанций. Заштрихованная область показывает возможные значения токов приемников. Желательно выбрать в этой области такую точку, чтобы сумма этих токов была минимальной. Некоторые неравенства могут ока-

заться не определяющими для выбора токов, и соответствующие им линии не граничат с заштрихованной областью.

Если на расчетном участке один приемник ($I_{пз}$), то расчет упрощается, необходимость в графическом решении отпадает, так как неравенства дают одну верхнюю точку и несколько нижних, определяя область, выделенную для наглядности на оси токов (рис. 5-16, *в*). При трех приемниках решение значительно сложнее и графически его можно представить ограничивающими плоскостями в пространственной системе координат. Вообще при трех и более приемниках целесообразно расчетный участок поделить на части и рассматривать их отдельно, приближенно учитывая токовую и потенциальную связь между ними.

В том случае, когда в результате расчета не получается указанной области, т. е. нет значений токов приемников, удовлетворяющих системе неравенств, необходимо установить поглощающие сопротивления на фидерной зоне.

Как указывалось выше, способ неравенств не учитывает характеристик элементов расчетной схемы. Поскольку характеристики некоторых элементов нелинейны и имеют вид ломаных линий, расчет токов приемников можно уточнить графическим способом [2], [8], используя характеристики, приведенные на рис. 5-7—5-14, и производя его для всего расчетного участка.

Графический расчет состоит из прямого и обратного хода. Прямой ход расчета заключается в последовательном сложении характеристик всех элементов расчетной схемы, начиная с крайнего, например, левого. Характеристика последовательного элемента (сопротивления контактной сети) суммируется с предыдущей характеристикой по напряжению, а характеристика параллельного элемента (подстанции или локомотива)—по току, как показано на рис. 5-17 для простейшей расчетной схемы с одной подстанцией и двумя локомотивами (*а*—расчетная схема; *б* — порядок расчета; *1* и *3* — суммирование характеристик по напряжению; *2* и *4* — то же по току). Для наглядности здесь каждый этап сложения характеристик дан в отдельной системе координат и приведены складываемые характеристики предыдущего (пунктир) и последующего (штрихпунктир) элементов, а также суммарные линии (сплошные); $U$ ($I$) означает функцию напряжения от тока. При практическом расчете целесообразно показывать только суммарные линии и в одной системе координат, либо—при сложной расчетной схеме с большим числом элементов — в отдельной системе координат для каждой фидерной зоны.

На двухпутных участках с раздельным или узловым питанием провода контактной сети обоих путей соединены в узлах — подстанциях и секционных постах (см. рис. 5-15, *б*). В этом случае характеристики элементов, расположенных между соседними узлами, складываются по каждому пути отдельно, и результирующие линии каждого пути складываются в узле по току, как для параллельных элементов. Полученная суммарная линия в узле является

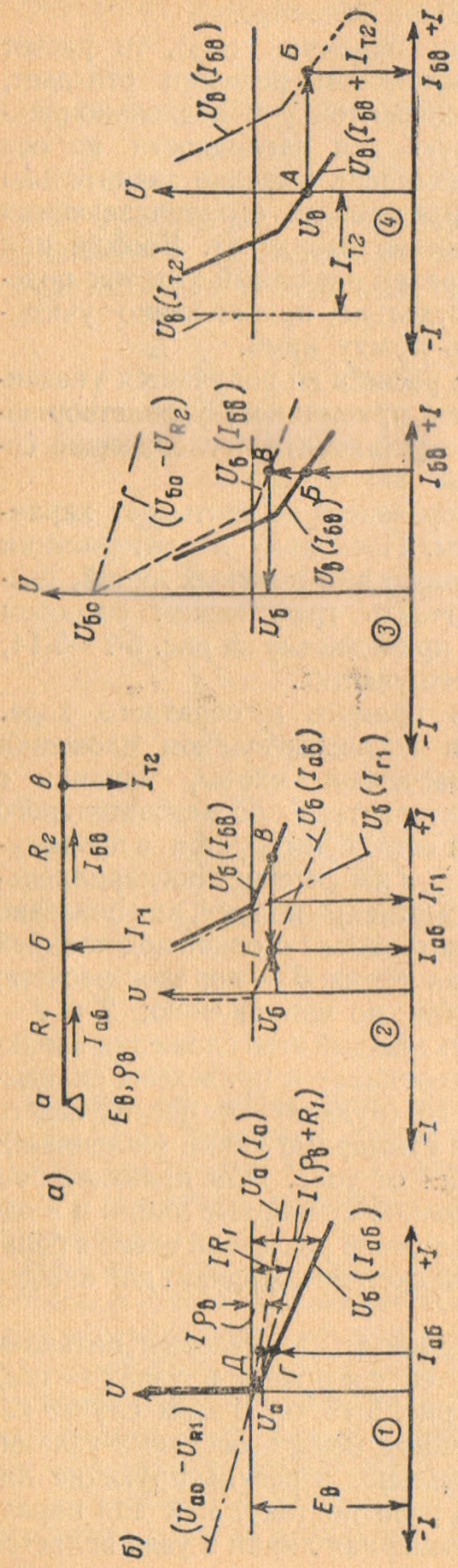



Рис. 5-17

исходной для сложения с характеристиками последующих элементов, расположенных за узлом.

После сложения характеристик всех элементов, включая последний параллельный элемент, получается результирующая характеристика расчетной схемы в виде зависимости напряжения на последнем параллельном элементе от суммы токов последних последовательного и параллельного элементов. Эти токи равны, следовательно, их алгебраическая сумма равна нулю. Поэтому точка пересечения результирующей характеристики с осью ординат $U$ является решением схемы (точка $A$ на рис. 5-17, *б*).

Обратный ход расчета заключается в нахождении напряжений на всех подстанциях и локомотивах и токов подстанций и в контактной сети. Для этого, исходя из точки $A$, определяются соответствующие точки на всех промежуточных суммарных линиях (точки $Б - Д$ на рис. 5-17, *б*).

Если в результате расчета схемы на каком-либо ее элементе напряжение окажется выше допустимого 4 000 *в*, надо изменить исходные условия по числу, мощности, размещению приемников и решить задачу снова. Задача считается решенной, если уровень напряжения на всем участке не будет превышать указанного, а суммарный избыточный ток будет наименьшим из всех вариантов размещения приемников.

Определив напряжения в местах установки приемников $U_п$ в *кв* и их токи $I_п$ в *а*, находят мощность поглощающих устройств

$$P_{\text{п}} = I_{\text{п}} \frac{U_{\text{нп}}}{U_{\text{п}}} U_{\text{нп}} = I_{\text{п}} \frac{U_{\text{нп}}^2}{U_{\text{п}}} \ [\text{квт}], \tag{5-54}$$

где $U_{\text{нп}} = 4$ *кв*, или инверторов

$$P_{\text{пи}} = I_{\text{пи}} U_{\text{пи}} \ [\text{квт}]. \tag{5-55}$$

## § 5-4. ВЫБОР ТИПА ПРИЕМНИКОВ ИЗБЫТОЧНОЙ ЭНЕРГИИ РЕКУПЕРАЦИИ

Для выбора типа приемников избыточной энергии рекуперации необходимо провести экономические расчеты по сравнению различных их типов. С этой целью для каждого типа приемника избыточной энергии рассчитываются экономические показатели и производится выбор наиболее экономичного приемника избыточной энергии рекуперации.

Экономическое сравнение типов приемников избыточной энергии рекуперации производится на основании общего метода сопоставления вариантов по сроку окупаемости

$$T = \frac{\Delta K}{\Delta \Gamma} \ \text{лет}, \tag{5-56}$$

где $\Delta K$ — разность капитальных затрат на установку инверторов и поглощающих сопротивлений в руб.;

$\Delta \Gamma$ — снижение эксплуатационных расходов при установке инверторов относительно расходов при поглощающих сопротивлениях в руб./год.

Общая методика этого расчета разработана доц. В. М. Лисицыным.

Величина $\Delta K$ равна

$$\Delta K = K_{\text{и}} - K_{\text{п}}, \tag{5-57}$$

где $K_{\text{и}}$ и $K_{\text{п}}$ — капитальные затраты соответственно на установку инверторов и поглощающих сопротивлений в руб., рассчитываемые на основании выбранной мощности их.

Разность годовых эксплуатационных расходов будет равна

$$\Delta \Gamma = \Gamma_{\text{п}} - \Gamma_{\text{и}}, \tag{5-58}$$

где $\Gamma_{\text{и}}$ — годовые расходы при инверторах в руб./год;

$\Gamma_{\text{п}}$ — то же при поглощающих сопротивлениях в руб./год.

Эксплуатационные расходы при инверторах находятся по формуле

$$\Gamma_{\text{и}} = \frac{\beta_{\text{и}} \%}{100} K_{\text{и}} + m \Delta A_{\text{и}}, \tag{5-59}$$

где $m$ — стоимость электроэнергии в *руб/квт·ч*;

$\beta_{\text{и}}$ % — годовые амортизационные отчисления в процентах от стоимости инверторной установки;

$\Delta A_{\text{и}}$ — потери энергии при инвертировании в *квт·ч/год*.

Эту энергию можно определить из формулы

$$\Delta A_{\text{и}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{и}}} (P_{0\text{тр}} T_{\text{тр}i} + P_{\text{сн}} T_{\text{и}i}) + (\Delta u_{\text{ди}} + \Delta u_{\text{дв}}) \frac{A_{\text{изби}}}{U_{\text{н}}}, \quad (5\text{-}60)$$

где $P_{0\text{тр}}$ — мощность холостого хода трансформатора инвертора в *квт*;

$P_{\text{сн}}$ — мощность собственных нужд инвертора в *квт*;

$n_{\text{и}}$ — количество инверторов на рассматриваемом участке;

$T_{\text{тр}i}$ — время включения трансформатора инвертора № $i$ в течение года в *ч/год*;

$T_{\text{и}i}$ — время, в течение которого работает инвертор в течение года, перерабатывая избыточную энергию рекуперации, в *ч/год*;

$\Delta u_{\text{ди}}$ и $\Delta u_{\text{дв}}$ — падение напряжения в дуге соответственно инвертора и выпрямителя в *в*;

$A_{\text{изб и}}$ — суммарная избыточная энергия на рассматриваемом участке при инверторах в *квт·ч/год*;

$U_{\text{н}}$ — напряжение на шинах подстанции в *в*.

Величины $T_{\text{тр}i}$ устанавливаются в зависимости от режима работы трансформатора инвертора. Это время, конечно, не может быть меньше времени $T_{\text{и}i}$, т. е. имеем

$$T_{\text{тр}i} \geqslant T_{\text{и}i} = \frac{\alpha\ \%}{100} 8\,760, \quad (5\text{-}61)$$

где $\alpha$ % находится по кривым рис. 5-1.

Годовые расходы при применении поглощающих установок будут равны

$$\Gamma_{\text{п}} = \frac{\beta_{\text{п}}\ \%}{100} K_{\text{п}} + m\left(1 + \frac{\Delta u_{\text{дв}}}{U_{\text{н}}}\right) A_{\text{изб п}}, \quad (5\text{-}62)$$

где $\beta_{\text{п}}$ % — годовые амортизационные отчисления в процентах от стоимости поглощающей установки;

$A_{\text{изб п}}$ — избыточная энергия рекуперации при поглощающих установках в *квт·ч/год*.

Полученный в результате этих расчетов срок окупаемости $T$ сравнивается с нормализованным сроком окупаемости $T_{\text{н}}$. Если $T > T_{\text{н}}$, то принимаются поглощающие сопротивления, если же $T < T_{\text{н}}$ — выбираются инверторы.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.

2. Лисицын В. М. Приемники избыточной энергии рекуперации. Труды МИИТа, вып. 90/13. Трансжелдориздат, 1956.

3. Марквардт К. Г. Работа системы энергоснабжения при рекуперации энергии. «Техника железных дорог», № 7, 1955.
4. Изволенский Л. В. Выбор ступеней сопротивлений для схемы поглощения энергии рекуперации. «Электричество», № 2, 1955.
5. Марквардт Г. Г. Определение избыточной энергии рекуперации. Труды МИИТа, вып. 96. Трансжелдориздат, 1957.
6. Рышковский И. Я., Засорин С. Н. Электрические станции и тяговые подстанции. Трансжелдориздат, 1959.
7. Засорин С. Н., Карш Н. А., Кучма К. Г., Чернышев М. А. Ионные и электронные преобразователи. Трансжелдориздат, 1961.
8. Зевеке Г. В., Ионкин П. А. Основы электротехники. Часть I «Основы теории цепей». Госэнергоиздат, 1955.

---

## Глава 6

# ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕННОГО ПИТАНИЯ

### § 6-1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕННОГО ПИТАНИЯ

Под схемой распределенного питания понимается схема, при которой питание контактной сети осуществляется от одноагрегатных тяговых подстанций сравнительно малой мощности, присоединенных к продольной линии передачи.

Сравнительно малые расстояния между однотипными тяговыми подстанциями (преобразовательными пунктами) и относительно малая мощность их делают весьма существенным учет влияния внешних характеристик подстанций на их нагрузку и другие расчетные величины.

Если при системе сосредоточенного преобразования энергии желательно располагать мощные тяговые подстанции на железнодорожных станциях, то при схеме распределенного питания можно выбирать расстояние между подстанциями, допуская расположение их и на перегонах. Выход из строя одного преобразовательного пункта малой мощности во всех случаях не приведет к столь серьезным последствиям, как выход мощной тяговой подстанции при сосредоточенном преобразовании энергии. В рассматриваемой же схеме отключение одноагрегатного преобразовательного пункта вовсе не отражается на бесперебойности движения. Это весьма существенное обстоятельство позволяет при проектировании одноагрегатных подстанций принять ряд упрощений, при которых общая надежность работы системы энергоснабжения остается все же выше, чем при схеме сосредоточенного преобразования энергии.

В рассматриваемой схеме, естественно, отпадает вопрос выбора мощности подстанций, так как их мощность определяется мощностью одного агрегата, принятого для установки.

Вопрос выбора мощности одного агрегата должен решаться для каждого конкретного случая путем технико-экономического сравнения вариантов. Он, следовательно, сходен с выбором расположения подстанций при схеме сосредоточенного питания. Совершенно иначе обстоит дело с выбором числа и расположения тяговых под-

станций. При рассматриваемой схеме это решение принципиально отличается от выбора расположения и количества подстанций с несколькими агрегатами при схеме сосредоточенного питания, когда мощность каждой подстанции может варьироваться.

В рассматриваемой схеме практически всегда наиболее экономичным будет такое число и расположение тяговых подстанций, при котором каждая из них будет наиболее полно использована в допустимых пределах.

Возможность такого расположения тяговых подстанций в значительной степени зависит от ограничений, которые налагаются на их размещение. Упрощение тяговых подстанций, уменьшение их габаритов, а также обеспечение бесперебойности движения при выходе подстанции позволяют размещать преобразовательные пункты в непосредственной близости от главных путей.

Это условие наряду с уменьшением количества оборудования и облегчением его значительно упрощает транспортировку последнего при сооружении подстанций и их эксплуатации.

Указанные соображения позволяют в рассматриваемой схеме размещать преобразовательные пункты как на станциях, так и на перегонах. Таким образом, единственным критерием для определения расстояний между тяговыми подстанциями, а следовательно, и их числа остается соображение наилучшего использования их мощности, при котором вся система энергоснабжения получается наиболее экономичной.

Одним из важнейших вопросов обеспечения надежности работы системы энергоснабжения является резервирование мощности тяговых подстанций. При схеме сосредоточенного питания этот вопрос решается установкой резервных агрегатов на всех или части тяговых подстанций. Такой способ резервирования, как правило, не обеспечивает нормальную работу участка при выходе из строя тяговой подстанции, так как система энергоснабжения при этом в большинстве случаев не может полностью обеспечить нормальные перевозки. В этом отношении схема распределенного питания с одноагрегатными подстанциями имеет несомненные преимущества.

Резервирование агрегатов, а следовательно, и тяговых подстанций при распределенном питании производится за счет запаса мощности каждой подстанции. Такое резервирование за счет некоторого избытка мощности каждой подстанции, наиболее целесообразное в данном случае, дает вместе с тем более высокую надежность энергоснабжения по сравнению с принятым в случае сосредоточенного питания.

При таком способе резервирования расстояние между подстанциями должно выбираться с таким расчетом, чтобы при выпадении одной из них смежные с ней обеспечили нормальное энергоснабжение.

Значительное уменьшение фидерных зон в схеме распределенного питания дает повышенную селективность отключения контактной сети при ее повреждениях. Одновременно с этим уменьшение

фидерных зон ведет к уменьшению фидерных токов. Указанные обстоятельства позволяют пересмотреть способы питания контактной сети разных путей. В настоящее время, как правило, питание каждого пути двухпутного участка осуществляется через отдельный выключатель.

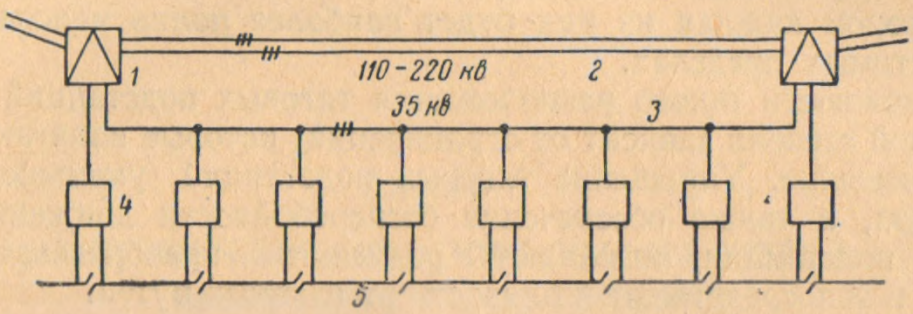



Рис. 6-1

Если оставить такую же схему питания при распределенном питании, то длина отключаемого при повреждении участка значительно сократится за счет уменьшения фидерных зон. Это обстоятельство дает возможность пойти на питание обоих путей двухпутного участка через один фидерный выключатель, допуская при повреждениях кратковременное отключение двух путей. Такое объединение питания путей может быть, конечно, допущено только при условии обеспечения повторного включения неповрежденного пути, что легко может быть выполнено [1].

Питание тяговых подстанций от первичной сети в рассматриваемой схеме можно осуществить двумя путями: от трехфазного

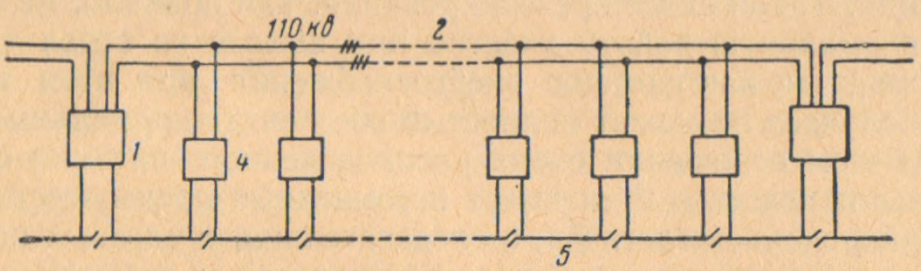



Рис. 6-2

продольного фидера 35 *кв* (рис. 6-1), подвешенного на опорах контактной сети; непосредственно от продольной линии передачи 110 *кв* (рис. 6-2). На рис. 6-1 и 6-2 приняты обозначения: *1* — опорная подстанция; *2* — линия передачи; *3* — трехфазный фидер 35 *кв*, подвешенный на опорах контактной сети; *4* — одноагрегатная тяговая подстанция (преобразовательный пункт); *5* — контактная сеть.

Выбор той или иной схемы питания определяется конфигурацией районной сети и технико-экономической целесообразностью, т. е. на основании обычного сравнения вариантов.

Все изложенное выше может быть кратко сформулировано в виде следующих основных принципов проектирования схемы распределенного преобразования энергии.

1. Все тяговые подстанции (преобразовательные пункты) выполняются одноагрегатными.

2. Расстояние между подстанциями должно выбираться исходя из нормальной работы системы при отключении любой из тяговых подстанций.

3. Все подстанции питаются от продольной линии передачи, что обусловливает достаточно жесткую связь их по режиму напряжения.

Работа рассматриваемой схемы при всех включенных подстанциях соответствует работе схемы централизованного преобразования энергии при всех включенных резервных агрегатах и равномерному распределению нагрузки между ними.

## § 6-2. ВЫБОР ТЯГОВЫХ АГРЕГАТОВ И ОРИЕНТИРОВОЧНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ ПОДСТАНЦИЯМИ

Для составления вариантов схемы необходимо предварительно выбрать типы тяговых агрегатов. При этом можно исходить из того, что при системе постоянного тока 3 000 *в* практически экономически целесообразными будут такие агрегаты, при которых расстояния между подстанциями лежат в пределах 7—15 *км*. Поэтому не следует выбирать агрегаты, когда подстанции должны располагаться очень часто (3—5 *км*), или агрегаты столь большой мощности, что эти расстояния будут превышать 15 *км*.

Ориентировочный расчет расстояний между подстанциями можно производить по весьма упрощенному выражению

$$l' = \frac{P_{доп}}{1{,}5\, p_{расч}}, \qquad (6\text{-}1)$$

где $P_{доп}$ — допустимая нагрузка подстанции в *квт*;

$p_{расч}$ — средняя мощность, снимаемая с 1 *км* контактной сети в расчетном режиме, в *квт/км*;

$l'$ — ориентировочное расстояние между подстанциями в *км*.

Коэффициент 1,5 введен для обеспечения нормальной работы схемы при отключении подстанции.

Величина $P_{доп}$ выбирается по каталогу на тяговые агрегаты в зависимости от действующих технических условий на проектирование по использованию допустимых перегрузок, исходя из длительности расчетных режимов.

Значение расчетной мощности определяется средней мощностью, потребляемой на рассматриваемом участке с 1 *км* его длины. Эта величина может быть определена из тяговых расчетов и заданных расчетных размеров движения

$$p_{\text{расч}} = \frac{1}{l_0} \sum_{g=1}^{V} \frac{A_g}{t_g} N_g, \qquad (6\text{-}2)$$

где $A_g$ — расход энергии на движение одного поезда типа $g$ по рассматриваемому участку в *квт·ч*;
$N_g$ — число поездов типа $g$ за расчетный период;
$t_g$ — время хода поезда типа $g$ по рассматриваемому участку в *ч*;
$l_0$ — длина рассматриваемого участка в *км*;
$g$ — номер типа поезда;
$V$ — число типов поездов.

Выбрав таким образом, если это представляется целесообразным, 2 типа агрегатов различной мощности, следует составить 2 варианта системы энергоснабжения, произвести их полный расчет и выбрать наивыгоднейший вариант так же, как это указано для схемы централизованного питания.

## § 6-3. УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ ТЯГОВЫМИ ПОДСТАНЦИЯМИ И ИХ НАГРУЗОК

Расстояние между тяговыми подстанциями, определяемое из условия отключения любой из них, но не чаще каждой четвертой, может быть с достаточной практически точностью определено по графику (рис. 6-3), где искомое расстояние определяется в зависимости от отношения $\frac{P_{\text{доп}}}{p_{\text{расч}}}$ с учетом внешних характеристик тяговых подстанций.

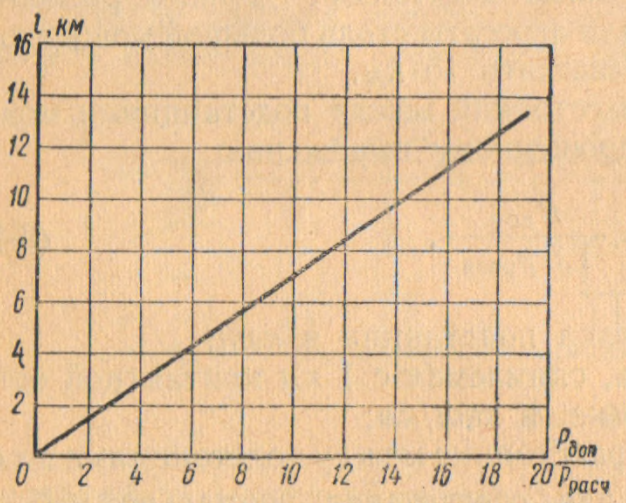



Рис. 6-3

Распределение мощности, снимаемой с контактной сети, неравномерно вдоль линии. Это вызывает необходимость при изменениях этой величины каждый раз производить расчет расстояния между подстанциями, корректировать эту величину, если найденное расстояние займет, кроме зоны с расчетной мощностью, часть зоны с другим значением мощности, снимаемой с 1 *км* контактной сети, что потребует дополнительных затрат труда и времени.

Можно предложить способ выбора размещения подстанций по участку сколь угодно большой длины и с любой степенью неравномерности распределения мощности, произведя один раз определение

величины $l$ по указанному выше графику. Для этого[1] по длине участка необходимо построить график потребляемой мощности [рекомендуется по расходам энергии на блок-участках согласно формуле (6-2)] и линию, определяющую значение средней мощности. Если теперь по оси пути (рис. 6-4) изменить масштабы длин соот-

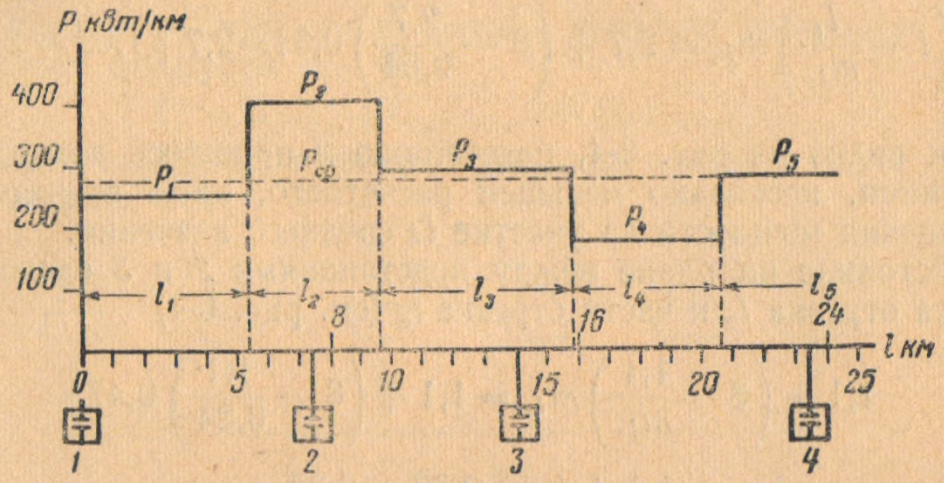



Рис. 6-4

ветственно отношению средней мощности к действительной, то определенное по средней мощности расстояние, «набираемое» из отрезков, имеющих различные масштабы, автоматически будет учитывать изменение мощности. На рис. 6-4, например, $m_l = 0{,}5$ *см/км*. Для участка $l_1$, на котором потребляется с 1 *км* мощность $p_1$, новый масштаб длин будет

$$m_{l_1} = m_l \frac{p_{ср}}{p_1} = 0{,}5 \cdot 1{,}08 = 0{,}54 \text{ см/км}.$$

Аналогично для участков $l_2$, $l_3$, $l_4$ и $l_5$ в *см/км*:

$$m_{l_2} = m_l \frac{p_{ср}}{p_2} = 0{,}5 \cdot 0{,}62 = 0{,}34;$$

$$m_{l_3} = m_l \frac{p_{ср}}{p_3} = 0{,}5 \cdot 0{,}94 = 0{,}47;$$

$$m_{l_4} = m_l \frac{p_{ср}}{p_4} = 0{,}5 \cdot 1{,}5 = 0{,}75;$$

$$m_{l_5} = m_l \frac{p_{ср}}{p_5} = 0{,}5 \cdot 1 = 0{,}5.$$

Полученное по расчету (по $p_{ср}$) расстояние между подстанциями $l$ теперь надо «набирать» из отрезков в разных масштабах, выражающих длину линии.

---

[1] Принцип предложен сотрудником Трансэлектропроекта М. С. Долгоплоск.

Поэтому если, например, $l = 8$ *км*, то из-за того, что на действительных 8 *км* (см. рис. 6-4) мощность не остается постоянной и не равна средней (по которой подсчитана величина $l$), эквивалентное расчетному расстояние (по мощности, приходящейся на подстанцию) будет составлено из отрезков

$$l_1 + \left(l - \frac{l_1}{m_{l_1}}\right) m_{l_2} = 2{,}7 + \left(8 - \frac{2{,}7}{0{,}54}\right) 0{,}34 = 2{,}7 + 1{,}02 = 3{,}72 \text{ см}.$$

Как видно из рис. 6-4, подстанцию *2* пришлось поместить на расстоянии, несколько меньшем расчетного, из-за значительного превышения мощности на участке $l_2$ среднего значения.

Расстояние на плане между подстанциями *2* и *3* сложится из остатка отрезка $l_2$ и части отрезка $l_3$ (см. рис. 6-4)

$$1{,}1 + \left(8 - \frac{1{,}1}{m_{l_2}}\right) m_{l_3} = 1{,}1 + \left(8 - \frac{1{,}1}{0{,}34}\right) 0{,}47 =$$

$$= 1{,}1 + 4{,}76 \cdot 0{,}47 = 3{,}35 \text{ см}.$$

Расстояние на плане между подстанциями *3* и *4* получится из остатка $l_2$, затем, очевидно, $l_3$ и части $l_5$

$$0{,}8 + l_4 + \left(8 - \frac{0{,}8}{m_{l_3}} - \frac{l_4}{m_{l_4}}\right) m_{l_5} = 0{,}8 + 2{,}4 +$$

$$+ \left(8 - \frac{0{,}8}{0{,}47} - \frac{2{,}4}{0{,}75}\right) 0{,}5 = 4{,}75 \text{ см}.$$

Если бы мы «не угадали», что остатка $l_3$ и $l_4$ не хватит для «набора» расстояния $l$, т. е. подсчитали бы искомое расстояние в плане так, как делали выше, то мы получили бы

$$0{,}8 + \left(8 - \frac{0{,}8}{m_{l_3}}\right) m_{l_4} = 0{,}8 + 6{,}3 \cdot 0{,}75 = 5{,}52 \text{ см}.$$

При этом попадали бы в район отрезка $l_5$; масштаб же длин в этом отрезке иной, чем в предыдущем, поэтому расчет надо было бы сделать иначе, т. е. так, как сделано здесь в первом случае.

Можно производить размещение подстанций, предварительно расставив километровые отметки на оси пути в расчетных масштабах ($m_{l_1}$, $m_{l_2}$ и т. д.), и затем отсчитывать по $l$ (в нашем примере по 8) таких километров, различных по длине в плане.

При необходимости определения $l$ при работе всех подстанций (проверочные расчеты для особых режимов движения и других случаев) эта величина определяется выражением

$$l = \frac{P_{\text{доп}}}{p_{\text{расч}}} \text{ [км]}. \qquad (6\text{-}3)$$

## Определение нагрузок тяговых подстанций

Как указывалось выше, при схеме распределенного питания определение нагрузок подстанций необходимо произвести с учетом режима напряжения, т. е. с учетом наклона внешних характеристик подстанций.

При расчете мгновенных и средних нагрузок можно для этого пользоваться формулой [2, 3]

$$I_x = B_x I_{0x} + C_x I_{0x-1} + D_x I_{0x+1}, \qquad (6\text{-}3')$$

где индексы определяют номер подстанции согласно схеме, показанной на рис. 6-5:

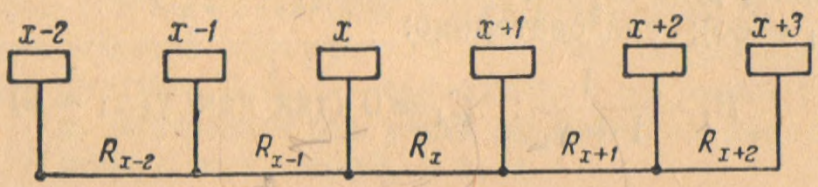



Рис. 6-5

$I_x$ — искомое значение тока подстанции $x$ (мгновенное или среднее);

$I_{0x}$; $I_{0x-1}$; $I_{0x+1}$ — мгновенные или средние значения токов соответственно подстанций $x$, $x-1$, $x+1$, определенные в предположении неизменного и одинакового напряжения на шинах всех тяговых подстанций;

$B_x = \dfrac{1}{1+\varphi_x+\gamma_x}$ для всех подстанций;

$C_x = \dfrac{\gamma_{x-1}}{1+\varphi_x+\gamma_x}$ для всех подстанций, кроме второй;

$D_x = \dfrac{\varphi_{x+1}}{1+\varphi_{x+1}+\gamma_{x+1}}$ для всех подстанций, кроме предпоследней $(m-1)$.

В этих формулах:

$$\varphi_x = \frac{\rho_x}{\rho_{x-1}+R_{x-1}}; \quad \gamma_x = \frac{\rho_x}{\rho_{x+1}+R_x}, \qquad (6\text{-}4)$$

где $\rho_x$; $\rho_{x-1}$; $\rho_{x+1}$ — эквивалентное сопротивление тяговых подстанций соответствующего номера с учетом сопротивления отсасывающих проводов в *ом*;

$R_x$; $R_{x-1}$; $R_{x+1}$ — соответственно сопротивление проводов контактной сети и рельсов фидерной зоны справа от подстанций $x$, $x-1$ и $x+1$ (см. рис. 6-5), считая контактные сети путей соединенными параллельно, в *ом*.

Последняя величина, если подвески контактной сети путей одинаковы, подсчитывается по формуле

$$R_x = (r_к + r_р)\frac{l_x}{s}. \qquad (6\text{-}5)$$

Здесь $r_к$ и $r_р$ — сопротивления проводов и рельсов одного пути в *ом/км*;

$s$ — число путей;

$l_x$ — длина фидерной зоны справа от подстанции $x$ в *км*.

Если сечение проводов контактной сети различных путей будет различным, то сопротивление $R_x$ должно определяться из предположения параллельного соединения различных сопротивлений отдельных путей.

Очевидно, для первой подстанции, т. е. при $x=1$, $\varphi_x=0$ (так как $R_{x-1}=\infty$); следовательно:

$$B_1 = \frac{1}{1+\gamma_1}; \quad C_1 = 0 \text{ (так как } \gamma_{x-1}=0)$$

и

$$D_1 = \frac{\varphi_2}{1+\varphi_2+\gamma_2} = \varphi_2 B_2.$$

Очевидно также, что

$$\gamma_1 = \frac{\rho_1}{\rho_2 + R_1} \quad \text{и} \quad \varphi_2 = \frac{\rho_2}{\rho_1 + R_1}.$$

Для второй подстанции, т. е. при $x=2$:

$$B_2 = \frac{1}{1+\varphi_2+\gamma_2};$$

$$C_2 = \frac{\frac{\rho_1}{\rho_2}\varphi_2}{1+\varphi_2+\gamma_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2} D_1 = \frac{\rho_1}{\rho_2}\varphi_2 B_2$$

и

$$D_2 = \frac{\varphi_3}{1+\varphi_3+\gamma_3}.$$

Для предпоследней подстанции при числе их, равном $m$, т. е. при $x = m-1$:

$$B_{m-1} = \frac{1}{1+\varphi_{m-1}+\gamma_{m-1}};$$

$$C_{m-1} = \frac{\gamma_{m-2}}{1+\varphi_{m-2}+\gamma_{m-2}};$$

$$D_{m-1} = \frac{\frac{\rho_m}{\rho_{m-1}}\gamma_{m-1}}{1+\varphi_{m-1}+\gamma_{m-1}} = \frac{\rho_m}{\rho_{m-1}} C_m.$$

Для последней подстанции, т. е. при $x=m$; $\gamma_m = 0$ и $\varphi_{m+1}=0$ (так как $R_m = \infty$):

$$B_m = \frac{1}{1+\varphi_m};$$

$$C_m = \frac{\gamma_{m-1}}{1+\varphi_{m-1}+\varphi_{m-1}};$$

$$D_m = 0.$$

Аналогично могут определяться и эффективные значения нагрузок подстанций по формуле

$$I^2_{эx} = B^2_x I^2_{э0x} + C^2_x I^2_{э0x-1} + D^2_x I^2_{э0x+1} + 2(B_x C_x I_{0x} I_{0x-1} + \\ + B_x D_x I_{0x} I_{0x+1} + C_x D_x I_{0x-1} I_{0x+1}). \qquad (6\text{-}6)$$

Здесь $I_{эx}$ — искомая эффективная нагрузка подстанции $x$;
$I_{0x}$ — средняя, а $I_{э0x}$ — эффективная нагрузки подстанции $x$, найденные без учета неравенства напряжений на шинах подстанций, и т. д.

Все остальные обозначения рассмотрены выше.

Если эквивалентные сопротивления подстанций равны между собой (что при рассматриваемой схеме питания, как правило, будет иметь место) и при приблизительно равных сопротивлениях фидерных зон коэффициенты $\gamma_x$ и $\varphi_x$ становятся постоянными и равными,

$$\gamma_x = \varphi_x = \frac{\rho}{\rho + R} = \text{const}.$$

Во многих случаях с достаточной степенью точности можно определять нагрузки подстанций по более простым формулам [3], полагая

$$\varphi_x = \frac{\rho_x}{R_{x-1}}$$

и

$$\gamma_x = \frac{\rho_x}{R_x}.$$

В этом случае для крайних подстанций будем иметь:

$$\left.\begin{aligned} I_1 &= \frac{1}{1+\frac{\rho_1}{R_1}}\left(I_{01} + \frac{\rho_2}{R_1} I_{02}\right); \\ I_m &= \frac{1}{1+\frac{\rho_m}{R_{m-1}}}\left(I_{0m} + \frac{\rho_{m-1}}{R_{m-1}} I_{0m-1}\right). \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}7)$$

При неравных напряжениях холостого хода подстанций их нагрузки можно определить по формуле [3]

$$I_x = B_x I'_{0x} + C_x I'_{0x-1} + D_x I'_{0x-1}, \qquad (6\text{-}8)$$

где

$$I'_{0x} = I_{0x} + \frac{U_{0x} - U_{0x-1}}{R_{x-1}} + \frac{U_{0x} - U_{0x+1}}{R_x}. \qquad (6\text{-}9)$$

В последней формуле $U_{0x}$ — напряжение холостого хода подстанции $x$.

## § 6-4. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПРИ РАСПРЕДЕЛЕННОМ ПИТАНИИ

Потери энергии в контактной сети должны рассчитываться с учетом влияния характеристик подстанций на токораспределение. При этом потери энергии равны сумме потерь энергии, определенных без учета характеристик, и потерь энергии от расчетного уравнительного тока между подстанциями.

Таким образом,

$$\Delta A = \Delta A_{0x} + \Delta A_{ix}, \qquad (6\text{-}10)$$

где $\Delta A_{0x}$ — потери энергии в контактной сети фидерной зоны справа от подстанции $x$;

$\Delta A_{ix}$ — то же от уравнительного тока между подстанциями $x$ и $x+1$.

$\Delta A_{0x}$ подсчитывается по обычным формулам (см. главу 2).

$$\Delta A_{ix} = \frac{\rho^2 \cdot 10^3}{U^2 T R_x} \left(A_{эx}^2 + A_{эx+1}^2 - 2A_x A_{x+1}\right) \text{ квт}\cdot\text{ч}. \qquad (6\text{-}11)$$

В этой формуле:

$A_x$ — расход энергии по подстанции $x$ за расчетный период $T$, определенный с учетом характеристики подстанции, в *квт·ч*;

$A_{x+1}$ — то же по подстанции $x+1$;

$A_{эx}$ — расчетный расход энергии по подстанции $x$ за расчетный период $T$, определенный с учетом коэффициента эффективности, в *квт·ч*;

$A_{эx+1}$ — то же по подстанции $x+1$;

$U$ — расчетное напряжение (при котором определены расходы энергии) в *в*.

Остальные обозначения даны выше.

В свою очередь:

$$A_{эx}^2 = A_x^2 + B_x A_{0x}^2 \left(k_{э0x}^2 - 1\right) + C_x^2 A_{0x-1}^2 \left(k_{э0x-1}^2\right) + D_x^2 A_{0x+1} \left(k_{э0x+1}^2 - 1\right) \qquad (6\text{-}11')$$

и

$$A_x = B_x A_{0x} + C_x A_{0x-1} + D_x A_{0x+1}. \qquad (6\text{-}11'')$$

Здесь $k_{э0x}$, $k_{э0x-1}$ и $k_{э0x+1}$ — коэффициенты эффективностей нагрузок подстанций $x$, $x-1$ и $x+1$, определенные без учета наклона характеристик подстанций;

$A_{0x}$, $A_{0x-1}$ и $A_{0x+1}$ — соответственно расходы энергии по подстанциям $x$, $x-1$ и $x+1$ за период $T$ без учета характеристик подстанций.

Коэффициенты $B_x$, $C_x$, $D_x$ и т. д. даны в § 6-3.

## § 6-5. РАСЧЕТ СЕЧЕНИЯ ПРОДОЛЬНОГО ТРЕХФАЗНОГО ФИДЕРА

Расчет сечения проводов контактной сети производится при этой схеме так же, как и при схеме централизованного питания (см. главу 2). Расчет сечения трехфазного продольного фидера может производиться по формуле (2-4). Величина $B_0$ для этого выражения определится из

$$B_0 = \frac{24 \cdot 365\,\Delta A_\Phi}{3 r_a l T} = 2\,920\,\frac{\Delta A_\Phi}{r_a l T}\ \frac{квт \cdot ч}{год \cdot ом \cdot фаза}, \qquad (6\text{-}12)$$

где $\Delta A_\Phi$ — средние потери энергии за расчетный период во всех трех фазах фидера на участке между опорными подстанциями при среднегодовых размерах движения в *квт·ч*;

$T$ — расчетный период в *ч*;

$r_a$ — активное сопротивление одной фазы фидера в *ом/км*;

$l$ — расстояние между опорными подстанциями в *км*[1].

По рекомендации Г. Г. Марквардта потери энергии в фидере с учетом районной нагрузки следует находить по формуле

$$\frac{\Delta A_\Phi}{r_a} = \frac{\Delta A_{\Phi т}}{r_a} + \frac{\Delta A_{\Phi р}}{r_a} + \frac{\Delta A_{тр}}{r_a} + \frac{2 \cdot 10^{-3}}{U^2 \eta^2 k_м^2 T}\left[A_{ат}\,A_{ар}\,l - \right.$$

$$\left. - (A_{ар} A_т + A_{ат} A_р) \sum_{x=1}^{m} x l_x + A_T\,A_р \sum_{x=1}^{m} x^2 l_x\right] \frac{квт \cdot ч \cdot км}{ом \cdot фаза} \cdot \qquad (6\text{-}13)$$

Здесь $\frac{\Delta A_\Phi}{r_a}$ — так называемые условные потери энергии в трехфазном фидере;

$U$ — линейное напряжение продольного фидера или линии передачи в *кв*;

$\eta$ — к. п. д. тяговой подстанции (преобразовательного пункта);

$x$ — порядковый номер подстанции;

$m$ — число тяговых подстанций, получающих питание от рассматриваемого трехфазного фидера или линии передачи;

$l_x$ — длина фидерной зоны справа от подстанции $x$ (между подстанциями $x$ и $x+1$) в *км*;

---

[1] Для линий 110 *кв* расстояние следует брать между электростанциями или районными подстанциями, получающими энергию по линиям более высокого напряжения.

$A_T$ — расход энергии на тягу по одной подстанции за период $T$, определенный как среднее значение расходов энергии на тягу по всем $m$ подстанциям при среднесуточных размерах движения, в *квт·ч*;

$A_р$ — то же от районной нагрузки;

$A_{ат}$ — то же от левой опорной подстанции от тяговой нагрузки (рис. 6-6);

$A_{ар}$ — то же от районных нагрузок той же подстанции;

$k_м$ — приведенный коэффициент мощности подстанции;

$\frac{\Delta A_{фр}}{r_a}$ — условные потери энергии в трехфазном фидере, подсчитанные без учета тяговых нагрузок и транзита мощности (т. е. от районных нагрузок);

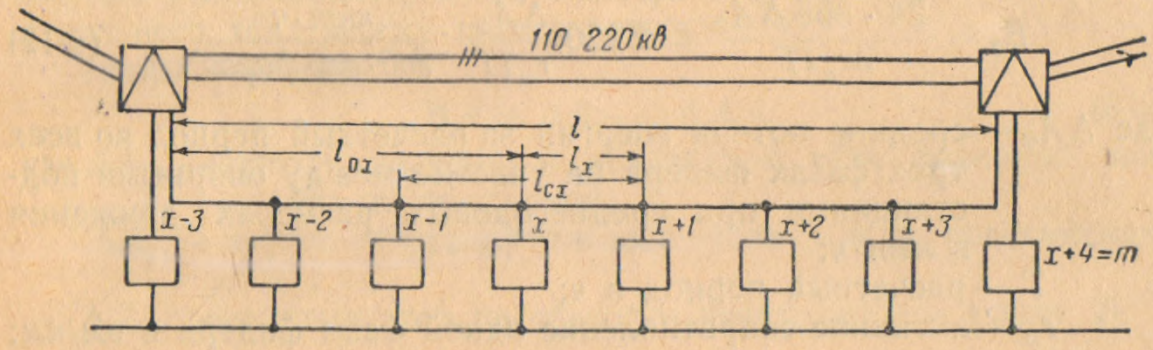



Рис. 6-6

$\frac{\Delta A_{фт}}{r_a}$ — то же без учета районных нагрузок и транзита мощности, т. е. от тяговых нагрузок;

$\frac{\Delta A_{тр}}{r_a}$ — то же без учета тяговых и районных нагрузок, т. е. от транзита мощности.

В свою очередь величина $A_T$ должна быть определена по формуле

$$A_T = \frac{1}{2m} \sum_{x=1}^{m} l_{cx} A_{срx} \text{ квт·ч}, \qquad (6\text{-}14)$$

где $A_{срx}$ — энергопотребление с 1 *км* контактной сети за период $T$ при среднегодовых размерах движения в *квт·ч/км*;

$l_{cx}$ — длина подстанционной зоны $x$ (расстояние между подстанциями $x-1$ и $x+1$) в *км*.

Средний расход энергии по тяговой подстанции за период $T$ от районных нагрузок определяется по выражению

$$A_р = \frac{1}{m} \sum_{x=1}^{m} A_{рx} \text{ квт·ч}, \qquad (6\text{-}15)$$

где $A_{рx}$ — расход энергии от районных нагрузок за расчетный период по тяговой подстанции в *квт·ч*.

Величина $A_{aT}$ — расход энергии за период $T$ на тягу по опорной (левой) подстанции (см. рис. 6-6) — может быть подсчитана по формуле

$$A_{aT} = A_T \sum_{x=1}^{m} \frac{l - l_{0x}}{l} \ [квт \cdot ч], \qquad (6\text{-}16)$$

где $l_{0x}$ — расстояние от левой опорной подстанции до тяговой подстанции $x$.

Аналогично определяется величина $A_{ap}$

$$A_{ap} = A_p \sum_{x=1}^{m} \frac{l - l_{0x}}{l}$$

$квт \cdot ч.$ (6-17)

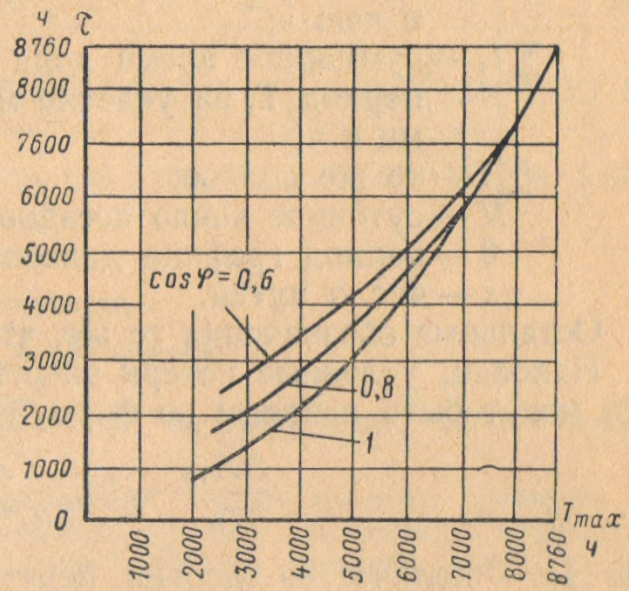



Рис. 6-7

Приведенное значение коэффициента мощности тяговой подстанции следует определять по формуле

$$k_м = \frac{k_{мт} A_T + k_{мр} A_p}{A_T + A_p}, \qquad (6\text{-}18)$$

где $k_{мт}$ и $k_{мр}$ — соответственно коэффициенты мощности тяговой и районной нагрузок подстанции.

Условные потери энергии в трехфазном фидере от районных нагрузок определяются выражением

$$\frac{\Delta A_{фр}}{r_a} = \frac{10^{-3}}{U^2 \eta^2 k_{мр}^2 T} \left\{ A_{ap} l + A_p^2 (k_{эр}^2 - 1) \left[ \frac{1}{l} \sum_{x=1}^{m} (l - l_{0x})^2 + \right.\right.$$

$$\left.\left. + \sum_{x=1}^{m} x l_x \right] - A_p \left( 2 A_{ap} \sum_{x=1}^{m} x l_x - A_p \sum_{x=1}^{m} x^2 l_x \right) \right\} \left[ \frac{квт \cdot ч \cdot км}{ом \cdot фаза} \right]. \qquad (6\text{-}19)$$

Здесь $k_{эр}$ — коэффициент эффективности районной нагрузки, определяемый по формуле

$$k_{эр} = \frac{8\,760\,\tau}{T_{max}^2}. \qquad (6\text{-}20)$$

В последней формуле $T_{max}$ — время использования максимума районной нагрузки;

$\tau$ — время наибольших потерь для районной нагрузки (время потерь).

Величина условных потерь энергии в трехфазном фидере от тяговой нагрузки (без учета районной) может определяться по формуле

$$\frac{\Delta A_{\text{фт}}}{r_a} = \frac{184\, l A_{Tn}}{U^2 \eta^2 k_{\text{мт}}^2 T}\left[\frac{T}{\sum t_{\text{т}}} + 0{,}455\left(1 - \frac{\theta N}{s\sum t}\right)\right] \frac{\text{квт}\cdot\text{ч}\cdot\text{км}}{\text{ом}\cdot\text{фаза}}. \quad (6\text{-}21)$$

Здесь $A_{Tn}$ — расход энергии на движение всех поездов за период $T$ при среднегодовых размерах движения на всем участке между опорными подстанциями в *квт·ч*;

$\sum t_{\text{т}}$ — суммарное время хода под током всех поездов за период $T$ на участке между опорными подстанциями в *ч*;

$\sum t$ — то же полное;

$N$ — суточное число поездов;

$\theta$ — период графика движения в *ч*;

$s$ — число путей.

Остальные обозначения те же, что и выше.

Наконец, условные потери энергии за счет транзита мощности могут быть найдены по формуле

$$\frac{\Delta A_{\text{тр}}}{r_a} = k_{\text{этр}}^2 \frac{A_{\text{тр}}^2 l}{U^2 k_{\text{мтр}}^2},$$

где $A_{\text{тр}}$ — количество энергии, передаваемой по линии транзитом за период $T$ в *квт·ч*;

$k_{\text{мтр}}$ — приведенный коэффициент мощности потребителей этой энергии;

$k_{\text{этр}}$ определяется по формуле (6-19) по значениям $T_{\max}$ и $\tau$ для транзита (рис. 6-7).

### Пример расчета [1]

#### 1. Размещение тяговых подстанций

Для расчета взят участок между станциями *К* и *С* (рис. 6-8, *а*). Расположение тяговых подстанций при централизованном питании, взятое из реального проекта, показано на рис. 6-8, *б*.

Выбираем для тяговых подстанций агрегат АРМНВ-750×6 с последовательной схемой соединения вентилей и трансформатором ТДРУНГ-20000/110:

$$I_{\text{н}} = 3\,000\ a; \quad P_{\text{н}} = 9\,900\ \text{квт}.$$

Эквивалентное внутреннее сопротивление такой подстанции, по данным Трансэлектропроекта, можно принять равным

$$\rho = 0{,}062\ \text{ом}.$$

Для расчета расстояния между подстанциями примем, что над каждым путем будет подвеска типа ПБСМ-95+2ТФ-100, рельсы Р50, провода контактной сети путей соединены параллельно.

При этом $r_0 = r_{\text{эк}} \parallel r_{\text{р}} = 0{,}049\ \text{ом/км}$.

---

[1] Расчет выполнен М. С. Долгоплоск.

Расстояние между подстанциями определяется по рис. 6-3. Для этого подсчитывается линейная нагрузка $p_{расч}$ на отдельных перегонах, используя для этого исходные данные примерного расчета, приведенного в главе 13. Результаты показаны в табл. 6-1.

Таблица 6-1

| Наименование перегонов | К — Ев | Ев — Ку | Ку — Нк | Нк — Кч | Кч — Пр | Пр — Кд | Кд — Нс | Нс — Кп | Кп — Рщ | Рщ — Рп | Рп — Но | Но — С |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Длина перегонов в *км* . . | 16,07 | 9,7 | 5,8 | 12,5 | 14,01 | 9,71 | 14,32 | 8,34 | 8,68 | 8,99 | 15,12 | 7,14 |
| $p_{расч}$ в *квт/км* | 552 | 966 | 1 170 | 720 | 685 | 635 | 600 | 720 | 502 | 670 | 569 | 674 |

Среднее значение расчетной мощности

$$p_{расч.\,ср} = 680 \text{ квт/км}.$$

Отсюда, так как $\frac{P_{доп}}{p_{расч.\,ср}} = \frac{9\,900}{680} = 14{,}5$, по графику рис. 6-3 $l = 10$ *км*.

Размещение подстанций производится исходя из этого значения $l$ пересчетом расстояний по отношению средней расчетной мощности к действительной расчетной на соответствующем перегоне (как указано в § 6-3).

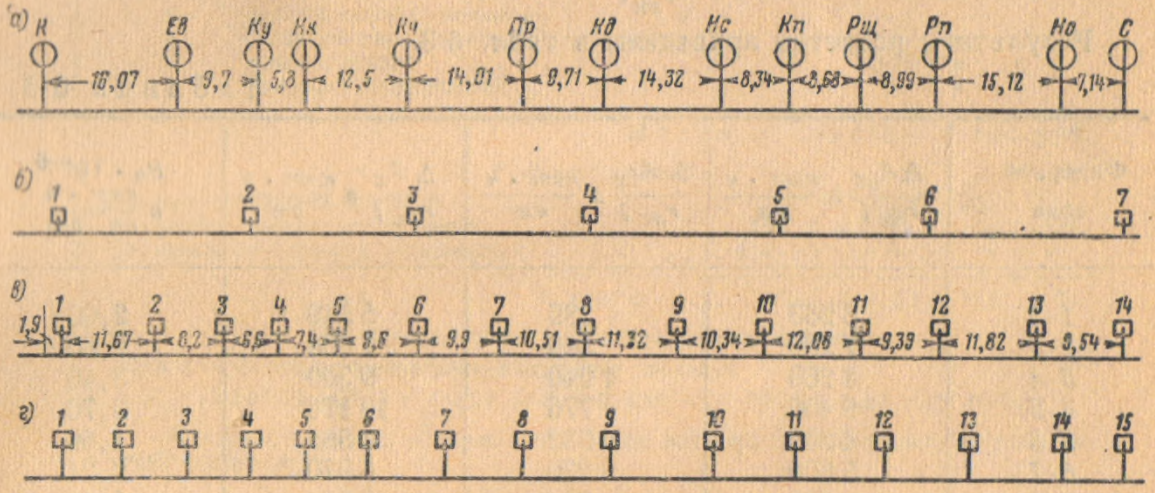



Рис. 6-8

Как видно из рис. 6-8, *в*, большинство тяговых подстанций располагается не на станциях. Однако достаточно добавить одну тяговую подстанцию и можно расположить почти все тяговые подстанции на станциях, только 5 из 15 будут находиться на перегонах (рис. 6-8, *г*).

Для дальнейших расчетов необходимы расстояния между тяговыми подстанциями, суточный расход энергии и времена хода по фидерным зонам. Эти данные приведены в табл. 6-2.

Таблица 6-2

| Наименование фидерной зоны | $l$ | $A_{сут}$ в $[квт \cdot ч] \cdot 10^{-3}$ | Время хода в *мин* | |
|---|---|---|---|---|
| | | | полное | под током |
| Ст. К — п/ст. *1* | 1,9 | 18,8 | 7,5 | 3,59 |
| П/ст. *1* — п/ст. *2* | 11,67 | 56,2 | 22,7 | 13,8 |
| П/ст. *2* — п/ст. *3* | 8,2 | 65,1 | 17,0 | 11,9 |
| П/ст. *3* — п/ст. *4* | 6,6 | 56,1 | 13,15 | 7,75 |
| П/ст. *4* — п/ст. *5* | 7,4 | 63,2 | 23,4 | 9,1 |
| П/ст. *5* — п/ст. *6* | 9,6 | 54,5 | 20,6 | 15,15 |
| П/ст. *6* — п/ст. *7* | 9,91 | 58,4 | 19,3 | 12,35 |
| П/ст. *7* — п/ст. *8* | 10,51 | 50,3 | 19,7 | 14,5 |
| П/ст. *8* — п/ст. *9* | 11,32 | 55,0 | 20,4 | 16,05 |
| П/ст. *9* — п/ст. *10* | 10,34 | 58,6 | 17,5 | 14,9 |
| П/ст. *10* — п/ст. *11* | 12,08 | 57,3 | 21,8 | 13,7 |
| П/ст. *11* — п/ст. *12* | 9,39 | 55,5 | 17,5 | 14,25 |
| П/ст. *12* — п/ст. *13* | 11,82 | 61,6 | 19,85 | 15,8 |
| П/ст. *13* — п/ст. *14* | 9,54 | 45,2 | 18,6 | 10,8 |

**Расчет потерь энергии и выбор сечения проводов контактной сети**

Согласно § 6-4

$$\Delta A_x = \Delta A_{0x} + \Delta A_{ix}.$$

Первая составляющая рассчитывается по формуле (2-9), а вторая — (6-11). При этом время $T$ принято равным 24 *ч*. Все величины, входящие в указанные формулы, рассчитаны обычными способами, изложенными в соответствующих главах книги. Исходя из потерь энергии, определялась величина $B_0$, необходимая для выбора сечения проводов по рекомендациям § 2-1,

$$B_0 = \frac{\Delta A_x \cdot 365}{r_{эк} l} \; квт \cdot ч/ом \cdot год.$$

Результаты расчетов приведены в табл. 6-3.

Таблица 6-3

| Фидерная зона | $\frac{\Delta A_{0x}}{r_{эк} l}$ в $\frac{квт \cdot ч}{ом}$ | $\frac{\Delta A_{ix}}{r_{эк} l}$ в $\frac{квт \cdot ч}{ом}$ | $\frac{\Delta A_x}{r_{эк} l}$ в $\frac{квт \cdot ч}{ом}$ | $B_0 \cdot 10^{-6}$ в $\frac{квт \cdot ч}{ом. год}$ |
|---|---|---|---|---|
| *1-2* | 5 260 | 289 | 5 549 | 2,03 |
| *2-3* | 7 260 | 546 | 7 806 | 2,85 |
| *3-4* | 8 260 | 1 040 | 9 300 | 3,40 |
| *4-5* | 9 400 | 776 | 10 176 | 3,70 |
| *5-6* | 4 200 | 332 | 4 532 | 1,66 |
| *6-7* | 5 800 | 270 | 6 070 | 2,21 |
| *7-8* | 3 700 | 204 | 3 904 | 1,43 |
| *8-9* | 4 060 | 163 | 4 223 | 1,54 |
| *9-10* | 4 750 | 225 | 4 975 | 1,82 |
| *10-11* | 5 150 | 165 | 5 315 | 1,94 |
| *11-12* | 4 450 | 259 | 4 709 | 1,72 |
| *12-13* | 5 160 | 176 | 5 336 | 1,94 |
| *13-14* | 3 910 | 260 | 4 170 | 1,52 |

Расчет сечения проводов сведен в табл. 6-4.

Выбранные сечения проводов проверены на нагревание. Во всех случаях по нагреву имеется большой запас.

Таблица 6-4

| Фидерная зона | Подвеска на оба пути | $r_0 = r_{эк} + r_р$ в *ом/км* |
|---|---|---|
| *1-2* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 2А-185 | 0,037 |
| *2-3* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 3А-185 | 0,035 |
| *3-4* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 4А-185 | 0,031 |
| *4-5* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 4А-185 | 0,031 |
| *5-6* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + А-185 | 0,042 |
| *6-7* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 2А-185 | 0,037 |
| *7-8* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + А-185 | 0,042 |
| *8-9* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + А-185 | 0,042 |
| *9-10* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 2А-185 | 0,037 |
| *10-11* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 2А-185 | 0,037 |
| *11-12* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 2А-185 | 0,037 |
| *12-13* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + 2А-185 | 0,037 |
| *13-14* | 2 [ПБСМ-95 + 2ТФ-100] + А-185 | 0,042 |

Система энергоснабжения проверена и по режиму напряжения в контактной сети (по рекомендациям, данным в § 3-2). Установлено, что даже при движении поездов с минимальным интервалом ниже 3 000 *в* напряжение ни на каком блок-участке не имеет места.

## Сравнение варианта централизованного и распределенного питания

### А. Распределенное питание

*I. Капитальные затраты*

1. Стоимость контактной сети . . . . . 2 061 тыс. руб.
2. » постов секционирования . . . . . —
3. » пунктов параллельного соединения . . . . . 65 » »
4. » жилых домов . . . . . 326 » »
5. » тяговых подстанций . . . . . $x$ » »

Итого . . . $(2\,450 + x)$ тыс. руб.

*II. Годовые расходы*

1. Стоимость потерь энергии . . . . . 142 тыс. руб.
2. Амортизационные отчисления . . . . . $(122{,}5 + 0{,}05\,x)$ тыс. руб.
3. Содержание тяговых подстанций . . . . . $4{,}4 \cdot 10^3 \cdot 14 = 62$ » »

Итого . . . $(326{,}5 + 0{,}05\,x)$ тыс. руб.

*III. Приведенные капитальные затраты*

При $T = 8$ годам приведенные затраты составят

$$K_{пр} = 10^3\,(2\,450 + x + 326{,}5 \cdot 8 + 0{,}4\,x) = (5\,070 + 1{,}4\,x) \text{ тыс. руб.}$$

Примечание. Стоимость потерь энергии определялась по следующей формуле:

$$K_{\Delta A} = \left( \sum_{1}^{13} B_0\, r_0\, l \right) 0{,}014\, \frac{1}{0{,}93},$$

где 0,014 — стоимость 1 *квт·ч* энергии в руб.;
0,93 переводит величину потерь энергии к «вводам на подстанции».

### Б. Сосредоточенное питание (данные взяты из реального проекта)

*I. Капитальные затраты*

1. Стоимость контактной сети . . . . . 1 920 тыс. руб.
2. » постов секционирования . . . . . 57 » »
3. » пунктов параллельных соединений . . . . . 24 » »
4. » тяговых подстанций . . . . . 2 770 » »
5. » жилых домов . . . . . 243 » »

Итого . . . 5 014 тыс. руб.

*II. Годовые расходы*

| | | |
|---|---|---|
| 1. Стоимость потерь энергии | 682 | тыс. руб. |
| 2. Амортизационные отчисления | 234,2 | » » |
| 3. Содержание тяговых подстанций | 29,0 | » » |
| Итого | 945,2 | тыс. руб. |

Приведенные капитальные затраты в этом случае

$$K_{пр} = (5\,014 + 945{,}2 \cdot 8)\,10^3 = 12\,600 \text{ тыс. руб.}$$

Варианты будут равноценными, если $12\,600 \cdot 10^3 = (5\,070 + 1{,}4\,x)\,10^3$, откуда условием равноценности является $x = 5\,400$ тыс. руб., т. е. варианты равноценны, если стоимость одной тяговой подстанции при распределенном питании составит

$$\frac{5\,400 \cdot 10^3}{14} \approx 385 \text{ тыс. руб.},$$

и при меньшей стоимости одной подстанции (что в действительности обязательно будет иметь место) вариант распределенного питания будет выгоднее.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Фрайфельд А. В., Крестьянов М. Е. Схема автоматического параллельного соединения контактной сети путей для двухпутных электрифицированных железных дорог. Труды МЭМИИТа, вып. 63. Трансжелдориздат, 1953.

2. Марквардт Г. Г. Расчет нагрузок тяговых подстанций с учетом их внешних характеристик. Труды МЭМИИТа, вып. 63. Трансжелдориздат, 1953.

3. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.

Глава 7

# ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ

## § 7-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Блуждающими токами принято называть токи утечки электрических установок, проходящие в земле и подземных металлических сооружениях. Источниками блуждающих токов являются электрические установки, использующие в качестве обратного провода землю или рельсы, имеющие проводимость по отношению к земле: электрические железные дороги (магистральные и промышленного транспорта), трамвай, метрополитен, линии электропередачи системы провод — земля, линии дистанционного питания усилителей (на необслуживаемых усилительных пунктах линий связи) по системе провод—земля. В данной главе рассматривается в основном защита подземных сооружений от коррозии блуждающими токами, создаваемыми электрическими железными дорогами.

Блуждающие токи создают в подземных сооружениях разность потенциалов, в результате чего отдельные участки подземного сооружения приобретают различные потенциалы относительно прилегающих слоев земли: отрицательные (в катодной зоне) и положительные (в анодной зоне). При утечке токов из подземного сооружения в землю в анодной зоне происходит интенсивное электрохимическое разрушение металла сооружения — электрокоррозия. В катодной зоне ощутимого разрушения металла не наблюдается. Поэтому приведение подземного сооружения в анодной зоне в катодное состояние (катодная поляризация), т. е. искусственное понижение его потенциала до некоторого отрицательного значения, обеспечивает устранение или уменьшение электрокоррозии. Наименьший по абсолютной величине отрицательный потенциал, при котором электрокоррозия устраняется, называют минимальным защитным потенциалом. Однако большой отрицательный потенциал, превышающий максимально допустимый защитный потенциал, может оказаться вредным для подземного сооружения, в частности, при этом проис-

ходит интенсивное разрушение свинца оболочки кабелей и может возникнуть отслаивание противокоррозионного покрытия, после чего коррозия усиливается. Особенно сильно электрокоррозия проявляется при расположении подземного сооружения в почве с минерализованными водами, содержащими агрессивные по отношению к металлу сооружения соли. При этом одновременно имеют место почвенная коррозия и электрокоррозия.

В результате электрокоррозии в течение года потеря металла с некоторой поверхности сооружения, с которой равномерно стекает ток 1 *а*, может составить около 9 *кг* для стали (трубопроводы, броня кабелей, рельсы и т. п.) и около 34 *кг* для свинца (оболочки кабелей). Это может привести к выходу из строя трубопроводов и кабелей. Так, наблюдались случаи коррозионного повреждения бронированных кабелей в результате почвенной коррозии через 8 лет, а при наличии блуждающих токов от электрических железных дорог — через 2 года. Голые же освинцованные кабели выходили из строя в результате электрокоррозии иногда через 2 месяца [4].

Изложенное относится не только к сооружениям, проложенным в земле, но и к рельсам, подкладкам, костылям и болтам, металлическим сооружениям, имеющим электрическое соединение с рельсами и контакт с землей, которые также подвержены электрокоррозии в месте утечки тока в землю.

Электрокоррозия происходит также в железобетонных конструкциях (наряду с атмосферной и почвенной коррозией), особенно в тех из них, которые имеют глухое соединение с электротяговыми рельсами. В месте утечки тока из металлической арматуры в результате электрокоррозии образуется ржавчина, объем ее увеличивается, поэтому в бетоне возникают напряжения, приводящие к нарушению структуры бетона, трещинам и разрушению защитного слоя. После этого усиливается коррозия арматуры и бетона, которая может привести к разрушению конструкции. Это относится, в частности, к железобетонным фундаментам и опорам контактной сети.

Опасность в отношении электрокоррозии представляет постоянный ток. Переменный ток может вызывать опасную коррозию только при низкой частоте и очень больших плотностях тока утечки.

Очевидно, что блуждающие токи электрического рельсового транспорта постоянного тока при отсутствии надлежащих защитных мер могут принести чрезвычайно большой ущерб народному хозяйству и вызвать в некоторых случаях аварии с весьма тяжелыми последствиями. Поэтому с блуждающими токами и их вредным воздействием на сооружения ведется систематическая борьба.

Меры борьбы с блуждающими токами и коррозией подземных сооружений регламентируются соответствующими правилами. До последнего времени защитные мероприятия проектировались и выполнялись в соответствии с «Правилами защиты подземных металлических сооружений от коррозии» [1], введенными в действие Госстроем СССР с 1 января 1959 г. За последние годы проведен ряд допол-

нительных исследований по совершенствованию защиты подземных сооружений, на основе которых разработан проект новых правил, находящийся сейчас в стадии утверждения. Указанные правила распространяются на устройство и эксплуатацию вновь строящихся и реконструируемых линий электрического рельсового транспорта постоянного тока — магистральных, пригородных, промышленных, трамвая и метрополитена; линий дистанционного питания усилителей по системе провод — земля; подземных стальных трубопроводов всех назначений и кабельных линий силовых, связи и сигнализации независимо от способа их прокладки под землей.

Материал данной главы изложен с учетом проекта новых правил [2] и ряда изменений, внесенных в него при обсуждении. Кроме того, в главе использованы технические указания Трансэлектропроекта по проектированию защиты подземных сооружений [3], опыт проектирования, а также результаты ряда исследований и разработок защитных устройств [4—14].

## § 7-2. ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ, РЕЛЬСОВЫМ ЦЕПЯМ, ПОДЗЕМНЫМ СООРУЖЕНИЯМ И ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Все защитные мероприятия по борьбе с электрокоррозией подземных сооружений блуждающими токами могут быть разделены на две группы.

а) Мероприятия по ограничению блуждающих токов, осуществляемые в их источниках (в частности, на электрических железных дорогах), организациями и предприятиями, в ведении которых находятся эти источники. При этом сооружение — источник блуждающих токов — принимается в эксплуатацию только после осуществления всех предусмотренных проектом мер по ограничению блуждающих токов.

б) Мероприятия по защите подземных сооружений и коммуникаций, осуществляемые непосредственно на защищаемых объектах организациями и предприятиями, в ведении которых они находятся. Они также должны быть осуществлены до ввода в эксплуатацию сооружения. Если же эти мероприятия могут быть выполнены только после специальных измерений блуждающих токов в условиях эксплуатации, то они осуществляются в первый год эксплуатации объектов.

Мероприятия по ограничению блуждающих токов. Величина блуждающих токов определяется токами утечки с рельсов в землю, которые, в свою очередь, зависят от потенциалов рельсов относительно земли и переходного сопротивления. На потенциал рельсов влияет величина тока в рельсах и их проводимость.

Ограничение величины блуждающих токов достигается выполнением ряда требований при проектировании и строительстве устройств энергоснабжения, увеличением проводимости рельсовой цепи

и повышением переходного сопротивления между рельсами и землей.

1. При проектировании и сооружении устройств энергоснабжения железных дорог постоянного тока в контактной сети должна применяться положительная полярность, при которой анодные зоны на подземных сооружениях получаются обычно сосредоточенными возле подстанций, что облегчает условия защиты сооружений от коррозии. Питание контактной сети на перегонах при нормальном режиме работы системы энергоснабжения должно быть, как правило, двусторонним с минимально возможной разностью среднесуточных значений напряжения на шинах смежных подстанций. Выбор оптимального варианта размещения тяговых подстанций на магистральных железных дорогах необходимо производить с учетом экономических показателей электродренажной защиты магистральных трубопроводов и кабелей.

Соединенная с рельсами шина не должна иметь заземления на подстанции (за исключением электродренажей). Отсасывающие линии должны быть изолированы от земли на напряжение 1 000 *в* от подстанции до кабельного ящика у рельсовых путей и присоединяться ко всем рельсовым нитям электрифицированных путей. При автоблокировке с двухниточными рельсовыми цепями отсасывающие линии присоединяются к средним точкам путевых дросселей, а при однониточных рельсовых цепях—к электротяговым нитям.

Ограничение блуждающих токов может быть достигнуто также уменьшением потенциалов рельсов. В последние годы в МИИТе разработано активное защитное устройство — путевой источник тока (ПИТ), предназначенный для снижения потенциалов рельсов. Это специальное вольтодобавочное устройство включается в рельсовую цепь на изолированном стыке таким образом, что создаваемый им потенциал в рельсовой цепи оказывается встречным по отношению к потенциалу, вызванному прохождением тягового тока, вследствие чего результирующий потенциал в рельсах уменьшается. Напряжение, создаваемое на изолированном стыке путевым источником тока, изменяется в зависимости от величины тока в контактной сети. Путевой источник тока питается от линии переменного тока напряжением 6—10 *кв* через трансформатор мощностью 100 *ква*, ток выпрямляется с помощью кремниевых вентилей ВК-50 или ВК-100. Схема управления, связывающая ток контактной сети и напряжение на изолированном стыке рельсов, построена на магнитных усилителях. Как показали исследования [13], применение двух путевых источников тока на фидерной зоне может для средних условий уменьшить максимальные плотности тока утечки, а следовательно, и местную коррозию сооружения в 1,5—1,8 раза для близлежащих сооружений и в 2—2,5 раза для удаленных; опасность общей коррозии — в 3—4 раза для близлежащих сооружений и в 4—6 раз для удаленных; при этом общая стоимость путевых источников тока сравнительно невелика и приближенно может быть оценена в 300—400 *руб/км*. Увеличение количества путевых источников

тока может дать еще больший эффект. При этом следует учитывать, что они одновременно снижают потенциалы рельсов, которые могут достигать опасных значений, что особенно важно в местах хранения горючих и взрывоопасных веществ. Окончательно эффективность и область применения путевых источников тока будут установлены после опытной эксплуатации их на электрифицированных участках железных дорог.

2. Увеличение проводимости рельсов достигается укладкой на главных путях рельсов тяжелых типов, причем сопротивление каждого неизолирующего стыка не должно превышать сопротивления целого рельса длиной 3 *м*. Последнее требование относится к любому способу обеспечения электропроводности стыков. Если к стыкам привариваются гибкие медные электрические соединители, то их сечение должно быть не менее 70 *мм*$^2$ с поверхностью контакта в месте приварки не менее 250 *мм*$^2$ (рекомендуется сечение стыковых соединителей 95 *мм*$^2$ для рельсов Р50 и 120 *мм*$^2$ для рельсов Р65). С 1960 г. на вновь укладываемых рельсах тяжелых типов электрические соединители не устанавливаются, а электропроводность стыков обеспечивается специальной токопроводящей смазкой под стыковыми накладками с соблюдением норм сопротивления стыка. При расчетах увеличение сопротивления рельсового пути за счет стыков (без учета изолирующих стыков автоблокировки) принимается равным 20%.

Для выравнивания потенциалов рельсов на электрифицированных путях без цепей автоблокировки и электрической централизации через каждые 300 *м* устанавливаются междурельсовые соединители, а через 600 *м* — междупутные соединители. При наличии двухниточных цепей автоблокировки устанавливаются междупутные соединители через 2 дроссельных стыка на третий, а при однониточных цепях — через каждые 400 *м* и в горловинах станций у выходных сигналов. Междурельсовые и междупутные соединители выполняются проводом сечением не менее 70 *мм*$^2$ по меди с поверхностью контакта с рельсом не менее 250 *мм*$^2$ и изолируются от земляного полотна.

В качестве проводника тяговых и дренажных токов могут использоваться рельсы неэлектрифицированных путей станций и перегонов, если они выполнены в соответствии с требованиями к проводимости их и изоляции от земли, предъявляемыми к рельсам электрифицированных путей.

3. Повышение переходного сопротивления обеспечивается применением щебеночного или равноценного по изоляционным свойствам балласта на главных путях, пропиткой деревянных шпал масляными антисептиками, не проводящими ток. В случае применения железобетонных шпал изолирующие свойства рельсового пути не должны быть ниже, чем при деревянных шпалах. Между подошвой рельса и балластом должен быть зазор не менее 30 *мм* (на перегонах и станциях), а противоугонные устройства изолируются от балласта битумом.

Неэлектрифицированные пути, особенно подъездные пути к нефтебазам и складам с горючими и взрывчатыми веществами, а также тупиковые упоры отделяются от электрифицированных путей двумя изолирующими стыками в каждой рельсовой нити с расстоянием, исключающим их перекрытие подвижным составом.

На территории депо электроподвижного состава и на мостах рельсы изолируются от контуров заземления, металлических сооружений, арматуры железобетонных конструкций.

Металлические и железобетонные опоры контактной сети, металлические фермы мостов, путепроводов с сопротивлением растеканию менее 20 *ом* соединяются с рельсами через искровые промежутки с пробивным напряжением не более 800 *в*. Глухое соединение при этих условиях допускается только там, где искровые промежутки ставить нельзя по условиям техники безопасности (на опорах с секционными разъединителями, станционных путях, платформах и т. п. из-за постоянного наличия людей). Металлические сооружения, в том числе опоры контактной сети, соединенные с рельсами непосредственно или через искровые промежутки, устанавливаются на бетонных или железобетонных фундаментах. Соединительные провода во всех случаях должны прокладываться изолированно от земляного полотна.

Специфические требования к устройствам трамвая и метрополитена здесь не приводятся [1, 2].

Мероприятия по защите подземных сооружений от электрокоррозии сводятся к рациональному выбору трассы прокладки подземных сооружений, применению противокоррозионных покрытий, изолирующей канализации, секционирования подземных сооружений и, наконец, катодной поляризации.

Расстояние между ближайшим рельсом электрической железной дороги и параллельно прокладываемыми трубопроводами или кабелями рекомендуется не менее 10 *м*, а при меньших расстояниях (в стесненных условиях) требуется повышать переходное сопротивление между сооружением и землей (применением покрытий или канализации) и применять катодную поляризацию. Следует избегать пересечений трассы подземных сооружений с электрической дорогой, если это не вызывает значительного увеличения длины трассы. При необходимости пересечения выполняются под углом 75—90° с расстоянием между подземным сооружением и подошвой рельса не менее 1 *м*, а также не ближе 10 *м* от стрелок, крестовин, присоединений к рельсам отсасывающих линий (рекомендуется на расстоянии $^1/_5$ — $^1/_7$ длины фидерной зоны от отсасывающего пункта, если это экономически оправдано). Стальные трубопроводы прокладываются в месте пересечения с весьма усиленной изоляцией в футлярах или каналах, а кабели — в неметаллических трубах, блоках, каналах или тоннелях.

При защите подземных сооружений от электрокоррозии блуждающими токами одновременно осуществляется и защита от поч-

венной коррозии. Выбор средств защиты должен производиться в результате технико-экономических обоснований в зависимости от условий прокладки сооружений и на основе данных о коррозионной активности среды по отношению к металлу защищаемого сооружения. Коррозионная активность грунтов по отношению к стальным сооружениям оценивается по величине удельного сопротивления грунтов или другими методами.

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Минимально-годовая величина удельного сопротивления грунтов в *ом·м* . . | Более 100 | 100—20 | 20—10 | 10—5 | Менее 5 |
| Степень коррозионной активности грунтов . . . . . | Низкая | Средняя | Повышенная | Высокая | Весьма высокая |

Для магистральных стальных трубопроводов, прокладываемых в зонах воздействия блуждающих токов в грунтах с низкой и средней коррозионной активностью, применяется усиленное битумное изоляционное покрытие; в грунтах с повышенной, высокой и весьма высокой активностью, а также в засоренных грунтах, при пересечении железных дорог, на территориях городов и заводов — весьма усиленное битумное покрытие. Могут также применяться другие равноценные по изоляционным свойствам покрытия, характеристика которых приведена в литературе [2].

Коррозионную активность среды по отношению к свинцовой оболочке кабеля рекомендуется определять по данным химического анализа среды [2]. Обычно низкой коррозионной активностью обладают песчаные и песчано-глинистые грунты, морские и озерные воды; средней активностью — глинистые, солончаковые, известковые и бедные черноземные грунты, грунтовые и речные воды; высокой активностью — богатые черноземные, торфяные, засоренные посторонними веществами (мусором, известью, шлаком) грунты, речные и болотные воды.

Все кабели (силовые, связи и сигнализации) с голыми свинцовыми оболочками должны укладываться в неметаллических трубах, блоках, каналах, тоннелях и коллекторах (с отводом грунтовых и ливневых вод). При прокладке кабелей со свинцовой оболочкой и стальной броней в среде с высокой коррозионной активностью рекомендуется защищать их полихлорвиниловыми или равноценными защитными покровами; кабели с алюминиевой оболочкой обязательно защищаются такими покровами. Бронированные с защитным покровом кабели связи и железнодорожной сигнализации, прокладываемые непосредственно в земле со средней коррозионной активностью, защищаются катодной поляризацией (в основном анодными гальваническими электродами), а в среде с высокой коррозионной активностью — полимерными покровами без катодной поляризации. На коротких участках трассы с высокой коррозионной

активностью можно вместо полимерных покрытий применять усиление защитного покрова дополнительным битумным покрытием. Для выравнивания потенциалов между свинцовой оболочкой кабеля и броней и предупреждения появления переходных токов, которые могут привести к быстрому разъеданию свинцовой оболочки, между ними делаются поперечные перепайки во всех муфтах, путевых ящиках, кабельных стойках, контрольно-измерительных пунктах, местах присоединения устройств электрической защиты (за исключением полностью изолированных от земли кабелей).

В целях снижения величины блуждающих токов в металлических подземных сооружениях и плотности токов утечки может применяться секционирование их с установкой в местах секционирования изолирующих фланцев на трубопроводы и муфт на кабели. При этом анодная зона разделяется на участки с меньшими величинами потенциалов между подземным сооружением и землей. Анодные зоны вблизи изолирующих стыков устраняются присоединением к подземному сооружению возле стыков заземлителей (токоотводов) из черных металлов. Снижая интенсивность коррозии, секционирование ведет к уменьшению стоимости осуществления других видов защит. Секционирование должно применяться при вводе подземных трубопроводов и кабелей на территорию промышленных и коммунальных предприятий, жилых домов (особенно в здания со стальным каркасом), в тоннели, депо, при прокладке по стальным и железобетонным мостам, а также для защиты грунтовых емкостей со сжиженным газом.

Если противокоррозионные покровы подземных сооружений исключают проникновение к ним блуждающих токов, то катодная поляризация может не применяться. В остальных условиях, описанных в следующем параграфе, применяются электрические способы защиты.

Для контроля за коррозионным состоянием подземных сооружений и эффективностью действия катодной поляризации на них устанавливаются контрольно-измерительные пункты (КИП), в которых могут выполняться необходимые измерения потенциалов и токов. Они располагаются с расчетом охвата всей сети подземных сооружений, в особенности в местах, где до применения защиты были опасные зоны, и обычно совмещаются со смотровыми колодцами, путевыми коробками, кабельными муфтами, стойками и т. п. Контрольно-измерительные пункты располагаются в местах подключения защитных установок, на изолирующих стыках, на концевых точках магистрали, в местах пересечения подземных сооружений между собой, а также с рельсовыми путями электрических железных дорог и с реками. На трубопроводах, проходящих через станции с тяговыми подстанциями, КИП устанавливаются через 300—500 *м*, на остальных участках—через 500—1 000 *м*, на кабелях сигнализации и связи на территории станций — через 200 *м*, на перегонах — через 400 *м*, на кабелях высокого напряжения — у соединительных и оконечных муфт.

Следует отметить также основные меры защиты от электрокоррозии железобетонных конструкций [8]. К таким мерам относится устранение глухих металлических соединений стальной арматуры с рельсами, а при необходимости — соединение через искровые промежутки многократного действия. Снижение скорости коррозии дает применение плотного бетона с достаточной толщиной защитного слоя, который обладает большей трещиноустойчивостью, чем бетон с пустотами и раковинами. При небольших плотностях тока защитные свойства бетона улучшаются при пропитке его петролатумом, уменьшающим его водопроницаемость. Более радикальным способом защиты являются изолирующие покрытия на основе битумных мастик (горячих толщиной до 3 *мм*) полимерными пластиками, рулонными битумными и другими гидроизоляционными материалами. В исключительных случаях, если эти средства недостаточны и имеются местные вяжущие вещества (мазут, нефть, дегти), железобетонные конструкции могут устанавливаться в гидрофобные грунты, обладающие высокими электроизолирующими свойствами в результате заполнения этими вяжущими. При необходимости могут применяться электрические способы защиты, если это экономически оправдано.

## § 7-3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ И УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Для обеспечения катодной поляризации подземных сооружений и уменьшения или устранения их коррозии применяются следующие электрические способы защиты: прямой, поляризованный и усиленный электрические дренажи, катодные установки, анодные электроды (протекторы).

Катодная поляризация может применяться для защиты подземных сооружений от коррозии не только в анодных, но и в знакопеременных зонах, т. е. на тех участках сооружений, на которых наложенный потенциал от блуждающих токов с течением времени изменяет знак, вызывая попеременное возникновение анодного и катодного состояния. Это происходит при движении поездов и изменении их токов, особенно при рекуперации энергии, когда изменяется направление протекания токов.

Стальные магистральные трубопроводы защищаются катодной поляризацией как в анодных, так и в знакопеременных зонах. Что касается стальных трубопроводов, расположенных в пределах городской застройки, то они защищаются катодной поляризацией в устойчивых анодных зонах. Необходимость же в их защите в знакопеременных зонах устанавливается в зависимости от степени асимметрии блуждающих токов. Величина степени асимметрии $\gamma$ рассчитывается по результатам измерений потенциалов трубопровода относительно земли $U_{сз}$ в эксплуатационных условиях и представляет собой отношение суммарной площади положительных потенциалов за время измерения $t_и$ к суммарной площади положи-

тельных и отрицательных потенциалов за то же время по диаграмме изменения потенциалов во времени в месте их измерения (рис. 7-1, *а*):

$$\gamma = \frac{\sum^{t_и} S_+}{\sum^{t_и} S_+ + \sum^{t_и} S_-}. \qquad (7\text{-}1)$$

Степенью асимметрии определяется коррозионная активность блуждающих токов $K_а$, т. е. фактические коррозионные потери в знакопеременной зоне по сравнению с коррозионными потерями в устойчивой анодной зоне (рис. 7-1, *б*). Если степень асимметрии $\gamma > 0{,}6$ (коррозионная активность больше 30%), то необходимо применять катодную поляризацию наравне с защитой в устойчивых анодных

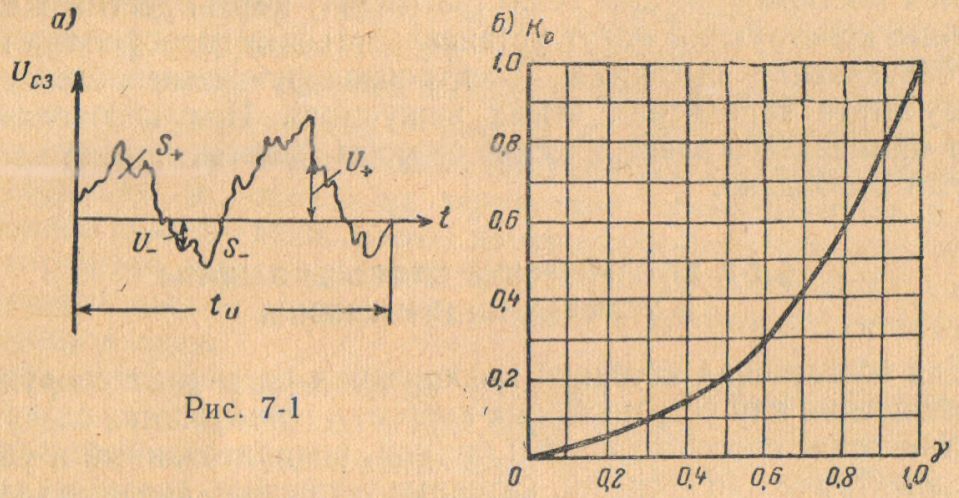



Рис. 7-1

зонах; при $\gamma = 0{,}3 \div 0{,}6$ катодная поляризация осуществляется во вторую очередь после защиты сооружения в устойчивых анодных зонах; при $\gamma < 0{,}3$ знакопеременная зона считается практически безопасной (коррозионная активность составляет меньше 10%).

Бронированные кабели, расположенные в анодных и знакопеременных зонах, защищаются катодной поляризацией при прокладке их в малоагрессивных грунтах с удельным сопротивлением, бóльшим 20 *ом·м*, если среднесуточная плотность тока утечки в землю превышает 0,15 *ма/дм*$^2$. В агрессивных грунтах с удельным сопротивлением, меньшим 20 *ом·м*, кабели защищаются катодной поляризацией независимо от плотности тока утечки.

При осуществлении катодной поляризации среднесуточные значения отрицательных потенциалов подземного сооружения по отношению к электроду сравнения должны быть по абсолютной величине не меньше минимальных защитных потенциалов (независимо от противокоррозионного покрытия) и не больше максимально допустимых потенциалов (зависящих от покрытия), указанных в табл. 7-1. Водородным электродом сравнения называют полуэлемент, состоящий из специально обработанного платинового

Таблица 7-1

| Металл сооружения и среда | Минимальные защитные потенциалы в *в* по отношению к электроду сравнения | | | Наличие противокоррозионного покрытия | Максимально допустимые потенциалы в *в* по отношению к электроду сравнения | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | водородному | медносульфатному | неполяризующемуся свинцовому | | водородному | медносульфатному | неполяризующемуся свинцовому |
| Сталь во всех средах | —0,55 | —0,87 | —0,38 | С покрытием | —0,9 | —1,22 | —0,73 |
| | | | | С покрытием, имеющим частичное разрушение | —1,2 | —1,52 | —1,03 |
| | | | | Без покрытия | Ограничивается вредным влиянием на соседние металлические подземные сооружения | | |
| Свинец в кислой среде . . . . . | —0,2 | —0,52 | —0,03 | С покрытием | —0,6 | —0,92 | —0,43 |
| | | | | Без покрытия | —0,8 | —1,12 | —0,63 |
| Свинец в щелочной среде . . . . . | —0,42 | —0,74 | —0,25 | С покрытием | —0,9 | —1,22 | —0,73 |
| | | | | Без покрытия | —1,0 | —1,32 | —0,83 |

электрода, помещенного в раствор кислоты, в которой концентрация водородных ионов равна единице, а давление газообразного водорода над раствором равно атмосферному; потенциал этого электрода принимается нулевым. Медносульфатный электрод сравнения — полуэлемент из медного электрода, помещенного в насыщенный раствор медного купороса; потенциал его по отношению к водородному электроду принимается равным + 0,32 *в*. Свинцовый неполяризующийся электрод сравнения — также полуэлемент из свинцового электрода, находящегося в насыщенном растворе уксуснокислого свинца; его потенциал по отношению к водородному электроду составляет—0,17 *в*.

Защитный потенциал стальных трубопроводов, измеренный по отношению к стальному электроду и в КИП (где также применяется заложенный в землю стальной электрод), должен быть по абсолютной величине не менее — 0,3 *в*.

Катодная поляризация, осуществляемая на любом подземном сооружении, снижает потенциал и самого сооружения, и окружающей земли. Она не должна оказывать вредного влияния на соседние металлические сооружения, которое выражается в появлении опасности электрокоррозии соседних сооружений, не требовавших до этого защиты от нее. Вредным влиянием катодной поляризации данного сооружения на соседние, также защищенные катодной поляризацией, считается изменение защитного потенциала на соседних сооружениях до значения, которое по абсолютной вели-

чине ниже минимального или выше максимально допустимого защитных потенциалов более чем на 0,1 *в*. Если этого вредного влияния избежать нельзя, то применяется совместная защита нескольких сооружений общими защитными устройствами (или принимаются другие меры).

Совместная защита применяется также для близко (до 50 *м*) расположенных подземных сооружений (если это допустимо по условиям их эксплуатации) с целью уменьшения затрат и улучшения системы защиты. При этом между сооружениями устанавливаются перемычки. При совместной защите трубопроводов и кабелей связи в перемычки включаются вентильные устройства для предотвращения прохождения тока из трубопровода в оболочку кабеля. Если осуществляется совместная защита трубопроводов и высоковольтных кабелей, то принимаются меры по безопасности эксплуатации защищаемых сооружений и обслуживающего персонала, исключающие появление опасных напряжений прикосновения и шагового при пробое высоковольтного кабеля. Это достигается, в частности, присоединением каждого защищаемого сооружения к общему заземлению с малым сопротивлением растеканию.

Если требуемые защитные потенциалы одним способом электрической защиты не обеспечиваются, то применяется комплексная защита несколькими средствами защиты одновременно.

Рассмотрим условия применения электрических способов защиты, принципиальные схемы и основные параметры некоторых защитных устройств.

Электрический дренаж является основным способом защиты подземных сооружений от электрокоррозии блуждающими токами на электрических железных дорогах (на линиях метрополитена применение электрического дренажа не допускается). Он служит для отвода блуждающих токов из подземного сооружения в их источник — электрическую железную дорогу, чем достигается снижение потенциала сооружения относительно земли, следовательно, уменьшение утечки тока из сооружения в землю и снижение электрокоррозии. Для того чтобы не создавать условий для усиленного притекания тока в сооружение из земли на других его участках и для вредного влияния на соседние сооружения, дренаж должен работать в режиме минимального дренажного тока, обеспечивающего необходимый защитный потенциал сооружения.

Присоединение электрических дренажей к устройствам электрической железной дороги может производиться в следующих местах. Дренаж может подсоединяться к рельсовой цепи: при однониточных рельсовых цепях автоблокировки и электрической централизации — непосредственно к тяговому рельсу (прямой дренаж — на расстоянии от отсасывающего пункта не более 50 *м*), при двухниточных цепях автоблокировки — к средней точке путевого дросселя (поляризованный дренаж — не чаще чем через 2 путевых дросселя). Подсоединение дренажа к рельсовым путям не должно нарушать нормальную работу устройств СЦБ. При расположении

дренажа вблизи от отсасывающего пункта (места присоединения отсасывающей линии к рельсам) он присоединяется к отсасывающему пункту. Если такое присоединение не обеспечивает поддержания защитного потенциала сооружения, а суммарный среднесуточный ток дренажей не превышает 20% среднесуточного тока подстанции, то допускается присоединять дренаж к сборке отсасывающих линий тяговой подстанции.

Прямой (простой) электрический дренаж имеет двустороннюю проводимость, т. е. пропускает ток как от подземного сооружения к рельсам, так и в обратном направлении. Поэтому он может применяться только в устойчивых анодных зонах на защищаемом сооружении, когда потенциал сооружения всегда выше потенциала рельсов и возможность стекания токов с рельсов или

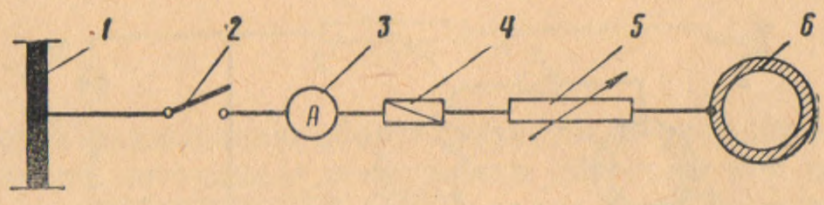



Рис. 7-2

отрицательной шины подстанции в сооружение исключена. Устойчивые анодные зоны обычно сосредоточиваются в районе тяговых подстанций, и прямой дренаж устанавливается на подстанции или вблизи от нее. При отключении подстанции дренаж также должен отключаться, так как на сооружении может появиться катодная зона и через дренаж будет стекать ток с рельсов в сооружение, усиливая коррозию в других местах, куда перемещается анодная зона. В связи с переходом на автоматизированные необслуживаемые подстанции применение простого дренажа на железнодорожном транспорте по этой причине сейчас ограничено. Принципиальная схема прямого дренажа показана на рис. 7-2. Здесь обозначено: *1* — отрицательная шина или рельс; *2* — рубильник; *3* — амперметр; *4* — предохранитель; *5* — регулируемое сопротивление; *6* — защищаемое сооружение.

Поляризованный электрический дренаж обладает односторонней проводимостью, т. е. пропускает ток с защищаемых подземных сооружений в рельсы и сильно ограничивает или не пропускает ток в обратном направлении. Он применяется, если потенциал защищаемого сооружения относительно рельсов и земли положителен или знакопеременен, когда разность потенциалов сооружение — рельсы больше разности потенциалов сооружение — земля.

Поляризованные дренажные устройства могут быть разделены на 3 группы: электромагнитные, электромагнитно-вентильные и вентильные.

К электромагнитным относится релейный поляризованный дренаж разработки 1953 г. РПД-53, принципиальная схема которого

приведена на рис. 7-3, где *1* — защищаемое сооружение; *2* — рельс; *3* — предохранитель вилочный на 35 *а*; *4* — дренажная обмотка; *5* — дополнительная обмотка; *6* — удерживающая обмотка; *7* — нейтральный якорь реле; *8* — поляризованный якорь с изолирующей вставкой; *9* — регулируемое сопротивление до 2,2 *ом*; *10* — балластная лампа 127—220 *в*, 60—100 *вт*. Схема показана в положении, соответствующем нулевому потенциалу между сооружением и рельсом. Когда положительный потенциал на сооружении достигнет 0,2 *в* (а ток 120 *ма*), поляризованный якорь *8* переключится в другое положение и включит цепь от дренажной обмотки непосредственно на сопротивление. Этим осуществляется частичное регулирование сопротивления дренажной цепи во время работы установки. При отрицательном потенциале сооружения относитель-

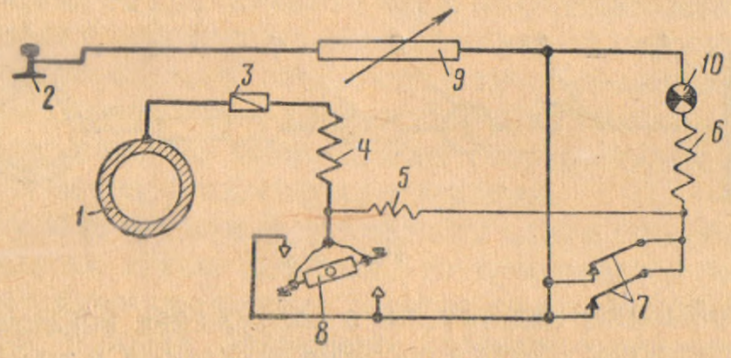



Рис. 7-3

но рельса 0,06 *в* поляризованный якорь переключится в положение, указанное на рис. 7-3, при увеличении отрицательного потенциала сооружения разомкнутся контакты нейтрального якоря *7*. Обратный ток автоматически ограничивается балластной лампой. Аналогичным образом работает установка РПД-ЦНИИ-55, несколько отличающаяся схемой, конструкцией и параметрами. Автоматический релейный поляризованный дренаж АРПД-ЦНИИ-49 имеет электромагнитный регулятор с поворотным якорем, который автоматически регулирует сопротивление дренажного реостата в зависимости от разности потенциалов между сооружением и рельсом и поддерживает возможно меньший прямой дренажный ток. Обратный ток ограничивается балластной лампой. К этой же группе относится поляризованный электромагнитный дренаж, разработанный Академией коммунального хозяйства им. Памфилова (модернизированный) ПЭД-АКХ-54м. Для питания его требуется переменный ток напряжением 127—220 *в*, что ограничивает область применения этой установки.

Электромагнитно-вентильной является универсальная поляризованная дренажная установка УПДУ-57. На рис. 7-4 показана ее принципиальная схема, где *1* — защищаемое сооружение; *2* — рельс; *3* — предохранитель типа ПР-2 на 500 *а*, 220 *в*; *4* — регулируемое сопротивление (ящик сопротивлений ЯС-100 № 5); *5* — предохранитель типа ПР на 15 *а*, 220 *в*; *6* — германиевый вентиль на

10 *а*; *7* — амперметр; *8* — рубильник типа РО-3 на 500 *а*; *9* — дренажная обмотка; *10* — включающая обмотка контактора; *11* — контакт нормально открытый; *12* — блокконтакт контактора. При положительном потенциале сооружения величина дренажного тока регулируется включением контактов *12* и *11*. Уменьшение тока до

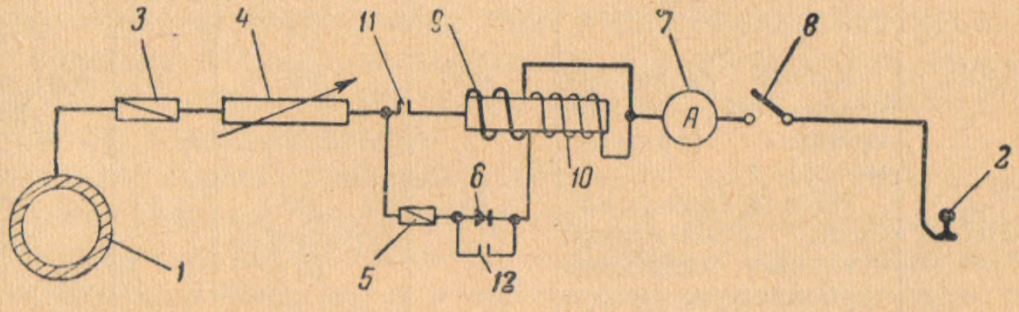



Рис. 7-4

нуля ведет к размыканию обоих контактов и разрыву цепей. При отрицательном потенциале сооружения обратный ток весьма мал, так как он определяется обратным током вентиля и практически с ним можно не считаться. Так же работает поляризованный электромагнитный дренаж ПЭД-58, отличающийся от предыдущего схемой, конструкцией и параметрами.

Вентильным является поляризованный дренаж ПГД-200 с германиевыми вентилями. Его принципиальная схема приведена на рис. 7-5, где *1* — дренажный секционный реостат из чугунных пла-

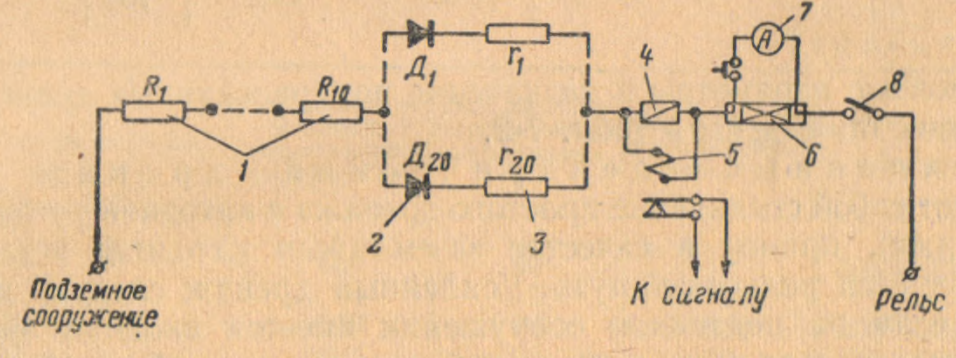



Рис. 7-5

стин по 0,05 *ом*; *2* — германиевые диоды; *3* — уравнительные сопротивления по 0,1 *ом*; *4* — предохранитель; *5* — реле, сигнализирующее о перегорании предохранителя; *6* — шунт на 75 *мв*; *7* — амперметр; *8* — рубильник. Прямой дренажный ток необходимой величины обеспечивается параллельным соединением ряда вентилей и ограничивается секционным реостатом до 0,5 *ом*. В обратном направлении ток не пропускается вентилями.

В последнее время разработаны другие типы поляризованных дренажных установок на базе германиевых вентилей.

Таблица 7-2

| Тип поляризованного дренажа | Основное назначение (защищаемые от электрокоррозии блуждающими токами объекты) | Тип применяемого вентиля | Максимальный ток дренирования в *а* | Максимально допустимое обратное напряжение в *в* | Габаритные размеры в *мм* |
|---|---|---|---|---|---|
| РПД-53 | Кабели различных назначений, трубопроводы (воздуха, масла) | — | 35 | 50 | 490×380×280 |
| РПД-ЦНИИ-55 | Магистральные кабели, станционные стальные подземные трубопроводы (водоснабжения, теплосети) | — | 100 (средний — 60) | 60 | 640×765×480 |
| АРПД-ЦНИИ-49 | Кабели всех назначений, трубопроводы (воздуха, масла) | — | 16 | 40 | 490×380×280 |
| ПЭД-АКХ-54м | Трубопроводы (газо-, водо- и теплоснабжения), кабели различных назначений | — | 150 (кратковременные перегрузки до 300 *а*) | 80 | 750×610×450 |
| УПДУ-57 | Магистральные стальные трубопроводы и магистральные кабели | Германиевый на 10 *а* | 500 (средний — 300) | 100 | 725×510×645 |
| ПЭД-58 | Кабели связи | ДГ-Ц24 | 100 | 200 | 550×330×270 |
| ПГД-200 | » » | Д-305 | 200 | 50 | 460×520×225 |
| | | Д-304 | 100 | 100 | |

Основные параметры и назначение поляризованных дренажных установок приведены в табл. 7-2.

Усиленный электрический дренаж представляет собой соединение простого дренажа с катодной установкой (см. ниже), причем в качестве заземлителя катодной установки используется рельсовый путь. Усиленный дренаж следует применять, если на подземном сооружении имеется анодная зона, а потенциал рельса выше потенциала сооружения и обычный дренаж неприменим. Усиленный дренаж может также применяться при наличии на сооружении положительного или знакопеременного потенциала относительно земли, созданного действием нескольких источников блуждающих токов. Кроме того, он применяется и в других случаях, когда это технико-экономически оправдано, например, если его установка оказывается выгоднее, чем увеличение сечения дренажного кабеля при простом дренаже. Установка усиленного дренажа возможна только в местах, где есть возможность питания выпрямительного устройства электроэнергией.

Катодная защита подземных сооружений осуществляется катодными установками, состоящими из катодной станции и

заземлителя. Катодная станция включает в себя источник электрической энергии постоянного тока — обычно выпрямительное устройство, питающееся от сети переменного тока, а также контрольные и регулирующие приборы. Выпрямительное устройство соединяется при помощи кабелей отрицательным полюсом с защищаемым сооружением, а положительным полюсом — с анодным заземлителем. При этом на блуждающие токи в сооружении накладывается ток от катодной станции, и сооружение приобретает отрицательный потенциал относительно земли. Катодная установка компенсирует действие блуждающих токов.

Катодная защита применяется в случаях, когда устройство электрического дренажа нецелесообразно по технико-экономическим соображениям, а также совместно с дренажем для снятия небольших остаточных анодных или знакопеременных зон; кроме того, она может применяться для защиты от почвенной коррозии сооружений, расположенных в агрессивных грунтах. Катодную защиту не рекомендуется применять на кабелях со свинцовой оболочкой, проложенных в солончаковых грунтах или засоленных водоемах.

Катодные станции состоят из однофазного понижающего трансформатора, выпрямителя, собранного обычно по мостовой схеме, и измерительных приборов. В катодных станциях типов КС и КСС применяются селеновые вентили, а в станциях типа КСГ — германиевые диоды Д-304 и Д-305, при которых к. п. д. примерно на 15% выше, чем у станций с селеновыми выпрямителями. Питаются катодные станции от сети переменного тока напряжением 110—127—220 *в*. В табл. 7-3 приведены основные параметры некоторых типов катодных станций.

Таблица 7-3

| Тип катодной станции | Максимальная мощность выпрямленного тока в *вт* | Максимальное выпрямленное напряжение в *в* | Максимальный выпрямленный ток в *а* | Габаритные размеры в *мм* |
|---|---|---|---|---|
| КС-400 . . . . . | 400 | 40 | 10 | 608×620×205 |
| КС-84 . . . . . | 84 | 12 | 7 | — |
| КСС-2-58 . . . . . | 300 | 24 | 25 | 500×384×252 |
| КСС-3-58 . . . . . | 600 | 24 | 50 | 640×570×315 |
| КСГ-500-1 . . . . . | 500 | 50 | 10 | 310×545×280 |
| КСГ-1200-1 . . . . . | 1 200 | 60 | 20 | 410×635×280 |

Анодные заземлители для катодной защиты могут выполняться из стальных труб (диаметром 75—100 *мм*), старогодных рельсов, старогодной уголковой стали (100 × 100 × 14). С заземлителя постоянно стекает в землю ток и постепенно он разрушается. Размеры заземлителя определяются из расчета срока службы его 5—10 лет. Располагается заземлитель на глубине ниже уровня промерзания, в наиболее влажных грунтах или грунтах с наименьшим сопротивлением на расстоянии не менее 80 *м* от защищаемого сооружения.

Заземлитель не должен располагаться вблизи соседних сооружений, чтобы не вызывать прохождения тока в них и тем самым не подвергать их усиленной коррозии. При совместной защите нескольких сооружений катодной установкой рекомендуется устанавливать 2 или более заземлителей, располагая их по обе стороны защищаемых сооружений для лучшего распределения защитных токов по сооружениям.

Заземлители (токоотводы) могут применяться и самостоятельно без катодной защиты для отвода тока из подземного сооружения в землю в устойчивых анодных зонах на сооружении (например, при секционировании сооружения). Условия их выполнения и расположения те же. Эффективность от применения заземлителей тем выше, чем лучше изоляционное покрытие на сооружении.

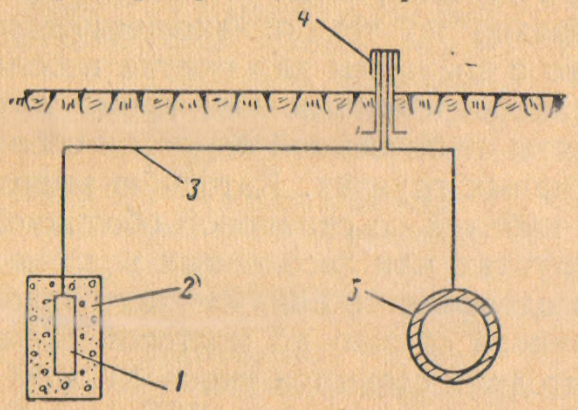


Рис. 7-6

Анодные гальванические электроды — протекторы, выполняемые из цинка или сплавов магния, имеют более низкий электрохимический потенциал, чем металл защищаемого сооружения. Вследствие этого образуется гальваническая пара, и при соединении анодного электрода с сооружением между ними в земле протекает ток, направленный к сооружению, на котором создается защитный потенциал.

Применяется защита протекторами для трубопроводов и кабелей в анодных или знакопеременных зонах при малых блуждающих токах, когда потенциал сооружения относительно земли не превышает +0,3 *в*, а также для защиты от почвенной коррозии бронированных кабелей связи при прокладке их непосредственно в земле со средней коррозионной активностью.

Протектор устанавливается на глубине заложения защищаемого сооружения в 3—6 *м* от него в скважину, заливаемую заполнителем из смеси сернокислых солей магния, натрия и кальция с глиной для растворения продуктов коррозии и уменьшения переходного сопротивления. Вследствие постепенного разрушения протектора при стекании тока срок службы его составляет 8—10 лет. Протектор соединяется с защищаемым сооружением либо непосредственно соединителем, либо через контрольно-измерительные пункты (рис. 7-6), которых должно быть не менее двух на километр трассы. На рис. 7-6 обозначено: *1* — анодный электрод; *2* — заполнитель; *3* — соединительный проводник; *4* — контрольно-измерительный пункт; *5* — защищаемое сооружение. Расстояние между протекторами по трассе может быть от 20 до 200 *м* и определяется опытным путем.

Основные данные выпускаемых протекторов приведены в табл. 7-4.

Таблица 7-4

| Материал, марка | Форма электрода | Длина в *см* | Диаметр в *см* | Вес в *кг* |
|---|---|---|---|---|
| Магниевые сплавы МЛ-4, МЛ-5 . . | Литой цилиндр | 40 | 10 | 6 |
| | | 60 | 10 | 10 |
| Цинк Ц-0 . . . . . | Полый цилиндр | 40 | 10 — наружный<br>6 — внутренний | 16 |

Применение протекторов, а также заземлителей-токоотводов дешево и просто в эксплуатации, но сопряжено с большим объемом работ при капитальном строительстве.

## § 7-4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗАЩИТЫ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

В проекте разрабатываются только мероприятия по защите подземных сооружений от блуждающих токов. Что касается ограничения величины блуждающих токов и уменьшения проникновения их в подземные сооружения, то соответствующие мероприятия предусматриваются в проектах строительства и реконструкции электрической железной дороги (как источника блуждающих токов) и подземных сооружений. Проектирование защиты подземных сооружений производится в две стадии: 1) проектное задание; 2) рабочие чертежи.

Проектное задание разрабатывается одновременно с проектом электрификации железной дороги на основе предварительного обследования. В процессе обследования собираются полные данные о существующих и вновь прокладываемых металлических подземных сооружениях: назначение и принадлежность сооружения, время укладки и наличие изолирующего покрытия, трасса его с привязкой к железнодорожной линии, сведения о действующих устройствах защиты, перемычках и контрольно-измерительных пунктах, а также данные о верхнем строении пути перегонов и станций и характеристики грунтов. На основании результатов обследования составляется пояснительная записка с данными обследования и схематические планы станций и перегонов, на которых наносятся подземные сооружения, имеющиеся устройства защиты, перемычки, неэлектрифицированные пути и тупики с указанием расположения изолирующих стыков.

При составлении проектного задания, кроме материалов обследования, используются также данные проекта электрификации участка и схема рельсовой цепи.

В проектном задании предусматривается установка устройств электрической защиты подземных сооружений. Выбор типа электрозащитных устройств производится в соответствии с условиями, изложенными в § 3. Количество их определяется исходя из установки одного защитного устройства на одну анодную зону, а для протекторной защиты — 1 протектор на 50 *м* длины защищаемого участка сооружения. При подсчете общего количества защитных устройств для включения в спецификацию на оборудование должен предусматриваться резерв в размере 20% на каждый тип защитного устройства. Для условий, приведенных в том же параграфе, применяется комплексная защита подземного сооружения несколькими защитными устройствами и совместная защита нескольких сооружений. Последняя применяется при экономической целесообразности ее, если стоимость устройства перемычек между сооружениями при совместной защите не превышает стоимости защитных устройств при раздельной защите сооружений.

Для коротких (до 500 *м*) кабелей, удаленных от других подземных сооружений на расстояние, затрудняющее совместную защиту, электрическая защита может не применяться.

Анодные зоны на подземных сооружениях, создающие опасность коррозии, находятся в основном в районе тяговых подстанций или на ближайших к ним участках. На сооружениях небольшой протяженности, расположенных на промежуточных станциях между тяговыми подстанциями, опасные зоны могут появляться на одном из концов сооружения при движении потребляющего ток поезда по участку, на котором расположено сооружение.

При выборе типа и параметров защитного устройства необходимо знать потенциал подземного сооружения относительно земли. Эта величина в зависимости от параметров рельсовой цепи, подземного сооружения, проводимости земли, электропотребления и расстояния между подстанциями может быть ориентировочно определена по формуле, вывод которой приведен в литературе [9, 10],

$$u_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{р}}^2 A_0}{2\pi T U \gamma \left(k_{\text{р}}^2 - k_{\text{с}}^2\right)} [G(\alpha_{\text{р}}) - G(\alpha_{\text{с}})] \ в. \qquad (7\text{-}2)$$

Здесь

$T$ — время, за которое определяется среднее значение $u_{\text{сз}}$, в *ч*;

$U$ — напряжение контактной сети в *кв*;

$A_0 = \frac{A_{\text{с}}}{l_0}$ — расход энергии на движение всех поездов на перспективу, отнесенный к 1 *км* пути, в *квт·ч/км*;

$A_{\text{с}}$ — энергия, передаваемая отсасывающим пунктом подстанции, в *квт·ч*;

$l_0$ — расстояние между подстанциями в *км*;

$\gamma$ — проводимость земли в $1/ом \cdot км$;

$k_р = \sqrt{\frac{r_р}{r_{рз}}}$; $k_с = \sqrt{\frac{r_с}{r_{сз}}}$ — коэффициенты затухания соответственно рельсового пути и подземного сооружения в $1/км$;

$r_р$ и $r_с$ — сопротивление 1 *км* соответственно рельсового пути и сооружения в *ом/км*;

$r_{рз}$ и $r_{сз}$ — переходное сопротивление соответственно рельсовый путь — земля и сооружения — земля в $ом \cdot км$;

$\alpha_р = k_р l_0$; $\alpha_с = k_с l_0$ — затухание соответственно в рельсовом пути и в сооружении на длине между тяговыми подстанциями;

$G(\alpha_р)$ и $G(\alpha_с)$ — функции от параметров рельсового пути и сооружения, расстояния между тяговыми подстанциями $l_0$, а также от расстояния между осью пути и сооружением $h$ в *км*; эти функции в зависимости от $\alpha_р$ и $\alpha_с$, а также от значений $k_р h$ и $k_с h$ соответственно могут быть найдены по кривым рис. 7-7.

Следует отметить, что по этой формуле может быть произведена только приближенная оценка потенциала подземного сооружения. Для ее использования необходимо иметь данные о сопротивлениях рельсового пути и сооружения, переходных сопротивлениях и проводимости грунта. Первые из этих данных могут быть легко рассчитаны, вторые — получены путем измерений при обследовании.

В практике проектирования защиты подземных сооружений расстановка и выбор типа защитных устройств на стадии проектного задания обычно производятся предварительно, ориентировочно, исходя из опыта проектирования и эксплуатации (в последующем она уточняется при разработке рабочих чертежей после измерений). Это объясняется отсутствием простых и достаточно точных приемов расчета распределения блуждающих токов, потенциалов и протяженности опасных зон, особенно для сложной сети подземных сооружений. На станциях с разветвленной сетью подземных сооружений предусматривается совместная их защита, намечается установка перемычек, создающих благоприятные условия для протекания тока в сооружениях в направлении тяговой подстанции; проектируется установка электродренажей, напри-

мер, типа РПД-53, а при большом числе сооружений — РПД-ЦНИИ-55 с интервалом около 1 *км* и обязательно у подстанции. На магистральном сооружении за пределами станции, на которой располагается тяговая подстанция, также намечается установка электродренажа на расстоянии 1 — 1,5 *км* от станции у путевого дросселя. На промежуточных станциях между тяговыми подстанциями для защиты сооружений местного значения намечается установка катодных станций (обычно типа КСС-2-58) на концах станции. На участках с применением рекуперации энергии должна предусматриваться защита магистральных сооружений поляризованными электродренажами в местах рекуперативного торможения поездов.

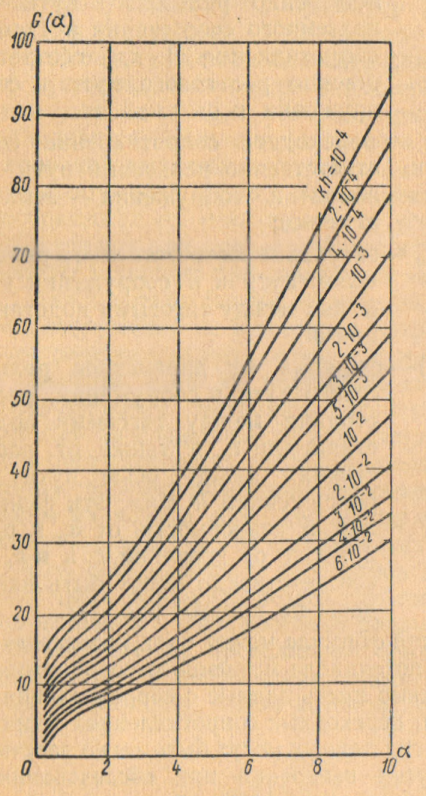
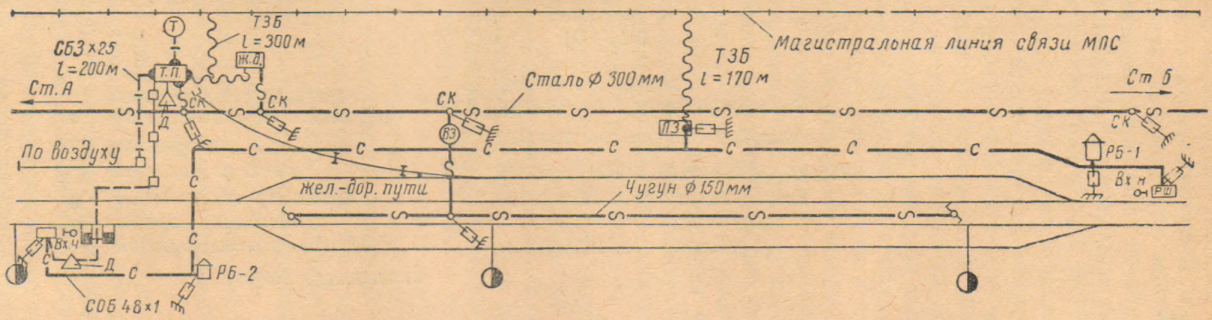



Рис. 7-7

В проектном задании дается также приближенный расчет сечений проводов устройств электрозащиты и анодных заземлителей [11]. Кроме того, намечается устройство перемычек для совместной защиты сооружений, перепаек оболочки и брони кабелей и расстановка контрольно-измерительных пунктов и разрабатываются их чертежи с тем, чтобы они были выполнены к началу производства измерений. Определяются также объемы работ для составления сметно-финансового расчета.

На основании результатов обследования, проектных работ и расчетов при разработке проектного задания составляются:

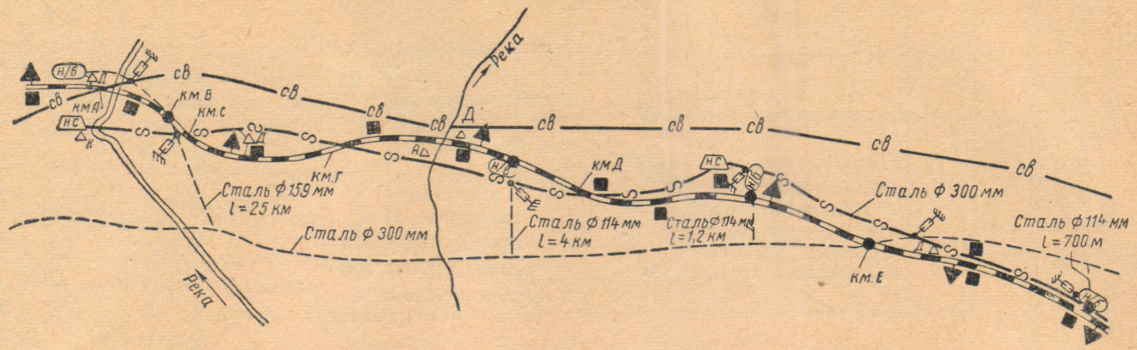
1) совмещенные планы станций и перегонов, на которых, кроме указанных выше данных обследования, наносятся также вновь проектируемые подземные сооружения (по титулу электрификации железных дорог), устройства электрозащиты, перемычки и контрольно-измерительные пункты. На рис. 7-8 и 7-9 приведены примеры таких планов для станции и перегона [3]. Также разрабатываются чертежи перемычек, контрольно-измерительных пунктов, принципиальные схемы электрозащитных устройств;




Условные обозначения

- подземный водопровод
- С — трасса подземных кабелей СЦБ
- подземный кабель связи (проектируемый)
- подземный высоковольтный кабель (проектируемый)
- Т.П. тяговая подстанция
- Т трансформаторный пункт
- опора контактной сети
- Ск смотровой колодец
- путевой дроссель
- Р.Ш. релейный шкаф
- РБ релейная будка
- гидроколонка
- ВЗ водоемное здание
- П.З. пассажирское здание
- Ж.Д. жилой дом
- отсасывающий фидер ж.д км
- I изолирующий стык
- сооружения, соединенные с контуром заземлителя тяговой подстанции
- перемычка с контрольно-измерительным пунктом
- контрольно-измерительный пункт
- место установки электродренажа

Рис. 7-8




Условные обозначения

- магистральный бензинопровод
- тяговая подстанция
- станция жел.-дор. линии
- НС — насосная станция
- НБ — нефтебаза
- место установки электродренажа на бензинопроводе
- магистральный водопровод
- св — кабель связи
- Д — проектируемый электродренаж
- К — проектируемая катодная установка
- А — защита магниевыми анодами
- перемычка с контрольно-измерительным пунктом

Рис. 7-9

2) пояснительная записка с исходными данными, характеристикой электрифицируемой линии и подземных сооружений, обоснованием необходимости защиты сооружений от электрокоррозии, проектными решениями по защите и расчетами;

3) сводная спецификация основного оборудования;

4) сметно-финансовый расчет.

Второй стадии проектирования — составлению рабочих чертежей — предшествуют электрические измерения, выполняемые после ввода в эксплуатацию электрической тяги. Электрическими измерениями производится оценка состояния подземных сооружений в отношении опасности коррозии блуждающими токами, выявляются опасные анодные зоны, проверяется действие защиты на данное сооружение и на соседние, а также протяженность зон защиты, определяются токи в защитных устройствах. Основной величиной, подлежащей измерению, является разность потенциалов между сооружением и землей, характеризующая опасность электрокоррозии. Она измеряется как без защиты, так и с включением опытного электрозащитного устройства. Для этой цели в последнее время Трансэлектропроектом разработана универсальная переносная катодно-дренажная установка на германиевых приборах, которая может работать в качестве прямого, поляризованного, усиленного дренажей и катодной станции и позволяет проводить измерения с автоматическим переключением режимов [11, 12].

Кроме того, при необходимости проводится ряд других измерений: разности потенциалов между данным сооружением и соседними или пересекающими, поверхностной плотности тока утечки с сооружения в землю (для бронированных кабелей), величины и направления тока в сооружении, характера изменения потенциалов между сооружением и землей в знакопеременных зонах (для стальных трубопроводов в пределах городской застройки), удельного сопротивления грунта (в местах защиты протекторами, устройства заземлителей катодных установок). Методика измерений и обработки их результатов подробно освещена в литературе [1, 2, 3, 5, 11, 14] и здесь не приводится.

По результатам измерений уточняются типы и расстановка электрозащитных устройств, принятых в проектном задании. На совмещенных схематических планах наносятся потенциальные диаграммы, а в пояснительной записке дается методика и результаты измерений.

В процессе рабочего проектирования составляются совмещенные схематические планы, на которых указывается размещение электродренажей, катодных установок, протекторов, перемычек с контрольно-измерительными пунктами и др.

Разрабатываются также установочные чертежи и чертежи деталей и узлов электрозащитных устройств, анодных заземлителей и прочих узлов,выявившихся в процессе проектирования. В пояснительной записке даются обоснования изменений, внесен-

ных в размещение защитных устройств по результатам измерений. Составляется также сводная спецификация на оборудование и материалы и смета на устройства электрозащиты.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии. СН28-58. Госстройиздат, 1959.
2. Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии. Первая редакция. Академия коммунального хозяйства им. Памфилова, 1962.
3. Технические указания по проектированию защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами электрифицированных железных дорог. Трансэлектропроект, 1958.
4. Ершов И. М. Защита подземных кабелей от электрокоррозии. Трансжелдориздат, 1953.
5. Ершов И. М. Определение опасности электрокоррозии подземных кабелей. Труды ЦНИИ МПС, вып. 131. Трансжелдориздат, 1957.
6. Михайлов М. И., Акуленок В. Н., Мироенко А. Ф. Защита междугородных кабелей связи от коррозии. Связьиздат, 1953.
7. Притула В. А. Электрическая защита от коррозии подземных металлических сооружений. Госэнергоиздат, 1958.
8. Артамонов В. С. Защита от коррозии транспортных железобетонных конструкций. Трансжелдориздат, 1961.
9. Марквардт Г. Г. Расчет блуждающих токов в подземных сооружениях. «Электричество» № 6, 1955.
10. Марквардт Г. Г. Влияние параметров системы энергоснабжения на плотность тока утечки из подземного сооружения. Труды МИИТа, вып. 104. Трансжелдориздат, 1959.
11. Методические указания по проектированию электрификации и энергетического хозяйства железных дорог, № 8. Трансэлектропроект, 1961.
12. Решетников Г. И. Универсальная переносная катодно-дренажная установка на полупроводниках. «Автоматика, телемеханика и связь» № 5, 1962.
13. Сергеев Н. Г. Токораспределение в системе рельс — земля — подземное сооружение при применении путевых источников тока и оценка их эффективности. Труды МИИТа, вып. 144, 1962.
14. Катодная защита от коррозии. Сборник статей по докладам на международных совещаниях 1958 и 1959 гг. под общей редакцией В. А. Притулы. Госэнергоиздат, 1962.

Глава 8

# ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ НА ЛИНИИ СВЯЗИ И СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ

## § 8-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электрические цепи, расположенные поблизости друг от друга, оказывают взаимное электромагнитное влияние, в результате чего в них появляются наведенные посторонние напряжения и токи.

Влияние электрических цепей, по которым передается электрическая энергия большой мощности, на цепи с низким уровнем передачи энергии может существенно изменить, а в некоторых случаях и нарушить нормальный режим работы последних. Поэтому необходимо уменьшение таких влияний. Обратное же влияние маломощных цепей на цепи с высоким уровнем передачи энергии обычно ничтожно, не мешает их нормальной работе и не представляет практического интереса.

На цепь связи могут влиять соседние цепи связи с одинаковым уровнем передачи, а также линии электропередачи высокого напряжения, электрические сети низкого напряжения, контактная сеть электрических железных дорог. Как правило, цепь связи находится одновременно под влиянием нескольких из перечисленных цепей. Природа влияния всех этих цепей одинакова.

Влияния могут достигать такой величины, что напряжения и токи, возникающие в цепях связи, окажутся опасными для жизни обслуживающего персонала и абонентов, пользующихся связью, а также для целости аппаратов и приборов, включенных в цепь связи. Такие влияния называются о п а с н ы м и.

Опасные влияния вызываются напряжением и током основной волны, имеющими в контактной сети однофазного тока значительную величину (особенно ток возрастает при аварийных режимах — при к. з. и вынужденном режиме). Электродвижущая сила, индуктированная в проводе связи переменным магнитным полем основной волны тока влияющей линии, называется п р о д о л ь н о й э. д. с.

Опасные влияния от контактной сети постоянного тока могут возникать при к. з. и при включении или отключении напряжения в контактной сети. При этом в телефонной цепи появляется опасность акустического удара. Акустические удары устраняются защитой телефонов специальными ограничителями акустического удара (выпрямительными элементами, шунтирующими телефон при резком повышении напряжения на его зажимах и имеющими большое сопротивление при нормальных напряжениях в телефонной цепи). Пульсации же выпрямленного напряжения не могут оказывать сколько-нибудь опасного влияния на цепи связи. Поэтому принято не считаться с опасными влияниями электрических железных дорог постоянного тока.

В контактной сети, как в любой другой высоковольтной линии, действуют несинусоидальные напряжения и токи, имеющие гармонические составляющие тональных и высших частот, которые индуктируют в линии связи э. д. с. соответствующих частот. Вследствие этого в телефонных цепях появляются напряжения, которые накладываются на полезные сигналы и вызывают шумы, снижающие качество передачи разговора; в телеграфных цепях появляются токи, искажающие передаваемые сигналы. Такие влияния, которые нарушают нормальное действие связи, называются м е ш а ю щ и м и.

Гармонические составляющие во влияющей цепи могут возникать по ряду причин: искажение формы кривой основного поля синхронных машин реакцией якоря и из-за зубчатого строения ротора; искажение кривой напряжения в трансформаторе из-за нелинейной зависимости между намагничивающими ампер-витками и магнитным потоком и т. д. В линиях же с ртутными выпрямителями искажение кривой напряжения и тока питающей линии проявляется еще больше. В частности, в контактной сети однофазного тока, питающей электровозы однофазно-постоянного тока с выпрямительными установками, имеется значительное содержание гармонических составляющих в кривой тока.

Мешающее влияние контактной сети постоянного тока на линии связи оказывают переменные составляющие выпрямленного напряжения и тока. Эти составляющие возникают вследствие шестипульсовой схемы выпрямления, регулирования напряжения ртутных выпрямителей с сеточным управлением, асимметрии линейных напряжений и искажения кривой напряжения в питающей энергосистеме, а также вследствие неисправности выпрямительных агрегатов (прекращение работы одного или нескольких вентилей и др.).

Для оценки мешающего воздействия принято пользоваться эквивалентными мешающими напряжением и током, приведенными к частоте 800 *гц*.

Э к в и в а л е н т н ы м м е ш а ю щ и м н а п р я ж е н и е м (т о к о м) во влияющей линии называется такое напряжение (ток) с частотой 800 *гц*, которое создает в линии связи те же помехи, что и действительное напряжение (ток) со всеми его гармониками.

Отношение эквивалентного мешающего напряжения (тока) к номинальному напряжению (току), выраженное в процентах, называется телефонным формфактором кривой напряжения (тока) влияющей линии:

$$F_u = \frac{U_{экв}}{U_н} 100\%;$$

$$F_i = \frac{I_{экв}}{I_н} 100\%.$$

Электродвижущая сила, индуктированная в проводе связи эквивалентным мешающим током влияющей линии, называется эквивалентной продольной э. д. с. Электродвижущая сила с частотой 800 *гц*, создающая на концах телефонной цепи мешающее напряжение, одинаковое с тем, какое создается действительными индуктированными в линии связи э. д. с. различных частот, называется псофометрической э. д. с., или э. д. с. шума; при этом напряжение на одном из концов линии связи, оба конца которой замкнуты на активные сопротивления, равные волновому сопротивлению линии, является псофометрическим напряжением, или напряжением шума.

Двухпроводная цепь связи имеет поперечную и продольную асимметрию (неодинаковые электрические параметры проводов как собственные, так и по отношению к влияющей линии).

Продольная асимметрия определяется как отношение разности полных сопротивлений проводов линии связи к полусумме этих сопротивлений при частоте 800 *гц*.

Вследствие этого при влиянии высоковольтной линии на концах каждого из двух проводов цепи связи появятся разные напряжения по отношению к земле. При замыкании проводов на нагрузку по ней потечет ток помехи, вызванный напряжением шума, которое равно полуразности напряжений проводов по отношению к земле $\dot{U}_ш = \frac{\dot{U}_а - \dot{U}_б}{2}$ (*а* и *б* — провода двухпроводной линии связи). Среднее напряжение проводов по отношению к земле $\dot{U}_{ср} = \frac{\dot{U}_а + \dot{U}_б}{2}$. Качество линии связи характеризуется коэффициентом чувствительности $\eta = \frac{U_ш}{U_{ср}}$.

Взаимное расположение влияющей линии и линии связи, при котором в последней могут возникнуть опасные и мешающие напряжения, принято называть сближением. Расстояние между этими линиями по перпендикуляру к влияющей линии, расположенному в горизонтальной плоскости (а если угол наклона плоскости, проходящей через обе линии, к горизонтальной более 30°, то действительное расстояние между линиями), называют шириной сближения. Сближение является параллельным, если

ширина сближения по длине участка не изменяется или отличается от среднего значения не более 5%. В противном случае сближение будет к о с ы м; длина участка косого сближения равна длине проекции линии связи на ось влияющей линии. С л о ж н а я т р а с с а с б л и ж е н и я содержит участки косого и параллельного сближений. Участок цепи связи, не содержащий трансформаторов, усилителей и фильтров, принято называть г а л ь в а н и ч е с к и н е р а з д е л е н н ы м у ч а с т к о м.

Серьезные исследования в области влияний электрических железных дорог на линии связи, методики их расчета и защитных мероприятий выполнены в последние годы и ведутся в ЦНИИ МПС (кандидаты техн. наук А. А. Снарский, М. Д. Трейвас, Р. Н. Карякин, И. В. Павлов, инж. А. Б. Фельдман) и в ЦНИИС Министерства связи (проф. М. И. Михайлов и др.). В настоящей главе использованы результаты этих исследований [6—19, 21—23], правила защиты устройств проводной связи от влияний электрических железных дорог переменного и постоянного тока [1, 2], а также ряд технических указаний МПС и Министерства связи.

Расчет опасных влияний электрических железных дорог на электрические сети с рабочим напряжением до 1 000 *в*, нормы и способы защиты их здесь не рассматриваются (снижение индуктированных напряжений в таких сетях до допустимого нормами уровня обычно достигается защитными мероприятиями, выполняемыми в этих сетях). Необходимые сведения по этим вопросам приведены в методических указаниях Трансэлектропроекта [20].

## § 8-2. ВИДЫ ВЛИЯНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ НА ЛИНИИ ПРОВОДНОЙ СВЯЗИ

Влияние электрических железных дорог на линии проводной связи принято оценивать по отдельным составляющим — электрическому, магнитному и гальваническому влияниям.

### Электрическое влияние

Электрическое влияние на линии связи определяется наличием в контактной сети электрической железной дороги переменного электрического напряжения $U$ и, следовательно, электрического поля в окружающем пространстве. Между влияющим проводом *1* и проводом связи *2* имеется емкостная связь $C_{1-2}$ и каждый из этих проводов имеет определенную емкость по отношению к земле $C_{1-0}$ и $C_{2-0}$ (рис. 8-1), вследствие чего возникают емкостные токи и, в частности, ток $i_{c1-2-0}$. Это вызывает появление потенциала на проводе связи

$$U_э = i_{c1-2-0} Z_{c2-0} = \frac{U}{Z_{c1-2} + Z_{c2-0}} Z_{c2-0}. \qquad (8\text{-}1)$$

Если пренебречь проводимостью изоляции, т. е. активной составляющей полного сопротивления $Z_c$, и принять за $C$ емкость, отнесенную к единице длины соответствующего провода $l$, то $Z_c = \frac{1}{\omega C l}$ и потенциал на проводе связи

$$U_э = U \frac{C_{1-2} l_1}{C_{2-0} l_2 + C_{1-2} l_1} \approx U \frac{C_{1-2} l_1}{C_{2-0} l_2} \qquad (8\text{-}2)$$

(имея в виду, что обычно расстояние $a$ между проводами *1* и *2* значительно больше высоты подвеса провода связи $c$ и, следовательно, $C_{1-2} < C_{2-0}$). В расчетных формулах вместо емкостей фигурируют расстояние между проводами и высота их подвеса.

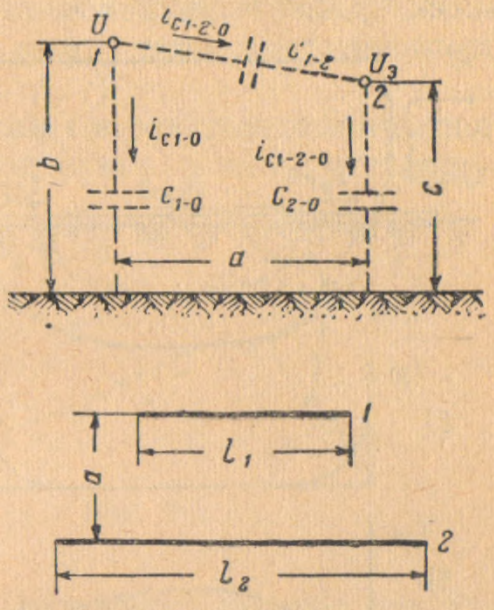


Рис. 8-1

Таким образом, величина электрического влияния зависит от напряжения в контактной сети и (приближенно) от соотношения емкости «провод контактной сети — провод связи» и емкости «провод связи — земля». С уменьшением высоты подвеса провода связи над землей возрастает емкость $C_{2-0}$ и уменьшается наведенный в линии связи потенциал по отношению к земле при неизменном напряжении в контактной сети. Электрическому влиянию подвержены только воздушные линии связи. Подземные кабельные линии связи с заземленной оболочкой кабеля от электрического влияния полностью защищены.

## Магнитное влияние

Магнитное влияние на линии связи возникает при протекании по проводам контактной сети переменного электрического тока $i$, создающего переменное магнитное поле в прилегающем пространстве. В результате магнитного влияния в проводе связи индуктируется продольная электродвижущая сила $e_м$, пропорциональная по величине коэффициенту взаимной индукции $M$ между проводом контактной сети и проводом связи и скорости изменения влияющего тока,

$$e_м = -M \frac{di}{dt} = -\omega M I_m \cos \omega t \qquad (8\text{-}3)$$

(при синусоидальном токе, когда $i = I_m \sin \omega t$, где $I_m$ — амплитудное значение тока). Эффективное же значение продольной э. д. с. (без учета фазовых соотношений)

$$E_м = \omega M I, \qquad (8\text{-}4)$$

где $I$ — эффективное значение влияющего переменного тока.

Контактная сеть электрической железной дороги является несимметричной двухпроводной цепью, в которой в качестве одного условного провода могут быть приняты физические провода контактной подвески, а в качестве обратного провода — рельсы и земля, причем первичные и вторичные электрические параметры этих проводов не равны между собой.

Практически контактная сеть может рассматриваться как однопроводная цепь, так как в рельсах тяговый ток

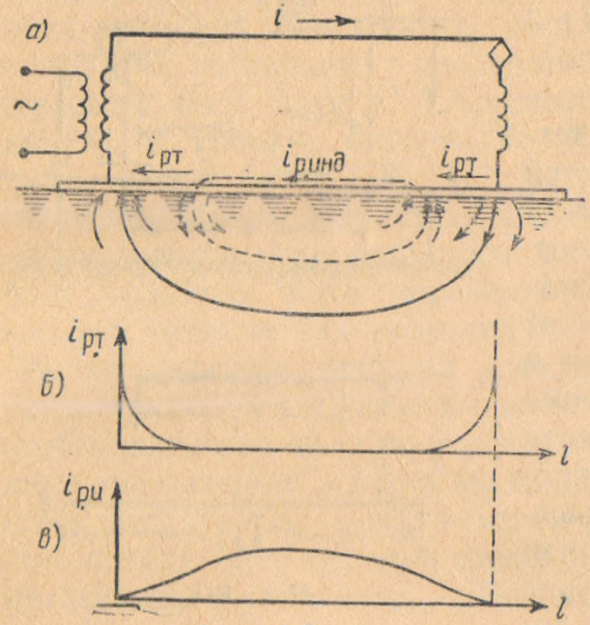



Рис. 8-2

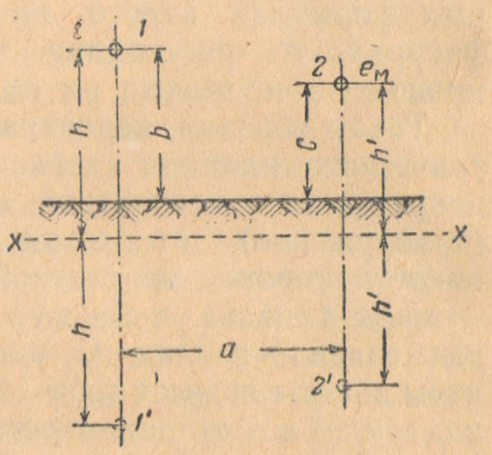



Рис. 8-3

имеет значительную величину только возле электровоза и у подстанции (рис. 8-2, *а* и *б*), а на остальной части участка между электровозом и подстанцией основная часть тягового тока проходит в земле. При этом чем хуже электрическая проводимость земли и чем меньше частота тока, тем глубже будет его проникновение в землю. На рис. 8-2 приняты обозначения: $i$ — ток в проводах контактной сети; $i_{рт}$ — составляющая тягового тока в рельсах; $i_{ри}$ — составляющая тока в рельсах, индуктированная током контактной сети.

При расчетах принято рассматривать условную схему, в которой все элементарные токи в земле, распространяющиеся на более или менее значительные пространства, заменяются одним эквивалентным током, проходящим в фиктивном подземном проводе (рис. 8-3). В результате получается фиктивная петля *1—1′*, по которой проходит влияющий ток. Глубина прохождения эквивалентного тока должна быть выбрана так, чтобы влияние этой фиктивной петли на линию связи было таким же, как и от действительной петли «провода контактной подвески — земля». Поделив расстояние между физическим проводом контактной сети и фиктивным подземным проводом пополам, получим линию раздела *x—x* для силовых линий магнитного поля петли *1—1′*. По отношению к линии раздела

фиктивный провод будет зеркальным отражением физического. Линия раздела располагается ниже поверхности земли на расстоянии от нее, обусловленном проводимостью земли и частотой тока. Проведя аналогичные рассуждения относительно однопроводной цепи связи, можно ее также заменить фиктивной петлей *2—2′*.

Теперь можно рассматривать магнитное влияние тока, протекающего в проводе контактной подвески, на однопроводную цепь связи как влияние петли *1—1′* на петлю *2—2′*. Исходя из этих предпосылок определяется коэффициент взаимоиндукции между обеими петлями в зависимости от расстояния между ними $a$, проводимости земли $\gamma_з$ и частоты тока $f$: $M = \varphi(a, \gamma_з, f)$.

Ток в проводах контактной подвески $i$ в результате магнитного влияния индуктирует в рельсах продольную э. д. с. $e_р$, отстающую

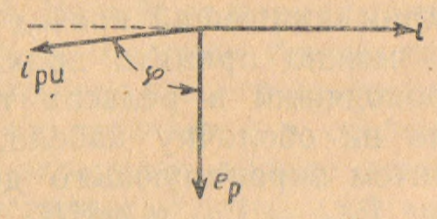



Рис. 8-4

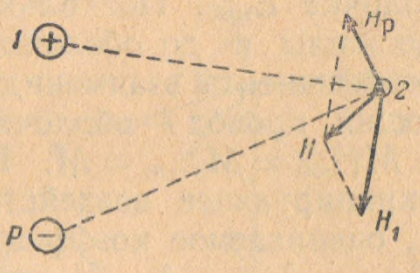



Рис. 8-5

на 90° от влияющего тока. Эта э. д. с. вызывает в рельсах индуктированный ток $i_{ри}$, который, замыкаясь через землю, создает свою петлю (см. рис. 8-2, *а* и *в*) и отстает от э. д. с. на угол, близкий к 90° (рис. 8-4), так как рельсы обладают относительно большой индуктивностью и малым сопротивлением утечки. Таким образом, угол сдвига тока в рельсах $i_{ри}$ от тока в проводах контактной подвески $i$ составляет около 180°. Вследствие этого провод связи подвергается одновременно влиянию двух токов, направленных противоположно. На рис. 8-5 показаны векторы напряженности магнитного поля от влияющего провода *1* $H_1$ и рельса *р* $H_р$ в точке, где расположен провод связи *2*. Результирующей напряженности магнитного поля $H$ соответствует результирующая продольная э. д. с. $E_{мрез}$. Она оказывается меньше $E_м$, созданной магнитным влиянием провода контактной подвески, т. е. ток в рельсах экранирует провода связи от влияния тока в проводах контактной сети. Это явление принято характеризовать коэффициентом экранирующего действия рельсов $\lambda = \dfrac{E_{мрез}}{E_м}$. Тогда

$$E_{мрез} = \omega M I \lambda. \qquad (8\text{-}5)$$

Наведенный в рельсах ток меньше влияющего тока в проводах контактной подвески и сдвинут по фазе по отношению к нему неполностью на 180°; кроме того, при расположении линии связи в непосредственной близости к электрической железной дороге расстояния от проводов контактной сети и от рельсов до провода связи

существенно отличаются друг от друга. В связи с этим ток в рельсах не может полностью скомпенсировать магнитное влияние тока в проводах контактной подвески на линии связи. Поэтому коэффициент экранирующего действия рельсов составляет для различных условий от 0,3 до 0,6.

Магнитному влиянию подвержены как воздушные, так и кабельные линии связи. Однако с точки зрения магнитного влияния жила кабеля находится в иных условиях по сравнению с проводом воздушной линии связи, так как у кабеля имеется металлическая оболочка, экранирующая его жилы от магнитного влияния. Сущность экранирующего действия оболочки заключается в следующем.

Протекающий в проводах контактной подвески ток $I$ индуктирует продольные э. д. с. как в жиле кабеля $E_{мж}$, так и в его оболочке $E_{моб}$. Поскольку расстояния от влияющего провода $1$ до жилы и до оболочки кабеля отличаются несущественно, коэффициенты взаимоиндукции «влияющий провод—жила» и «влияющий провод — оболочка» можно принять практически равными $M_{1-об} \approx M_{1-ж} = M$. Проходящий в рельсах ток оказывает экранирующее воздействие на оболочку кабеля, как и на жилу, оцениваемое коэффициентом экранирующего действия рельса $\lambda_{р\text{-}об} \approx \lambda_{р\text{-}ж} = \lambda$. Поэтому $E_{моб} \approx E_{мж} = \omega M I \lambda$. Между оболочкой кабеля и землей существует проводимость (при необходимости создаваемая специальными заземлителями), т. е. имеется замкнутая цепь «оболочка — земля». В этой цепи возникает ток

$$I_{об} = \frac{E_{моб}}{Z_{об}} = \frac{E_{моб}}{\sqrt{R_{об}^2 + (\omega L_{об})^2}}, \qquad (8\text{-}6)$$

где $R_{об}$ — активное сопротивление оболочки;

$L_{об}$ — индуктивность оболочки.

Продольная э. д. с. оболочки $E_{моб}$ (как и э. д. с. жилы $E_{мж}$) отстает от влияющего тока $I$ по фазе на 90°. В свою очередь ток оболочки $I_{об}$ отстает от продольной э. д. с. на угол $\varphi$ (рис. 8-6), поскольку в сопротивлении оболочки имеется индуктивная составляющая: $\operatorname{tg}\varphi = \frac{\omega L_{об}}{R_{об}}$. Проходя в оболочке кабеля, ток $I_{об}$ наводит в жиле продольную э. д. с. $E'_{мж}$, отстающую от него на 90° и, следовательно, отстающую от продольной э. д. с. в жиле $E_{мж}$, наведенной влияющим током $I$, на угол $\psi$. Эти две продольные э. д. с в жиле частично компенсируют друг друга, в чем и проявляется экранирующее действие оболочки кабеля. Однако, поскольку $E'_{мж} < E_{мж}$, а угол $\psi < 180°$, то остается некоторое нескомпенсированное влияние, определяемое результирующей продольной э. д. с. в жиле $E_{мжрез}$. Отношение остаточной продольной э. д. с. в жиле к э. д. с., наведенной влияющим током непосредственно, называется коэффициентом защитного действия оболочки кабеля

(к. з. д.) $r_{об} = \frac{E_{мжрез}}{E_{мж}}$. Идеальный к. з. д. оболочки кабеля, т. е. зависящий только от ее параметров (без учета условий заземления), может быть определен из выражения

$$r_{0\,об} = \frac{R_{об}}{\sqrt{R_{об}^2 + (\omega L_{об})^2}}. \qquad (8\text{-}7)$$

Для снижения магнитного влияния на жилу кабеля желательно иметь возможно меньшее значение к. з. д. его оболочки. Из формулы (8-7) следует, что уменьшение его может быть достигнуто снижением активного сопротивления оболочки и увеличением ее индуктивности. Для этого необходимо применение кабеля со специальными оболочками и бронелентами, что более подробно излагается ниже при описании защитных мероприятий. Из той же формулы ясно, что к. з. д. оболочки уменьшается с возрастанием частоты влияющего тока, а это означает, что оболочка кабеля оказывает лучшее защитное действие от магнитных влияний высших гармонических составляющих влияющего тока. Значения к. з. д. оболочки сильно отличаются для различных кабелей и для влияющего тока с частотой 50 *гц* могут изменяться от 0,1 до 0,7 и более.

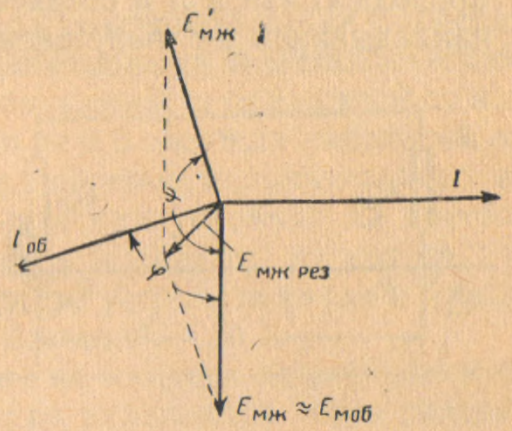


Рис. 8-6

Экранирующее действие на жилу кабеля оказывают и соседние жилы того же кабеля. Сущность экранирующего действия соседних жил аналогична экранирующему действию оболочки. Коэффициент защитного действия соседних жил может составить для различных кабелей $r_ж = 0{,}7 \div 0{,}95$. Результирующий к. з. д. $r = \lambda r_ж r_{об}$.

Продольная э. д. с. $E_м$, наведенная в проводе связи, распределяется по длине провода, создавая в начале и конце полностью изолированного от земли провода примерно равные по величине напряжения по отношению к земле $U_н \approx U_к \approx \frac{E_м}{2}$ (но разные по знаку). Если же провод связи на конце заземлен, то $U_к = 0$, и тогда напряжение относительно земли в начале провода $U_н \approx E_м$. Это более тяжелый случай с точки зрения определения опасных влияний и поэтому он должен являться расчетным.

### Гальваническое влияние

На электрических железных дорогах как постоянного, так и переменного тока значительная часть тягового тока стекает с рельсов и проходит в земле. Удельное сопротивление земли изменяется в за-

висимости от состава грунта в широких пределах — от 2 до 10 000 *ом·м* и более. Поэтому при прохождении блуждающих токов в разных точках земли будут различные потенциалы.

Однопроводные цепи связи — телеграфные линии, линии телемеханики, линии дистанционного питания усилителей междугородной связи — используют в качестве второго провода землю и имеют рабочие заземления. Созданная блуждающими токами разность потенциалов $U_Г = U_A - U_B$ между точками $A$ и $B$ (рис. 8-7), в которых находятся рабочие заземления однопроводной линии связи, вызывает в этой линии посторонний уравнительный ток (через сопротивления заземлений $R_з$, включенных в линию аппаратов $R_{ап}$ и провода связи $R_п$) и создает помехи для ее нормальной работы, а накладываясь на напряжение от магнитного влияния при переменном токе, усиливает опасные влияния. При расположении однопроводной линии связи вдоль электрической железной дороги, когда оба заземления находятся в зоне распространения блуждающих токов, необходимо находить потенциалы у обоих рабочих заземлений. Если же линия связи расположена одним заземлением $A$ у железной дороги, а другой конец линии направлен в сторону от железной дороги и второе заземление $B$ находится вне зоны распространения блуждающих токов, то $U_B = 0$ и $U_Г = U_A$.

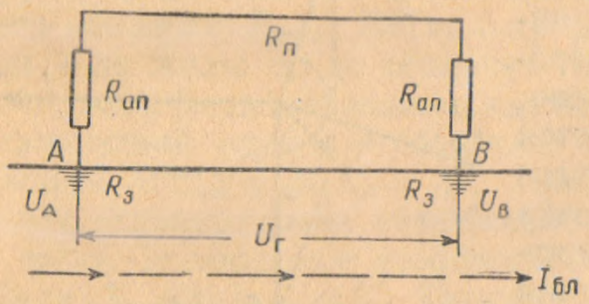



Рис. 8-7

В источниках питания телеграфной связи применяются рабочие напряжения 40, 60, 80, 120 и 160 *в* в зависимости от длины телеграфной цепи, а в цепях дистанционного питания величина напряжения не превышает 250—300 *в*. Напряжения же помех в однопроводной цепи по данным измерений [7] могут достигать при нормальной работе железной дороги 10—60 *в*, а при отключении ближайшей тяговой подстанции 100—150 *в*. Такие напряжения помех недопустимы, поэтому необходимо их оценивать и принимать меры к уменьшению или устранению гальванических влияний на линии связи.

## § 8-3. НОРМЫ ОПАСНЫХ И МЕШАЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ И ТОКОВ В ЦЕПЯХ ПРОВОДНОЙ СВЯЗИ

Нормы опасных и мешающих напряжений и токов регламентируются действующими правилами защиты устройств проводной связи от опасного и мешающего влияния электрических железных дорог переменного и постоянного тока [1, 2], а также дополнительными указаниями МПС и Министерства связи. Ниже приведены действующие в настоящее время нормы.

а) Нормы опасных напряжений установлены для двух режимов работы системы энергоснабжения: для вынужденного режима и режима короткого замыкания в контактной сети, при которых опасные влияния наибольшие. Индуктированные напряжения, возникающие в любой точке провода связи по отношению к земле при заземлении цепи на противоположном конце гальванически неразделенного участка, не должны превышать указанных ниже допустимых значений.

В вынужденном режиме допустимые напряжения составляют: для воздушной линии с деревянными опорами — 60 *в*; для воздушной линии с железобетонными и металлическими опорами, а также для кабельной линии — 36 *в*. В режиме к. з. контактной сети допустимые напряжения составляют: для воздушной линии с деревянными опорами — 1 000 *в*, а с железобетонными и металлическими опорами — 250 *в* (при отключении контактной сети защитой от к. з. за 0,3 *сек*) или 160 *в* (при отключении за 0,6 *сек*); для кабельной линии — 0,6 $U_{исп}$ ($U_{исп}$ — эффективное значение испытательного напряжения кабеля, принятого в технических условиях на приемку кабеля с завода). Эти нормы относятся к линиям, на которых не принимается специальных мер по защите устройств связи и обслуживающего персонала от опасных влияний.

Для кабельных линий, при работе на которых применяют меры по технике безопасности, а аппаратура включается через разделительные трансформаторы, допустимые напряжения при вынужденном режиме установлены $0{,}2U_{исп}$, а в режиме к. з. — $0{,}6\,U_{исп}$. Этими нормами и следует, как правило, пользоваться при проектировании защиты кабельных линий.

Если в кабеле имеются изолированные от земли цепи дистанционного питания усилительных пунктов междугородной связи с рабочим напряжением постоянного тока $U_{дп}$ и в них индуктируется под влиянием контактной сети напряжение $U$, то последние нормы относятся к результирующему напряжению

$$U_{рез} = \frac{U}{2} + \frac{U_{дп}}{\sqrt{2}}. \qquad (8\text{-}8)$$

б) Нормы мешающих напряжений и токов установлены для нормального режима работы системы энергоснабжения. Нормированные величины допустимых напряжений шума $U_{шн}$ в *мв*, отнесенные к длине канала связи $l_0$ в *км*, имеющего сближение с электрической железной дорогой, приведены ниже для различных цепей телефонной связи тональной частоты:

для канала междугородной связи по воздушным линиям 2,1 *мв* ($l_0 = 800$ *км*);

для канала коммерческой междугородной связи по кабельным линиям Министерства связи — 2,1 *мв* ($l_0 = 400$ *км*);

для канала служебной связи Министерства связи — 3,5 *мв* ($l_0 = 1\,200$ *км*);

для канала дальней дорожной связи по кабельным линиям МПС — 2,25 *мв* ($l_0 = 500$ *км*);

для канала поездной и энергодиспетчерской связи по кабельным линиям МПС — 1 *мв* ($l_0$ — длина круга избирательной связи);

для цепей городской и внутрирайонной связи по кабельным линиям Министерства связи — 1 *мв*, по воздушным и смешанным линиям — 1,5 *мв* ($l_0$ — от абонента до междугородной телефонной станции)

Здесь приведены суммарные нормированные значения напряжения шума $U_{шн}$. В них входят помехи как от электрической железной дороги, так и от линий электропередачи. При одновременном сближении с ними линии связи норма напряжения шума должна быть распределена в соответствии с законом квадратичного сложения: к помехам от электрической железной дороги относится $0{,}8U_{шн}$, а к помехам от линии электропередачи $0{,}6\ U_{шн}$. Эта норма относится к линейным зажимам аппаратуры с входным сопротивлением 600 *ом*, подключенной к цепи через согласовывающий трансформатор с коэффициентом трансформации, равным $\sqrt{\frac{Z_c}{600}}$, где $Z_c$ — модуль характеристического сопротивления телефонной цепи в *ом*.

В действительности аппаратура может иметь входное сопротивление $Z_{вх}$, отличающееся по модулю от 600 *ом*, и включаться через соответствующий согласовывающий трансформатор. Кроме того, действительная длина сближения линии связи и электрической железной дороги $l$ может отличаться от указанной в нормах длины $l_0$. Для канала связи с промежуточным усилением, состоящего из $N$ усилительных участков, обычно определяется норма напряжения шума, приходящаяся на один усилительный участок, в предположении, что помехи на нескольких усилительных участках складываются по квадратичному закону.

С учетом этих обстоятельств допустимое напряжение шума на один усилительный участок может быть определено из выражения

$$U_ш = kU_{шн}\sqrt{\frac{1}{N}\cdot\frac{Z_{вх}}{600}\cdot\frac{l}{l_0}}\ [мв], \qquad (8\text{-}9)$$

где $k = 1$ при сближении линии связи только с электрической железной дорогой и $k = 0{,}8$ при одновременном сближении также с линией электропередачи.

В каналах высокой частоты и цепях местной телефонной связи МПС по воздушным и кабельным линиям напряжение шума от влияния электрической железной дороги не нормируется. Это объясняется тем, что помехи в них незначительны, если для этих линий связи выдержаны нормы опасных напряжений при вынужденном режиме электрической железной дороги однофазного тока, а на подстанциях постоянного тока приняты соответствующие защитные меры (см. в конце главы). При этом средняя ширина сближения воздушной

линии местной связи должна быть не меньше средней ширины сближения магистральной линии связи.

В телеграфных цепях наибольшее мешающее влияние оказывает индуктированный ток помех с частотой 50 *гц*. Величина этого тока в телеграфных цепях независимо от типа включенных аппаратов не должна превышать 5% рабочего тока телеграфной передачи (при рабочем токе в однопроводных цепях в среднем 20 *ма* допустимый мешающий ток равен 1 *ма*). При сближении телеграфной цепи одновременно с несколькими влияющими линиями общий мешающий ток находится как корень квадратный из суммы квадратов мешающих токов, индуктированных отдельными линиями. Нормы помех для каналов телеграфной связи, работающей в диапазоне тональных частот, одинаковы с нормами для телефонных каналов.

## § 8-4. РАСЧЕТНЫЕ ВЕЛИЧИНЫ ВЛИЯЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ И ТОКОВ. РАСЧЕТНЫЕ РЕЖИМЫ И СХЕМЫ

Выбор средств защиты линий связи от влияний электрических железных дорог зависит в значительной степени от величины этих влияний. Поскольку защитные мероприятия сопряжены с материальными затратами, и весьма большими, то правильное определение величин влияний приобретает первостепенную важность.

Величины влияний как опасных, так и мешающих определяются значениями влияющих напряжений и токов, которые, в свою очередь, зависят от принятых при проектировании расчетных режимов и схем. Для определения влияния электрических железных дорог на линии связи расчетные режимы и схемы имеют особое значение, определяемое тем, что величины токов в контактной сети непостоянны и зависят от переменных по величине и расположению нагрузок, создаваемых электрическими локомотивами.

### Расчетные влияющие величины в контактной сети однофазного тока для определения опасных напряжений в линии связи

Как указано в § 1 данной главы, опасные влияния электрических железных дорог постоянного тока не учитываются.

Опасные влияния электрических железных дорог однофазного тока рассчитываются для двух режимов: короткого замыкания в контактной сети и вынужденного режима работы системы энергоснабжения. Опасные напряжения в линии связи могут возникать в результате электрического, магнитного и гальванического влияний.

Для определения опасного электрического влияния на воздушные линии связи расчетной влияющей величиной является напряжение в контактной сети. При к. з. в контактной сети это напряжение сильно уменьшается (в точке глухого короткого замыкания — до нуля), поэтому электрическое влияние оказывается незначительным по сравнению с магнитным и не учитывается. В вынужденном

режиме напряжение в контактной сети также снижается против напряжения на шинах подстанции, и для расчета может быть принято $U = 25\,000$ *в*. Опасное напряжение в воздушной линии связи от электрического влияния необходимо рассчитывать только при ширине сближения менее 100 *м*. Если ширина сближения больше, то электрическое влияние может в практических расчетах не учитываться, так как оно становится малым по сравнению с магнитным. Для кабельных линий связи электрическое влияние не рассчитывается.

Опасное магнитное влияние в режиме к. з. рассчитывается при условии одностороннего питания контактной сети. При этом расчет-

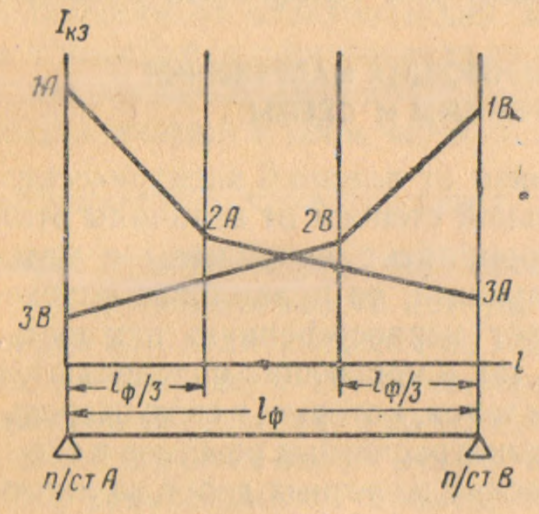



Рис. 8-8

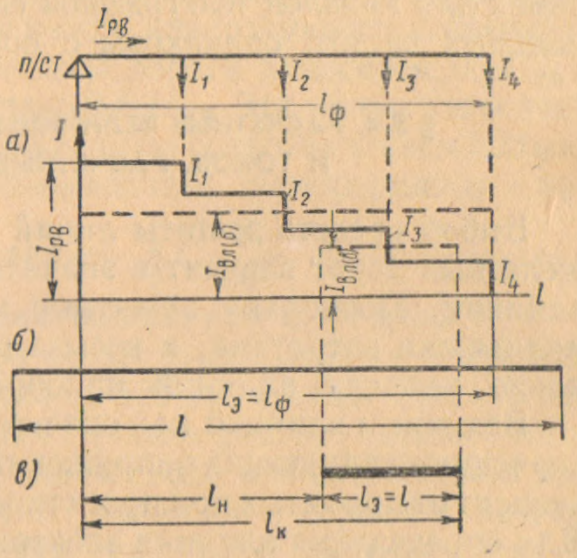



Рис. 8-9

ный влияющий ток $I_{кз}$ определяется по кривым тока короткого замыкания. Для построения этих кривых значения $I_{кз}$ в зависимости от места к. з. могут быть найдены в соответствии с указаниями, приведенными в главе 4 для контактной сети однофазного тока. Без большой погрешности кривые могут быть заменены эпюрами $I_{кз}$ для трех точек короткого замыкания: у подстанции; на расстоянии $^1/_3$ длины фидерной зоны $l_ф$ от подстанции; в конце фидерной зоны. Такие эпюры строятся для каждой из двух подстанций, питающих фидерную зону (на рис. 8-8 точки *1A*, *2A* и *3A* — при питании от подстанции *A*, точки *1B*, *2B* и *3B* — от подстанции *B*).

Для выявления наибольшей величины опасного влияния следует проводить расчет влияния для нескольких значений тока короткого замыкания. Если один или оба конца цепи связи находятся в пределах фидерной зоны, расчетный влияющий ток находится по одной из эпюр (которая дает большее значение тока) для точки короткого замыкания, соответствующей одному из концов цепи связи.

Вынужденный режим работы системы энергоснабжения характеризуется отключением одной из тяговых подстанций и распределением ее нагрузки на соседние подстанции. При этом фидерные зоны, прилегающие к отключенной подстанции (две — при отклю-

чении промежуточной подстанции или одна — при отключении крайней подстанции), имеют одностороннее питание от работающих подстанций. Определение опасного напряжения от магнитного влияния должно производиться для всех возможных вариантов отключения подстанций с целью выявления наибольшей его величины.

В вынужденном режиме определяется эквивалентный влияющий ток в контактной сети, одинаковый по всей длине сближения, который индуктирует в линии связи такое же опасное напряжение, какое возникает при действительном распределении тягового тока в контактной сети (рис. 8-9, где *а* — схема расположения нагрузок на фидерной зоне и диаграмма распределения токов в контактной сети; *б* и *в* — схемы сближения линии связи разной длины $l$ с контактной сетью). Влияющий ток находится по формуле

$$I_{\text{вл}} = k_m I_{\text{рв}} \; [a], \tag{8-10}$$

где $I_{\text{рв}}$ — результирующий ток нагрузки работающей подстанции при вынужденном режиме от поездов, находящихся на рассматриваемой фидерной зоне, в *а*;

$k_m$ — коэффициент, характеризующий уменьшение влияющего тока по сравнению с результирующим в зависимости от числа поездов $m$, одновременно находящихся на фидерной зоне.

Этот коэффициент при сложной трассе сближения подсчитывается отдельно для каждого участка косого и параллельного сближения из выражения

$$k_m' = 1 - \frac{l_{i\text{н}} + l_{i\text{к}}}{2l_{\text{ф}}} + \frac{1}{2m}, \tag{8-11}$$

где $l_{\text{ф}}$ — длина фидерной зоны в *км*;

$l_{i\text{н}}$, $l_{i\text{к}}$ — расстояния от работающей тяговой подстанции соответственно до начала и конца $i$-го участка косого или параллельного сближения в *км*.

По этой же формуле (но без индекса $i$) находится $k_m$ в случае, когда начало и конец расчетной длины цепи связи $l$ (длины гальванически неразделенного участка) находятся в пределах границ фидерной зоны и сближение параллельное (см. рис. 8-9, *в*). Если $l > l_{\text{ф}}$ и цепь связи выходит за пределы фидерной зоны с обеих сторон, то $l_{\text{н}}=0$; $l_{\text{к}}=l_{\text{ф}}$ (см. рис. 8-9, *б*) и

$$k_m'' = 1 - \frac{1}{2} + \frac{1}{2m} = \frac{m+1}{2m}. \tag{8-12}$$

Вопрос о выборе расчетного числа поездов и результирующего тока подстанции сложен и подлежит дальнейшему изучению. В настоящее время в соответствии с указанием МПС рекомендуется определять эти величины для начального периода после отключения подстанции при максимальном сгущении поездов установленного веса с заданным интервалом между ними — по § 294 НиТУ [5]. При этих условиях:

для однопутного участка $m = \frac{60\, l_ф}{v\theta}$; (8-13)

для двухпутного участка $m = \frac{120\, l_ф}{v\theta}$,

где $v$ — средняя скорость поездов в *км/ч*;

$\theta$ — заданный интервал между поездами в *мин* (для двухпутных участков — установленный интервал попутного следования, а если среднегодовые размеры движения не превышают 48 пар поездов в сутки, то принимается интервал, определенный по удвоенному числу пар поездов в сутки интенсивного месяца).

Результирующий ток работающей подстанции определится по формуле

$$I_{рв} = N_p \frac{\sum_{q=1}^{V} A_q N_q}{U \sum_{q=1}^{V} N_q} k_0 k_э k_в, \qquad (8\text{-}14)$$

где $N_p$ — расчетное число поездов в час при максимальном сгущении с заданным интервалом;

$N_q$ — число поездов типа $q$, проходящих по фидерной зоне на каждом пути за сутки интенсивного месяца работы (на 10-й год эксплуатации);

$A_q$ — часть расхода электроэнергии поездом типа $q$ на данной фидерной зоне, отнесенная к рассматриваемой подстанции при нормальной схеме питания, в *ква·ч*;

$V$ — число типов поездов;

$U$ — напряжение в контактной сети в *кв*;

$k_0$ — коэффициент, учитывающий дополнительный расход энергии на потери в контактной сети, на маневры, на зимние условия, равный при одностороннем питании 1,16;

$k_э$ — коэффициент, учитывающий схему питания контактной сети, количество поездов на фидерной зоне и время потребления энергии поездами, ориентировочно равный 1,06 (при $m > 3$);

$k_в$ — коэффициент, учитывающий увеличение нагрузки работающей подстанции в первый период после отключения смежной подстанции и равный ориентировочно 1,4 (но не 2, так как напряжение в контактной сети при этом сильно упадет и часть поездов отключится),

$$k_0 k_э k_в \approx 1{,}72.$$

Необходимо указать, что изложенная методика исходит из ряда условностей: приняты равномерное расположение поездов

с одинаковыми нагрузками, приближенные коэффициенты в формуле (8-14), особенно $k_в$.

ЦНИИ МПС предложена методика определения влияющего эквивалентного тока при вынужденном режиме [23], основанная на физической аналогии между расчетом индуктированного в цепи связи напряжения и расчетом максимального падения напряжения в контактной сети. В обоих случаях искомая величина может быть определена как сумма произведений токов электропоездов на расстояния от них до подстанции, умноженная в первом случае на километровое сопротивление взаимоиндукции между контактной сетью и линией связи, а во втором случае — на километровое сопротивление контактной сети. Если на подстанции нет автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (АРПН), то расчет по этой методике дает близкие результаты с расчетом по методике, изложенной выше (как показали расчеты Трансэлектропроекта).

При наличии АРПН влияющий ток оказывается значительно больше и может быть определен по формуле (для случая, когда оба конца цепи связи выходят за пределы фидерной зоны)

$$I_{вл} = \frac{\Delta U_{макс}}{z_{кс}\, l_ф}\ [а], \qquad (8\text{-}15)$$

где $z_{кс}$ — полное сопротивление контактной сети (включая рельсы) в *ом/км*;

$\Delta U_{макс}$ — максимальное падение напряжения в контактной сети до наиболее удаленного поезда в *в*. На участках с малой грузонапряженностью эта величина должна определяться расчетом для вынужденного режима. При большой грузонапряженности она может быть принята равной 9700 *в* (векторной разности между номинальным напряжением на шинах подстанции 27,5 *кв* и минимально допустимым напряжением в контактной сети 19 *кв*). Следует отметить, что применение этой величины в качестве расчетной для определения влияющего тока еще недостаточно обосновано.

Если длина сближения меньше длины фидерной зоны, то при наличии АРПН влияющий ток

$$I_{вл} = \frac{\Delta U_{макс}}{z_{кс}\, l_ф} \cdot \frac{k'_m}{k''_m}\ [а]. \qquad (8\text{-}16)$$

### Расчетные влияющие величины в контактной сети однофазного тока для определения мешающих напряжений в линии связи

Расчет мешающих влияний производится для нормального режима работы системы энергоснабжения и при нормальном режиме движения. При этом фидерные зоны двустороннего питания разделяются по точке токораздела на влияющие плечи одностороннего

питания, и влияние рассчитывается от каждого такого плеча. Для воздушных линий связи учитывается влияние от всех влияющих плеч, расположенных в пределах гальванически неразделенного участка цепи связи; для кабельных линий могут учитываться влияния только от одного-двух влияющих плеч, непосредственно примыкающих к рассматриваемому концу такого участка.

Кривая тока в однофазной контактной сети, питающей электровозы с выпрямительными агрегатами, содержит нечетные гармонические составляющие, которые в результате магнитного влияния индуктируют в цепи связи э. д. с. соответствующих частот, в том числе в диапазоне рабочих частот цепи связи.

Необходимая для определения мешающего напряжения величина тока $k$-й гармонической составляющей находится по формуле

$$I_k = k_k k_{Im} I_{рн} \ [a], \qquad (8\text{-}17)$$

где $k_k$ — коэффициент, характеризующий несинусоидальность формы кривой тока и определяющий величину тока гармонической составляющей; зависимость этого коэффициента от частоты показана на рис. 8-10. Индекс *1* относится к однопутному участку, *2* — к двухпутному. Увеличение коэффициента в средней части кривых происходит вследствие резонансных явлений в контактной сети при соответствующих частотах;

$k_{Im} = k_I k_m$ — коэффициент, учитывающий изменение относительных амплитуд гармоник при изменении общей нагрузки ($k_I$) и числа электропоездов $m$, одновременно находящихся в пределах расчетного плеча питания $\left(k_m = \dfrac{\sqrt{m+1}}{m\sqrt{2}}\right)$; этот коэффициент может быть найден по кривым рис. 8-11, для чего число поездов находится по формулам (8-13), принимая в них $l_ф$ равной длине влияющего плеча и соответствующее значение $\theta$;

$I_{рн}$ — результирующий ток нагрузки подстанции от поездов, находящихся на фидерной зоне при нормальном режиме работы, в $a$. В настоящее время рекомендуется (в соответствии с указанием МПС) определять его по формуле

$$I_{рн} = \frac{\sum_{q=1}^{V} A_q N_q}{U \cdot 24} k_0 k_э \ [a], \qquad (8\text{-}18)$$

где все обозначения те же, что и в формуле (8-14). (Методика определения этой величины подлежит дальнейшему исследованию.)

При расчетах мешающего влияния определяют псофометрическое напряжение шума в цепи связи, отнесенное к частоте 800 *гц*. Приведение помех, индуктированных отдельными гармониками к псофо-

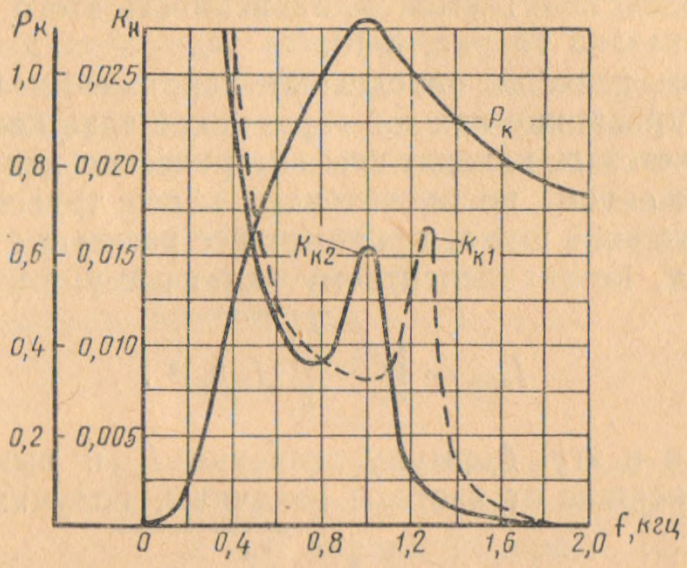



Рис. 8-10

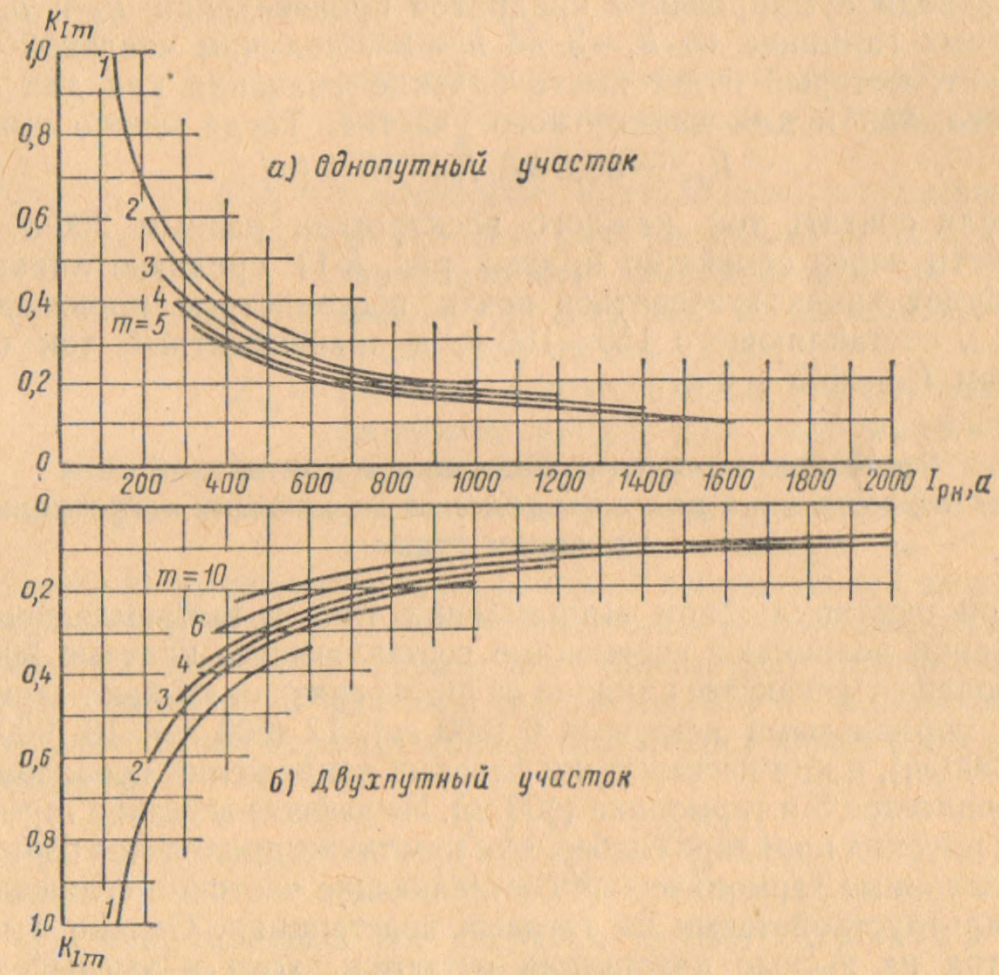



Рис. 8-11

метрическому напряжению, производится с помощью коэффициента акустического воздействия $p_к$, характеризующего относительное мешающее воздействие гармоник. Зависимость этого коэффициента от частоты показана на рис. 8-10.

При точном расчете определяют напряжения помех в цепи связи, индуктированные каждой гармоникой тока контактной сети, а по ним с учетом $p_к$ находят псофометрическое напряжение. При более приближенном, но значительно менее трудоемком расчете находят напряжение шума, принимая все расчетные величины для частоты 800 *гц*, по эквивалентному влияющему току

$$I_{экв} = \sqrt{\sum_{k_1}^{k_n} (I_k p_k)^2} . \qquad (8\text{-}19)$$

Подставляя в эту формулу значение $I_k$ и вынося за знак суммы не зависящие от частоты величины, получим

$$I_{экв} = k_{Im} I_{рн} \sqrt{\sum_{k_1}^{k_n} (k_k p_k)^2} . \qquad (8\text{-}20)$$

Проведя суммирование квадратов произведений $k_k$ и $p_k$ для нечетных гармоник от $k_1=3$ до $k_n=35$, получим числовой коэффициент, который будет иметь близкие значения как для однопутного, так и для двухпутного участка. Тогда можно принять

$$I_{экв} = 36{,}5\, k_{Im} I_{рн} \cdot 10^{-3}\ [a]. \qquad (8\text{-}21)$$

Если считать ток каждого электровоза равным 200 *а*, т. е. провести через семейство кривых рис. 8-11 среднюю линию, то она будет характеризоваться почти постоянством произведения $k_{Im} I_{рн}$, составляющего 150—160 *а*, а эквивалентный ток будет равным $I_{экв}=5{,}5 \div 6$ *а*.

### Расчетные влияющие величины в контактной сети постоянного тока для определения мешающих напряжений в линии связи

При шестипульсовом выпрямлении тока в выпрямленном напряжении возникают переменные составляющие, кратные 300 *гц*. Наибольшее мешающее влияние на линии связи оказывают гармоники с порядковыми номерами 6 (300 *гц*), 12 (600 *гц*), 18 (900 *гц*), 24 (1 200 *гц*), а при несимметрии фазовых напряжений первичной сети появляется 8-я гармоника (400 *гц*). Мешающее действие гармоник более высоких порядков слабее, но с ним также приходится бороться.

Указанные гармонические составляющие частично сглаживаются фильтрустройствами на тяговых подстанциях. Однако и после фильтра на выходе подстанции остаются, хотя и уменьшенные, гармонические составляющие. Каждая гармоника для разных подстанций обычно различается по величине и сдвинута по фазе в зависимости от нагрузки подстанции. Поэтому в контактной сети,

замкнутой на нагрузку, которая в расчетном случае располагается в конце фидерной зоны, протекают переменные токи соответствующих частот. Эти токи вследствие магнитного влияния вызывают в линии связи мешающие напряжения.

В соответствии с современной методикой расчета мешающих влияний [2] нагрузкой для гармоник, возникающих на данной подстанции, являются: при одностороннем питании — электрический локомотив, а при двустороннем питании — параллельные шунты (резонансные контуры) фильтрустройства соседней подстанции.

Влияющий ток $I_{ks}$ гармоники $k$ в фидерной зоне $s$ при двустороннем питании определится из формулы

$$I_{ks} = \frac{\Delta U_{ks}}{K_{\text{сг}k} Z_{ks}} \ [a]. \qquad (8\text{-}22)$$

Здесь $k$ — номер гармонической составляющей;

$s$ — номер тяговой подстанции и прилегающей к ней справа фидерной зоны;

$\Delta U_{ks} = |\dot{U}_{ks} - \dot{U}_{ks+1}|$ — модуль векторной разности напряжений $k$-й гармоники на двух соседних подстанциях ($s$ и $s+1$) в $в$; при одностороннем питании $\Delta U_{ks} = U_{ks}$;

$U_{ks}$ — эффективное значение напряжения гармонической составляющей на входе фильтра тяговой подстанции в $в$;

$K_{\text{сг}k}$ — коэффициент сглаживания, показывающий, во сколько раз уменьшается напряжение гармонической составляющей на выходе фильтра подстанции по сравнению с напряжением на его входе;

$Z_{ks}$ — входное сопротивление контактной сети фидерной зоны $s$ для гармонической составляющей $k$, определенное при наличии указанной выше нагрузки, на которую замкнута контактная сеть, в *ом*.

Величина напряжения гармонической составляющей зависит от условий коммутации ртутного выпрямителя, определяемых, в свою очередь, нагрузочными токами, и от параметров трансформатора.

Угол коммутации ртутного выпрямителя $\gamma°$ в зависимости от нагрузочного тока агрегата данной подстанции может быть найден из формулы

$$\cos\gamma° = 1 - \left(\frac{I_d e_к}{I_н \cdot 100} + \frac{3{,}7\, I_d}{S_к}\right), \qquad (8\text{-}23)$$

где $I_d$ — выпрямленный ток нагрузки тягового агрегата в $a$;

$I_н$ — номинальный ток агрегата в $a$;

$e_к$ — напряжение к. з. тягового трансформатора в %;

$S_к$ — мощность к. з. питающей энергосистемы на шинах тяговой подстанции в *ква*.

При достаточно мощной питающей системе и линии электропередачи второй член в скобках этой формулы незначителен и может быть опущен. На рис. 8-12, *б* приведены зависимости угла коммутации от тока нагрузки для двух видов тяговых агрегатов: *1* — для выпрямителей РМНВ-500 и РМНВ-750 с трансформатором ТМР-5600 ($e_к = 7{,}5\%$; $I_н = 1\,000$ *а*; $S_н = 3\,700$ *ква*); *2* — для тех же выпрямителей с трансформатором ТМР-16 000 ($e_к = 7{,}28\%$; $I_н = 3\,000$ *а*; $S_н = 11\,000$ *ква*); при другом агрегате на подстанции, используя приведенную выше формулу, можно построить аналогичную кривую.

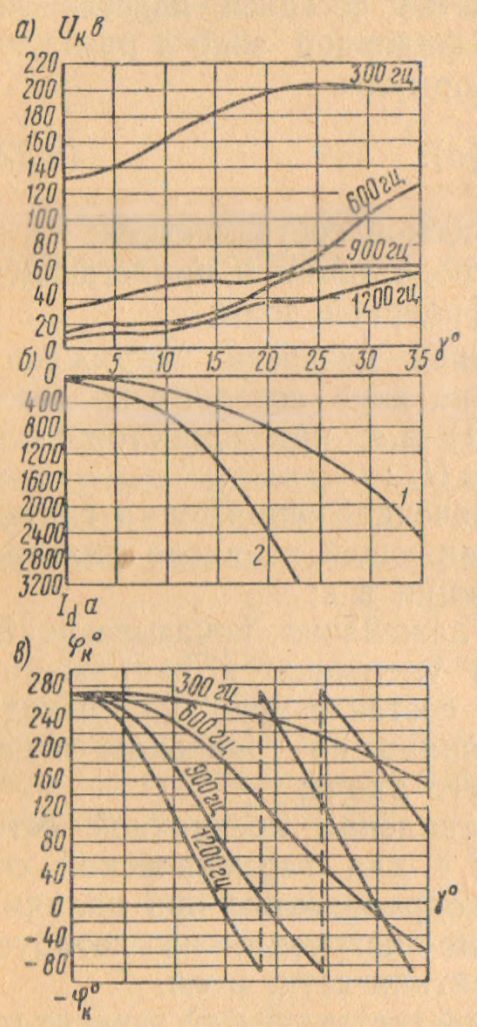



Рис. 8-12

Для определения угла коммутации необходимо установить значения нагрузочных токов агрегата. В настоящее время рекомендуется [2] принимать для расчета при двустороннем питании для одной подстанции $I_{ds} = I_{нs}$, а для смежной подстанции $I_{ds+1} = 0{,}7\,I_{нs+1}$ при числе поездов более 50 пар в сутки и $I_{ds+1} = 0{,}5\,I_{нs+1}$ при числе поездов менее 50 пар в сутки. При одностороннем питании следует считать $I_{ds} = I_{нs}$.

Зная угол коммутации, по кривым рис. 8-12, *а* определяют значения напряжений $U_{ks}$ на входе фильтра подстанции $s$ для каждой гармоники, а по кривым рис. 8-12, *в* — угол начального сдвига фазы этой гармоники $\varphi_{ks}$.

Как показали исследования [17], возникающая при асимметрии фазовых напряжений первичной сети, питающей подстанцию, гармоника с частотой 400 *гц* может иметь эффективное напряжение 10—15 *в*.

При двустороннем питании по значениям напряжений гармонических составляющих для соседних подстанций $s$ и $s + 1$ находится модуль векторной разности напряжений каждой гармоники для фидерной зоны $s$:

$$\Delta U_{ks} = \left| U_{ks}\, e^{i\varphi_{ks}} - U_{ks+1}\, e^{i\varphi_{ks+1}} \right| \text{ [в]}. \qquad (8\text{-}24)$$

Коэффициент сглаживания фильтра для данной гармоники определится как отношение сопротивлений последовательного и параллельного элементов фильтра

$$K_{сгk} = \frac{\omega_k L_р}{R_k}, \qquad (8\text{-}25)$$

где $L_р$ — индуктивность реактора в *гн*;

$R_k$ — остаточное сопротивление резонансного контура для $k$-й гармонической составляющей в *ом*.

По этой формуле определяется коэффициент сглаживания однозвенного фильтра. При двухзвенном фильтре по ней же можно определить коэффициенты сглаживания первого звена $K'_{сгk}$ и второго звена $K''_{сг\,k}$, приняв соответственно индуктивность реактора $L'_р$ и сопротивление контура $R'_k$ для первого звена и $L''_р$, $R''_k$ — для второго звена. Результирующий коэффициент сглаживания двухзвенного фильтра для каждой гармоники

$$K_{сг\,k} = K'_{сг\,k} K''_{сг\,k}. \qquad (8\text{-}26)$$

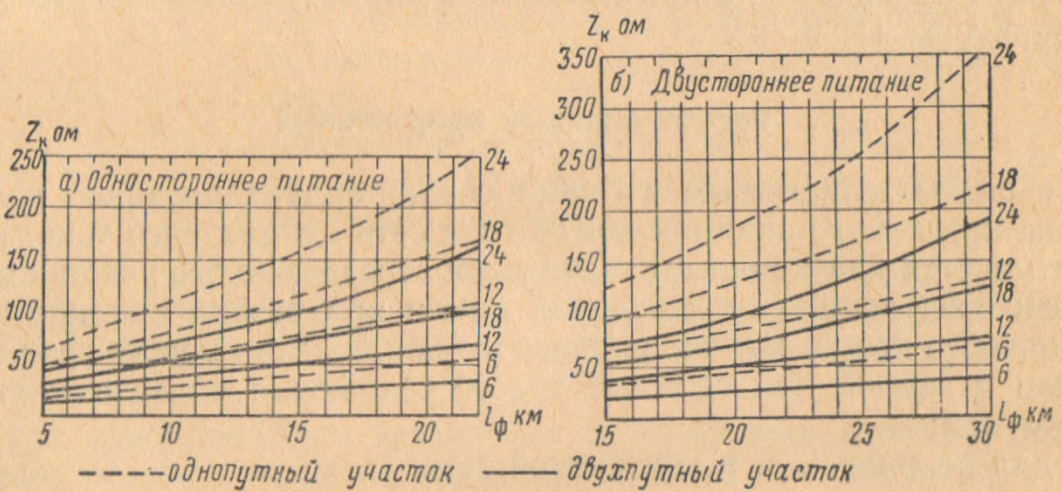



Рис. 8-13

Резонансный контур на 400 *гц* устанавливается в одном из звеньев фильтра. При установке его во втором звене результирующий коэффициент сглаживания для частоты 400 *гц* можно определить

$$K_{сг8} = \frac{\omega_8 (L'_р + L''_р)}{R_8}. \qquad (8\text{-}27)$$

Целесообразно проводить расчеты мешающего влияния при разных реакторах в фильтрустройстве с целью выбора оптимальной индуктивности реакторов для снижения расходов по относу линии связи. При двухзвенном фильтре могут быть рассмотрены варианты с индуктивностью реакторов: по 6,5 *мгн* в каждом звене; 6,5 *мгн* в первом звене и 3,8 *мгн* — во втором; по 3,8 *мгн* в каждом звене.

Остаточное сопротивление резонансных контуров может быть принято при расчетах: $R_6 = 0{,}47$ *ом*; $R_8 = 0{,}5$ *ом*; $R_{12} = 0{,}5$ *ом*; $R_{18} = 0{,}55$ *ом*; $R_{24} = 0{,}7$ *ом*. Входное сопротивление контактной сети $Z_k$ для каждой гармоники зависит от схемы питания, числа путей, расстояния между подстанциями $l_ф$. Величина его для соответствующей гармоники находится по кривым рис. 8-13, *а* и *б* (*6* — 300 *гц*, *12* — 600 *гц*, *18* — 900 *гц*, *24* — 1 200 *гц*). Для восьмой гармоники (400 *гц*) входное сопротивление можно получить путем интерполяции по кривым для 300 и 600 *гц*.

## § 8-5. РАСЧЕТ ОПАСНЫХ И МЕШАЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ В ЦЕПЯХ СВЯЗИ

Расчеты индуктированных напряжений в цепях связи обычно выполняются не в проекте энергоснабжения, а при проектировании переустройства связи. Правда, при выборе устройств, применяемых в системе энергоснабжения для снижения влияющих токов и напряжений (фильтры на подстанциях постоянного тока, отсасывающие трансформаторы в контактной сети однофазного тока и др.), приходится рассчитывать напряжения в цепях связи. Поэтому ниже излагается порядок расчета и расчетные формулы. Что касается значений различных коэффициентов, входящих в эти формулы, то они здесь не приводятся, а при необходимости могут быть получены из литературы [1, 2, 8].

### Расчет опасных напряжений

Опасное напряжение в линии связи, индуктированное вследствие магнитного влияния контактной сети однофазного тока, рассчитывается для конца гальванически неразделенного участка цепи связи воздушной или кабельной линии при заземлении противоположного конца. Величина опасного напряжения между проводом связи и землей при сложной трассе сближения определяется по формулам:

для режима к. з. в контактной сети

$$U_{\text{м}} = \omega r I_{\text{кз}} \left( \sum_{i=1}^{n} M_i l_i \right) k_\gamma \ [\text{в}]; \tag{8-28}$$

для вынужденного режима

$$U_{\text{м}} = \omega r \left( \sum_{i=1}^{n} I_{\text{вл}i} M_i l_i \right) k_\gamma \ [\text{в}]. \tag{8-29}$$

Здесь $\omega = 2\pi f$ — круговая частота влияющего тока (все зависящие от частоты величины находятся при $f = 50$ *гц*);

$r$ — общий коэффициент защитного действия;

$i$ — номер косого или параллельного элемента сближения; все величины с индексом $i$ определяются для данного элемента сближения;

$n$ — число элементов сближения;

$M$ — коэффициент взаимоиндукции между проводами контактной сети и цепи связи в *гн/км*;

$k_\gamma$ — коэффициент, учитывающий затухание в кабельных линиях; для воздушных цепей связи любой длины и для кабельных цепей длиной менее 40 *км* принимается $k_\gamma = 1$, для кабельных цепей длиной более 40 *км* $k_\gamma = \dfrac{\operatorname{ch} \gamma l_{\text{c}}}{\operatorname{ch} \gamma l}$;

$\gamma$ — постоянная распространения волны в цепи связи;

$l$ — длина гальванически неразделенного участка цепи связи, подверженного влиянию, в *км*;

$l_i$ — длина $i$-го элемента сближения в *км*; если на всей длине подверженной влиянию цепи связи сближение параллельное, то $l_i = l_э$, а индекс $i$ и знак суммы в обеих формулах исключаются;

$l_э$ — длина сближения контактной сети и цепи связи, на которой возникает влияние, в *км*; она находится в пределах длины фидерной зоны и длины гальванически неразделенного участка цепи связи;

$l_c$ — расстояние от середины длины сближения $l_э$ до противоположного конца гальванически неразделенного участка в *км*.

По этим формулам рассчитывается опасное напряжение для воздушных двухпроводных цепей связи, удаленных от контактной сети на расстояние более 100 *м*, и для кабельных двухпроводных цепей связи.

Для однопроводных воздушных и кабельных цепей, использующих землю в качестве обратного провода, необходимо учитывать гальваническое влияние. При этом общее опасное напряжение в такой цепи связи определится по формуле

$$U_{мг} = \sqrt{U_м^2 + U_г^2}\ [в], \qquad (8\text{-}30)$$

где $U_г$ — разность потенциалов между двумя рабочими заземлениями однопроводной цепи связи, вызванная гальваническим влиянием, в *в*; определяется по специальным кривым [1, 8], где величина $U_г$, вычисленная при токе в контактной сети 1 000 *а*, показана в зависимости от расстояния $a$ от электрической железной дороги до ближайшего к ней рабочего заземления цепи связи. При этом предполагается, что второе рабочее заземление находится на таком расстоянии от железной дороги, где с полем блуждающих токов практически можно не считаться. Действительная величина гальванической разности потенциалов должна быть определена при заданном токе контактной сети.

Для воздушных изолированных от земли линий связи при ширине сближения менее 100 *м* следует учитывать электрическое влияние. Тогда общее опасное напряжение в цепи связи

$$U_{эм} = \sqrt{U_э^2 + U_м^2}\ [в]. \qquad (8\text{-}31)$$

Напряжение, возникающее на изолированном проводе связи по отношению к земле вследствие электрического влияния, при сложной трассе сближения находится по формуле

$$U_э = qU \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{bc}{a_i^2 + b^2 + c^2} l_i}{l} \quad [в], \qquad (8\text{-}32)$$

где $q$ — коэффициент, принимаемый для однопутных участков равным 0,4, а для двухпутных — 0,6;

$U$ — напряжение в контактной сети в *в*;

$a_i$ — ширина сближения на $i$-м участке косого или параллельного сближения в *м*;

$b$ — высота подвеса эквивалентного провода контактной сети над поверхностью рельсов в *м*. Расположение эквивалентного провода можно принимать посередине между контактным проводом и условной линией, проходящей выше низшей точки несущего троса на $^1/_3$ стрелы провеса несущего троса (при беспровесном положении контактного провода);

$c$ — средняя высота подвеса проводов связи над землей в *м*.

При параллельном сближении на всей длине сближения в этой формуле $a_i = a$; $l_i = l_э$ и знак суммы исключается.

Напряжение $U_м$ в этом случае может быть найдено по формуле (8-29), приняв в ней $r = \lambda$ (коэффициент экранирующего действия рельсов), а $k_\gamma = \frac{l_c}{l}$. Следует найти наибольшее значение этого напряжения, поскольку оно на разных концах изолированного провода связи может быть различным из-за условий сближения.

### Расчет мешающих напряжений от влияния контактной сети однофазного тока

Величины мешающего напряжения в двухпроводных телефонных цепях тональной частоты рассчитывают для начала (или конца) усилительного участка, участка между двумя оконечными пунктами или круга избирательной связи.

Цепь связи в пределах усилительного участка может иметь сближение с несколькими влияющими плечами одностороннего питания контактной сети, поэтому напряжение шума определяется от каждого из этих плеч (при кабельных линиях связи — от одного-двух плеч).

Напряжение шума приближенно может быть определено по эквивалентному значению влияющего тока, приведенного к час-

тоте 800 *гц* (при необходимости провести точный расчет по гармоническим составляющим тока следует обратиться к литературе [8]).

Если длина гальванически неразделенного участка цепи связи $l$ больше длины сближения $l_э$ с расчетным влияющим плечом и оба конца выходят за пределы этого плеча или за его пределы выходит один конец при $\frac{l_э}{l} \leqslant 0{,}9$, то напряжение шума определится по формуле

$$U_{ш\,s} = kMI_{экв\,s} r\eta \cdot 10^7 \frac{\operatorname{sh} \gamma l_{c\,s} \operatorname{sh} \gamma \frac{l_{э\,s}}{2}}{\gamma \operatorname{sh} \gamma l} \text{ [мв]}. \qquad (8\text{-}33)$$

Для короткой цепи связи, длина которой $l \leqslant l_э$ укладывается в пределах расчетного плеча или один конец выходит за его пределы при $\frac{l_э}{l} > 0{,}9$, можно применить упрощенную формулу

$$U_{ш\,s} = kMI_{экв\,s} r\eta \frac{l_{э\,s}}{4} 10^7 \text{ [мв]}. \qquad (8\text{-}34)$$

Здесь $s$ — номер расчетного влияющего плеча контактной сети;

$k$ — коэффициент, принимаемый при ширине сближения $a < 500$ *м* равным 1,15, при $a \geqslant 500$ *м* — 1,0;

$I_{экв\,s}$ — эквивалентный ток, определяемый по формуле (8-21) для расчетной зоны $s$, в $a$;

$\eta$ — коэффициент чувствительности двухпроводной телефонной цепи к помехам.

Остальные величины те же, что и при расчете опасных напряжений, но $M$, $r$, $\eta$, $\gamma$ принимаются для частоты 800 *гц*; угловая частота $\omega = 2\pi \cdot 800$ и перевод в милливольты учитываются коэффициентом $10^7$.

Общее напряжение шума в начале усилительного участка находится квадратичным суммированием

$$U_ш = \sqrt{\sum_{s=1}^{n} U_{ш\,s}^2} \text{ [мв]}, \qquad (8\text{-}35)$$

где $n$ — число расчетных влияющих плеч.

Если телефонная цепь в пределах усилительного участка или участка прямой связи разделена на $n'$ отрезков разделительными трансформаторами, то напряжение шума в начале этой цепи может быть определено из выражения

$$U_ш = \sqrt{\sum_{i=1}^{n'} U_{ш\,i}^2 e^{-2\beta l_{i-1}}} \text{ [мв]}, \qquad (8\text{-}36)$$

где $i$ — номер отрезка цепи связи, ограниченного разделительными трансформаторами и находящегося в пределах длины сближения с влияющим плечом;

$U_{ш\,i}$ — напряжение шума в начале $i$-го отрезка, определяемое по формуле (8-34), в *мв*;

$l_{i-1}$ — расстояние от начала усилительного участка до начала $i$-го отрезка в *км*; для первого отрезка, расположенного в пределах влияющего плеча, $l_{i-1} = l_0$, т. е. это расстояние равно длине цепи связи от начала усилительного участка до начала сближения с влияющим плечом. На этой части цепи связи непосредственного влияния контактной сети нет и она должна быть изолирована от подверженной влиянию части цепи разделительным трансформатором;

$\beta$ — километрическое затухание двухпроводной цепи связи при частоте 800 *гц* в *неп/км*.

### Расчет мешающих напряжений от влияния контактной сети постоянного тока

Цепь связи (усилительный участок), для начала или конца которой рассчитывается мешающее напряжение, может иметь длину до 80—120 *км* при воздушной цепи связи по стальным проводам и до 150—200 *км* по проводам из цветного металла. На этой длине цепь связи может подвергаться одновременному влиянию нескольких фидерных зон контактной сети постоянного тока. Индуктированное на конце $A$ цепи связи напряжение гармоники $k$ от влияния фидерной зоны $s$ определяется по формуле

$$U_{A\,ks} = \omega_k M_{ks} I_{ks} r_k l_{эs} \cdot 10^3 \frac{\operatorname{sh} \gamma_k l_{cs}}{\operatorname{sh} \gamma_k l} \ [мв]. \qquad (8\text{-}37)$$

Здесь все обозначения те же, что и выше, но зависящие от частоты величины принимаются последовательно для гармоник $k=6, 12, 18, 24$, а при несимметричном напряжении сети, питающей подстанции, учитывается также гармоника $k = 8$.

Псофометрическое значение напряжения шума, приведенного к частоте 800 *гц*, от влияния фидерной зоны $s$ с учетом коэффициентов чувствительности $\eta_k$ и акустического воздействия $p_k$

$$U_{шs} = \sqrt{\sum_{k=6}^{24} (U_{Aks}\, \eta_k\, p_k)^2} \ [мв]. \qquad (8\text{-}38)$$

Результирующее напряжение шума от влияния всех фидерных зон находится по формуле (8-35).

## § 8-6. СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ НА ЛИНИИ СВЯЗИ

Полностью устранить электромагнитные влияния электрических железных дорог на линии связи практически невозможно. Приходится мириться с этим и допускать установленные нормами величины влияний, которые не нарушают существенно нормальную работу линии связи и не являются опасными для людей, обслужи-

вающих устройства связи и пользующихся ими, а также для аппаратуры. И до тех пор, пока не выполнены все требования норм, пока не приняты все меры для снижения влияний до допустимых, электрифицированный участок железной дороги не может быть введен в эксплуатацию. Стоимость проектирования, устройства и усиления защитных мероприятий относится за счет электрификации железной дороги. Необходимо, чтобы снижение влияний до допускаемых величин различными защитными мероприятиями достигалось с наименьшими затратами денежных средств и материалов.

Для взаимной компенсации влияний токов от двух подстанций следует предусматривать двустороннее питание контактной сети; одностороннее питание допускается в исключительных случаях, а при переменном токе — только при условии питания двух смежных консольных зон от одной и той же фазы. Должна надежно работать быстродействующая защита от токов короткого замыкания в контактной сети, а при переменном токе время отключения контактной сети защитой не должно превышать 0,3—0,6 *сек* (для уменьшения времени действия опасных потенциалов). При технико-экономическом обосновании тяговые подстанции переменного тока могут быть оборудованы гасителями резонансных колебаний, а контактная сеть — отсасывающими трансформаторами. Ртутно-выпрямительные тяговые подстанции дорог постоянного тока должны иметь сглаживающие фильтрустройства, при необходимости — двухзвенные. Для усиления экранирующего действия рельсов сопротивление рельсовой цепи должно быть возможно меньшим.

В линии связи применяется ряд специальных защит [7]: от опасных влияний — разрядники и предохранители; от мешающих влияний в телефонных цепях — скрещивание проводов, запирающие и дренажные катушки, разделительные трансформаторы, повышение уровня передачи; от мешающих влияний в телеграфных цепях — резонансные контуры и фильтры, компенсирующие устройства и др. Все эти способы защиты снижают влияние высоковольтных линий, но могут рассматриваться как дополнительные к основным защитным мероприятиям, описанным ниже и выбираемым при проектировании системы энергоснабжения с обязательным технико-экономическим обоснованием.

**Относ линии связи от электрической железной дороги.** Увеличение расстояния между линией связи и электрической железной дорогой уменьшает магнитную и электрическую связь между ними и снижает влияние. Средняя допустимая ширина сближения может быть легко найдена из расчетных формул для определения напряжений в линии связи при подставлении в них нормированных значений этих напряжений. При нагрузке в контактной сети переменного тока 1 000 *а* и различной проводимости земли эта ширина сближения для воздушной линии связи может достигать значений от 0,5 до 9 *км*.

Такая мера защиты может быть приемлемой для линий Министерства связи, которые можно отнести на значительные расстояния

к шоссейным дорогам. Относ железнодорожных линий связи требует прокладки шлейфов от магистральной линии к каждой железнодорожной станции, разъезду и т. д., что вызывает дополнительные значительные расходы средств и материалов. В лесных районах это сопряжено также с прокладкой новых просек для магистральной линии и шлейфов. Эксплуатация таких линий также затруднена: становится невозможным наблюдение за состоянием воздушной линии связи с железной дороги, усложняется доставка материалов и инструмента к месту повреждения для ремонта. Поэтому относ воздушных линий связи может оказаться целесообразным только частично на отдельных участках, в частности, при сближении с электрической железной дорогой постоянного тока.

Необходимый относ кабельных линий зависит от коэффициента защитного действия оболочки кабеля. Так, магистральный кабель связи со специальной оболочкой и броней, дающей пониженное значение к. з. д., требует относа на 50—100 *м* от электрической железной дороги переменного тока. Для кабелей с обычной оболочкой и броней относ должен быть значительно больше.

**Экранирование линии связи.** Если вблизи от влияющей линии или линии связи (либо в промежутке между ними) поместить провод, заземленный по концам или на всем протяжении, то наведенная в этом проводе э. д. с. вызывает в нем ток, который создает в окружающем пространстве вторичное электромагнитное поле, оказывающее на линию связи влияние обратного знака по сравнению с влиянием контактной сети и компенсирующее его. Отношение результирующей э. д. с. в линии связи $E_{рез}$ к э. д. с. $E$, наводимой при отсутствии такого экранирующего провода, является коэффициентом экранирования. Он может быть определен по формуле

$$r_э = \frac{E_{рез}}{E} = 1 - \frac{z_{1э}\, z_{2э}}{z_{12}\, z_э}, \qquad (8\text{-}39)$$

где $z_э$ — сопротивление экранирующего провода;

$z_{1э}$, $z_{2э}$, $z_{12}$ — сопротивления взаимоиндукции между проводами: 1 — контактная сеть, 2 — линия связи, э — экранирующий провод.

Функции экранирующих проводов могут выполнять металлические тросы (провода), подвешенные на опорах контактной сети или линии связи и равномерно заземленные (на каждой опоре или через несколько опор); тросы, проложенные в земле возле кабельной или воздушной линии связи или у железной дороги; металлические трубопроводы; рельсы соседних путей, расположенных между влияющей линией и линией связи; металлические оболочки кабелей.

При расположении экранирующего провода вблизи от линии связи — на опорах или в земле — можно принять $z_{12} \approx z_{1э}$ и тогда

$$r'_э = 1 - \frac{z_{2э}}{z_э}; \qquad (8\text{-}39а)$$

если же экранирующий провод расположен вблизи от контактной сети (на ее опорах или в земле), то можно принять:

$$z_{12} \approx z_{2э}$$

и

$$r''_э = 1 - \frac{z_{1э}}{z_э}. \qquad (8\text{-}39б)$$

Из этих формул видно, что лучший экранирующий эффект, т. е. меньшее значение коэффициента экранирования, получается при уменьшении сопротивления экранирующего провода и повышении сопротивления взаимоиндукции (т. е. уменьшении расстояния) между ним и влияющей линией или линией связи. В качестве экранирующих проводов могут использоваться медные, алюминиевые и стале-алюминиевые провода сечением от 50 до 180 *мм*². При этом коэффициент экранирующего действия их в зависимости от проводимости земли может достигать от 0,75 до 0,5 [7].

**Каблирование линий связи.** Этот способ может рассматриваться как частный случай экранирования при использовании оболочки кабеля в качестве экранирующего провода. При этом коэффициент защитного действия оболочки кабеля из формулы (8-39а) $r_{об} = r'_э = 1 - \frac{z_{ж\text{-}об}}{z_{об}}$. Эта формула обращается в формулу (8-7), если учесть, что коэффициент взаимоиндукции между оболочкой и жилами и коэффициент самоиндукции оболочки близки по величине. Как уже указывалось, защитное действие оболочки кабеля может быть улучшено снижением ее активного сопротивления или увеличением индуктивности (т. е. повышением магнитной проницаемости брони кабеля).

Практически используются оба способа снижения коэффициента защитного действия. Активное сопротивление понижается добавлением поверх свинцовой оболочки медных проволок или применением алюминиевой оболочки вместо свинцовой. Индуктивность повышается благодаря применению для брони специальной стали с повышенной магнитной проницаемостью (стали марки ХТБ с $\mu = 4\,500 \div 5\,500$). Эта мера и при свинцовой оболочке снижает коэффициент защитного действия до 0,12—0,15 при частоте 50 *гц* и до 0,02—0,03 при частоте 800 *гц*. Однако она значительно удорожает кабель. Применение алюминиевой оболочки вместо свинцовой позволяет и при броне из низкоуглеродистой стали существенно снизить коэффициент защитного действия при меньшей стоимости кабеля по сравнению с кабелем со специальной броней.

Надо отметить, что с увеличением емкости кабеля, т. е. числа жил в нем, увеличивается общее сечение оболочки и бронелент, т. е. уменьшается активное сопротивление, а значит и коэффициент экранирующего действия оболочки.

Для уменьшения проводимости изоляции, т. е. повышения уровня передачи полезного сигнала или уменьшения сечения жил при том же уровне передачи, применяют стирофлексно-кордельную изо-

ляцию жил кабеля вместо бумажно-кордельной изоляции (стирофлекс изготовляется из полистирола, получаемого в результате переработки нефти или каменного угля; жила обматывается сначала корделем — жгутом, скрученным из стирофлексной ленты, а поверх него — стирофлексной лентой).

Каблирование линий связи рассматривается в настоящее время как один из основных видов защиты линий связи от влияний электрических железных дорог переменного тока. При постоянном токе в контактной сети может применяться частичное каблирование. Следует учитывать, что этот способ защиты самый дорогостоящий,

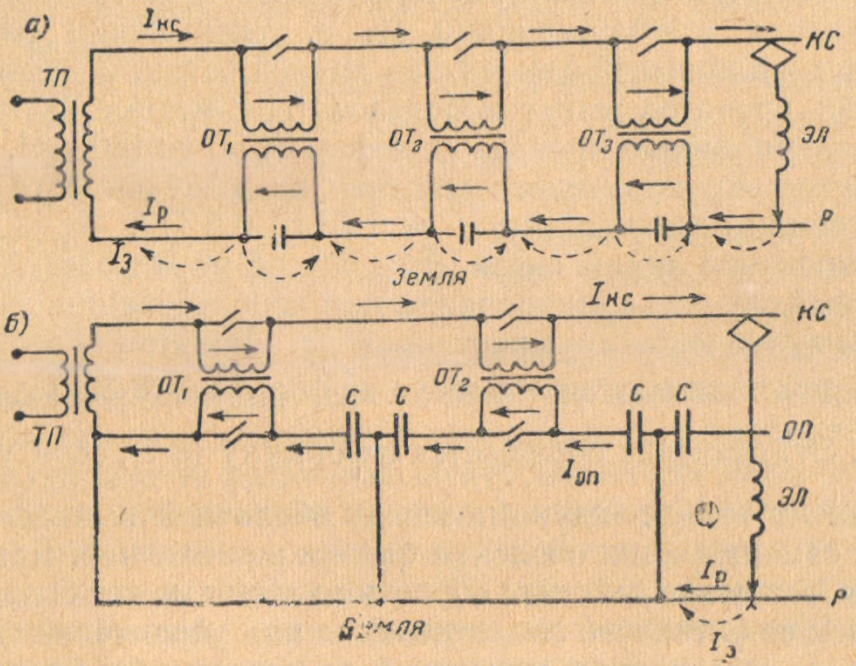



Рис. 8-14

но при каблировании значительно повышается надежность линии связи и облегчается ее эксплуатация. Поэтому вопрос о применении специального кабеля должен решаться технико-экономическим расчетом в сравнении с другими способами защиты.

**Отсасывающие трансформаторы.** Рельсовая цепь представляет собой экранирующий провод, коэффициент экранирования которого из формулы (8-39б)

$$\lambda = r''_э = 1 - \frac{z_{кр}}{z_р}.$$

Снижение его получается при уменьшении сопротивления рельсовой цепи $z_р$ и повышении сопротивления взаимоиндукции между проводами контактной сети и рельсами $z_{кр}$. Последнее достигается применением отсасывающих трансформаторов на дорогах переменного тока. Первичная обмотка отсасывающего трансформатора *ОТ* включается в рассечку контактной сети *КС*, а вторичная обмотка может быть включена в рассечку рельсовой цепи *Р* (рис. 8-14, *а*), и ее нагрузкой в этом случае является сопротивление растекания

распределенного заземления рельсовой цепи, составляющее единицы—доли ома. Таким образом, отсасывающий трансформатор сходен с трансформатором тока, работающим в режиме, близком к режиму к. з. Коэффициент трансформации его обычно равен или близок к единице. Во время работы трансформатор как бы отсасывает ток из земли, в связи с чем ток в рельсах возрастает, улучшая их экранирующее действие, и тем больше, чем меньше интервал между отсасывающими трансформаторами. Поскольку их включение в контактную сеть целесообразно в местах сопряжения анкерных участков, то они могут располагаться примерно через 1,5—3—4,5—6 *км* друг от друга. При интервале 3 *км* коэффициент экранирования рельсов может уменьшиться в несколько раз в зависимости от величины переходного сопротивления (например, в 2 раза).

Значительно лучший эффект получается при включении вторичных обмоток отсасывающих трансформаторов в дополнительный провод *ОП*, подвешиваемый на опорах контактной сети, соединенный с рельсами в промежутках между трансформаторами и называемый обратным (рис. 8-14, *б*). В этом случае тяговый ток возвращается к подстанции по обратному проводу, а по рельсам (и частично в земле) он проходит только на коротком участке между электровозом и соединением рельсов с обратным проводом. При интервале между трансформаторами 4,5 *км* коэффициент экранирования уменьшается примерно в 3—10 раз по сравнению с коэффициентом экранирования рельсов без отсасывающих трансформаторов (в зависимости, главным образом, от расположения обратного провода). По этой причине применение отсасывающих трансформаторов с обратным проводом более целесообразно. Следует отметить, что эффект от применения отсасывающих трансформаторов для защиты кабельных линий ослабляется тем, что при этом уменьшается индуктированная в оболочке кабеля э. д. с., а это ведет к некоторому ухудшению защитного действия оболочки (из-за уменьшения тока в ней), особенно по опасному влиянию.

Основными недостатками этого способа снижения влияний является значительная стоимость его и расход цветных металлов (обмотки трансформатора и обратный провод должны пропускать полный тяговый ток), а также возрастание сопротивления контактной сети, увеличение потерь напряжения и энергии. Поэтому применение отсасывающих трансформаторов целесообразно (при достаточном технико-экономическом обосновании) только в особых случаях, когда возникает необходимость в сохранении существующих дорогостоящих устройств связи, находящихся в зоне влияния электрифицируемой железной дороги: магистрального кабеля без специальной защитной оболочки; разветвленной кабельной и воздушной сетей крупных узлов, а также для ограничения влияния на различные сооружения — трубопроводы, контактную сеть городского транспорта, электрические сети низкого напряжения и т. п. Методика расчета мощности и коэффициента защитного действия отсасывающих трансформаторов приведена в литературе [14, 21].

Отсасывающие трансформаторы с обратным проводом применяются сейчас на ряде участков переменного тока, в частности, при расстоянии между ними 4,5 *км*. Изготовляются 3 типа отсасывающих трансформаторов для наружной установки типовой мощностью 320 и 800 *ква* [21]. Трансформатор типа ОМО-320/20 с медными обмотками и переключателями, позволяющими изменять коэффициент трансформации (в пределах 0,895—1,14 с интервалами через 3%) на эффективный ток $I_{эф} = 320$ *а*, максимальный ток $I_{макс} = 530$ *а*, максимальное рабочее напряжение на обмотке $U_{макс} = 550$ *в*, с номинальной мощностью $S_н = 105$ *ква*, габаритами (ширина × длина × высота в *м*) 1,02 × 1,23 × 2,565, стоимостью 1 000 руб.; трансформаторы ОМО-320/20А и ОМО-800/20А с алюминиевыми обмотками без переключателей со следующими показателями (соответственно): $I_{эф} = 230 \div 400$ *а*; $I_{макс} = 450 \div 750$ *а*; $U_{макс} = 630 \div 1\,050$ *в*; $S_н = 75 \div 225$ *ква*; габариты 1,02 × 1,62 × × 2,5 и 1,26 × 1,8 × 2,86; стоимость 910 и 1 385 руб. В качестве обратного провода может быть применен алюминиевый провод А-150 или А-185.

На линию связи оказывают влияние токи, имеющиеся в системе проводов: контактная сеть — обратный провод — рельсы (так как в рельсовой цепи под действием токов в контактной сети и обратном проводе протекает индуктированный ток). Поэтому защитное действие отсасывающих трансформаторов с обратным проводом зависит от сопротивлений взаимоиндукции между линией связи, с одной стороны, и контактной сетью, обратным проводом и рельсами, — с другой, а также от соотношения токов по модулю и фазе во влияющей системе проводов. Отсюда возникает возможность изменить и, следовательно, улучшить защитное действие путем изменения соотношения токов и взаимного расположения проводов. Это может быть достигнуто следующими способами: изменением коэффициента трансформации отсасывающих трансформаторов; шунтированием их первичной обмотки [16], а лучше вторичной обмотки [15] активным, индуктивным или емкостным сопротивлением; уменьшением расстояния между контактной сетью и обратным проводом, а также выбором оптимального расположения последнего и др. ЦНИИ МПС провел предварительное теоретическое исследование эффективности этих способов, выявив некоторые преимущества первого из них, окончательные же выводы могут быть сделаны после эксплуатационных испытаний.

При отсасывающих трансформаторах с обратным проводом значительно увеличивается сопротивление тяговой сети и, следовательно, потери напряжения и энергии. Мощность отсасывающих трансформаторов зависит от сопротивления нагрузки, которое в основном определяется сопротивлением обратного провода. Энергетические показатели могут быть улучшены применением ряда мер [21, 22]. Так, расщепление обратного провода, т. е. выполнение его двумя проводами АС-95 или тремя АС-70 (вместо одного А-185) с расстоянием между ними 1 *м*, снижает индуктивное со-

противление обратного провода вследствие эффекта расщепления фазы. Это позволяет уменьшить полное сопротивление тяговой сети (на 20—30%) и мощность отсасывающих трансформаторов (в 1,5—2 раза). Уменьшение расстояния между обратным проводом и контактной сетью (переносом первого с полевой стороны опор на внутреннюю или в междупутье при наличии жестких поперечин) увеличивает взаимоиндуктивную связь между ними и ведет к снижению сопротивления тяговой сети и установленной мощности отсасывающих трансформаторов (на величину порядка 10%). Правда, этот способ сопряжен с определенными осложнениями в эксплуатации. Применение продольной емкостной компенсации в обратном проводе [22], показанной на рис. 8-14, *б* (конденсаторы *С*), с сопротивлением порядка $x_c = 0{,}45$ *ом/км* уменьшает сопротивление тяговой сети (примерно в 2 раза) и мощность отсасывающих трансформаторов (примерно в 2,5 раза).

Все изложенные меры, улучшающие защитное действие, а также энергетические и экономические показатели отсасывающих трансформаторов с обратным проводом, могут обеспечить этому способу более широкое применение в указанных выше случаях.

Отсасывающие трансформаторы применяются на дорогах переменного тока и уменьшают только магнитные влияния. Если с их помощью добиться такого снижения магнитного влияния на воздушную линию связи, что последняя может быть расположена на расстоянии от контактной сети менее 100 *м*, то возникнет необходимость в защите линий связи от электрического влияния. Эта защита достигается подвешенным на опорах контактной сети проводом обратного напряжения (стальной провод диаметром порядка 5 *мм*), в который от специального трансформатора на подстанции подается напряжение, сдвинутое на угол, близкий к 180°, по отношению к напряжению в контактной сети, в результате чего электрические влияния от контактной сети и проводов обратного напряжения на линию связи взаимно компенсируются. Однако снижение до такой степени опасных и мешающих магнитных влияний на воздушную линию связи отсасывающими трансформаторами затруднительно и требует слишком больших затрат (увеличения числа трансформаторов). Кабельные же линии не подвержены электрическому влиянию. Поэтому вопрос о применении провода обратного напряжения сейчас не рассматривается.

**Демпфирующий контур.** Поскольку контактная сеть обладает распределенной емкостью, то она с учетом индуктивности сети и тяговых трансформаторов может быть представлена как колебательный контур. Амплитуды гармоник, возникающих в момент завершения коммутации выпрямительного агрегата на электровозе однофазно-постоянного тока, могут иметь значительную величину вследствие резонансных явлений в контактной сети. Резонирующие гармоники находятся в диапазоне тональных частот и близки к частотам, оказывающим наибольшее мешающее влияние на линии связи (см. рис. 8-10).

Обстоятельное исследование этих явлений проведено в ЦНИИ МПС [12, 13]. В результате этого исследования предложено применение на тяговых подстанциях демпфирующего контура для снижения амплитуд резонирующих и близких к ним гармоник. Такой контур, включаемый параллельно тяговой сети и состоящий из последовательно соединенных емкости $C_д$ и сопротивления $R_д$ (рис. 8-15, где *ТП* — тяговая подстанция; *ЭЛ* — электровоз), поглощает энергию генератора гармоник (электровозного выпрямителя) и рассеивает ее в демпфирующем сопротивлении. При подборе соответствующих величин емкости и сопротивления демпфирующий контур обеспечивает гашение резонансных колебаний в достаточно широком диапазоне частот и относительно небольшое увеличение (происходящее при наличии демпфирующего контура) гармоник низких частот, оказывающих влияние на работу первичной системы энергоснабжения. Оптимальные параметры демпфирующего контура [12] подстанции показаны в таблице.

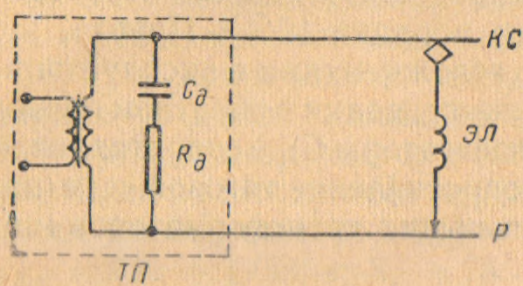



Рис. 8-15

| Параметры | Число путей | Длина фидерной зоны в *км* | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 25 | 50 | 75 |
| $C_д$ в *мкф* | 2 | 2,00 | 2,25 | 2,75 |
| | 1 | 1,50 | 1,75 | 2,25 |
| $R_д$ в *ом* | 2 и 1 | 15—20 | 25—30 | 40—50 |

Как показали исследования, применение демпфирующего контура снижает мешающее влияние на линии связи тональной частоты в среднем в 3—4 раза, а максимальные пиковые значения напряжения шума — в 4—4,5 раза. Поэтому применение демпфирования позволяет либо снизить (примерно в 4 раза) требования к защитному действию оболочки кабеля, либо прокладывать кабель вблизи от тяговой сети (в 2,5 —10 *м*, если без демпфирования требуется ширина сближения 65—100 *м*), а при некоторых условиях сохранить существующий кабель связи с обычной оболочкой и броней, проложенный в непосредственной близости от железной дороги. Если без демпфирования по условиям защиты от мешающих влияний воздушная линия должна быть отнесена на 1—2,5 *км* от железной дороги, то при демпфировании относ можно уменьшить на 0,5—1 *км*. Наконец, применение демпфирования несколько повышает коэффициент мощности подстанции и дает возможность уменьшить емкость батареи поперечной емкостной компенсации. Стоимость демпфирующего контура, отнесенная к длине электрифицируемой линии, составляет около 100 *руб/км*, а рассеиваемая им энергия составляет не более 0,04—0,06% расхода энергии тяговой подстанции магистрального

участка. Все эти качества демпфирования создают возможность для его применения на тяговых подстанциях переменного тока при соответствующем технико-экономическом обосновании, в частности, совместно с применением отсасывающих трансформаторов при недостаточном защитном действии их от мешающих влияний.

**Сглаживающие фильтрустройства на тяговых подстанциях постоянного тока.** Для снижения пульсаций в кривой выпрямленного напряжения, возникающих при шестипульсовом выпрямлении и кратных 300 *гц*, на каждой тяговой подстанции постоянного тока устанавливаются сглаживающие фильтры, состоящие из последовательной части — реактора и параллельной части — четырех индуктивно-емкостных контуров, настроенных в резонанс напряжений для гармоник с частотой 300, 600, 900 и 1 200 *гц*, оказывающих наибольшее влияние на линии связи тональной частоты, а также чисто емкостного контура для снижения гармоник с частотой 1 500 *гц* и выше и негармонических пульсаций, возникающих при завершении коммутации ртутновыпрямительного агрегата.

На большинстве построенных в последнее время тяговых подстанций применены реакторы с индуктивностью $L_р = 5 \div 6{,}5$ *мгн*, при этом суммарная емкость индуктивно-емкостных контуров составляет $C_0 = 145 \div 170$ *мкф*, а в емкостном контуре $C = 80 \div 100$ *мкф*.

Исследованиями [17] установлено, что описанные выше одно-звенные фильтры действуют достаточно эффективно при условии синусоидального и симметричного питающего напряжения. Если же тяговая нагрузка составляет значительную долю от мощности питающей энергосистемы и кривая питающего напряжения несинусоидальна даже в пределах нормы, то имеющиеся в ней гармоники (5, 7, 11, 13 и др.) значительной величины вызывают увеличение кратных 300 *гц* гармоник в выпрямленном напряжении и повышают телефонный формфактор до 0,46% при норме 0,15% по действовавшим ранее правилам [3]. Асимметрия фазовых напряжений первичной сети ведет к появлению в выпрямленном напряжении гармоник с частотой 100, 200, 400 *гц* и повышению формфактора. Возрастанию формфактора способствует регулирование выпрямленного напряжения, в том числе самопроизвольное запаздывание зажигания анодов, а также значительное активное сопротивление резонансных контуров.

Для снижения влияний при несинусоидальных и несимметричных напряжениях питающей сети, особенно при необходимости сохранить воздушную линию связи на существующей трассе, предложен двухзвенный фильтр. Каждое звено имеет свой реактор, индуктивности которых определяются расчетом (возможные их варианты указаны в конце § 4). Первое звено (ближнее к ртутным выпрямителям) может иметь 2 резонансных контура на 300 и 600 *гц*, но лучшие результаты получаются при четырех контурах в первом звене (300, 600, 900, 1 200 *гц*). Во втором звене устанавливаются 5 контуров — на 300, 400, 600, 900, 1 200 *гц* и шестой чисто емкостный контур. Контур на 400 *гц* (с примерной емкостью 50 *мкф* и индуктивностью 3,17 *мгн*) предназначен для сглаживания гармоники, образую-

щейся при несимметричном питающем напряжении, и при включении его во второе звено в сглаживании участвуют реакторы обоих звеньев. Телефонный формфактор после двухзвенного фильтра составляет сотые доли процента, а влияющее напряжение при разных вариантах реакторов — от 0,25 до 0,8 *в* при синусоидальном и симметричном питающем напряжении и от 1 до 3,2 *в* при несинусоидальном и несимметричном напряжении. На строящихся в настоящее время тяговых подстанциях двухзвенные фильтры находят широкое применение.

Помехи в высокочастотных каналах связи частично уменьшаются сглаживанием высокочастотных пульсаций реактором и емкостным контуром. Но при включении реактора в минусовую шину его сглаживающее действие мало, так как по высокой частоте он шунтируется цепью рельсы—земля— емкость относительно земли обмоток трансформатора и жил кабеля, соединяющего тяговые агрегаты с минусовой шиной. Поэтому возникает необходимость включать реактор в плюсовую шину.

Однако, как показали экспериментальные исследования, достаточное снижение помех в высокочастотных каналах связи в диапазоне от 5 до 50 *кгц* получается при включении между положительными полюсами ртутных выпрямителей и внешним (но не внутренним) контуром заземления подстанции конденсаторов емкостью $C_{вч} = 10$ *мкф* (типа ФМТ-4-5×2) при длине соединительных проводов по возможности не более 5—6 *м*. Подавление радиопомех в диапазоне частот от 0,15 до 1,5 *мгц* достигается включением конденсаторов емкостью 1 *мкф* (типа КБГП-2-15-1) на питающих фидерах и шине отсоса.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Временные правила защиты устройств проводной связи и радиовещания от влияния контактной сети электрических железных дорог переменного тока. Трансжелдориздат, 1961.

2. Временные правила защиты устройств проводной связи от влияния контактной сети электрических железных дорог постоянного тока. МПС СССР, 1961.

3. Правила защиты устройств проводной связи от мешающего действия контактной сети электрических железных дорог постоянного тока. Трансжелдориздат, 1948.

4. Правила ограждения сооружений связи и сигнализации от вредного действия установок сильного тока. Госэнергоиздат, 1944.

5. Нормы и технические условия проектирования железных дорог колеи 1 524 *мм* общей сети Союза ССР (СН 129-60). Трансжелдориздат, 1960.

6. Михайлов М. И. Расчет влияния контактных сетей на цепи связи. Технический справочник железнодорожника, т. 10. Трансжелдориздат, 1956.

7. Михайлов М. И. Влияние внешних электромагнитных полей на цепи проводной связи и защитные мероприятия. Связьиздат, 1959.

8. Снарский А. А. Методика расчета опасных и мешающих влияний контактной сети однофазного переменного тока на цепи проводной связи. Сборник «Автоматика, телемеханика и связь на железных дорогах с электротягой переменного тока». Трансжелдориздат, 1961.

9. Снарский А. А. Влияние контактной сети электрических железных дорог однофазного переменного тока на кабельные линии связи. Сборник статей по железнодорожной автоматике, телемеханике и связи. Трансжелдориздат, 1957.

10. Снарский А. А. Защита устройств связи от влияния контактной сети электрических железных дорог однофазного переменного тока. Сборник статей по новой технике СЦБ и связи. Трансжелдориздат, 1955.

11. Снарский А. А. Статьи в журнале «Автоматика, телемеханика и связь», № 3 (Влияние контактной сети на линии связи и СЦБ), № 4 (Способы снижения влияний контактной сети на линии связи), № 7 (Магистральные железнодорожные кабели), 1959.

12. Карякин Р. Н. Резонанс в тяговых сетях и его демпфирование. Издательство «Высшая школа», 1961.

13. Карякин Р. Н. Эквивалентный спектр тока тяговой сети. Резонансные колебания и их демпфирование в тяговых сетях, питающих выпрямительные электровозы. Труды ЦНИИ МПС, вып. 201. Трансжелдориздат, 1961.

14. Павлов И. В. Теоретическое исследование защитного действия отсасывающих трансформаторов от опасного магнитного влияния при вынужденном режиме. Труды ЦНИИ МПС, вып. 265. Трансжелдориздат, 1963.

15. Павлов И. В. Способы повышения защитного действия отсасывающих трансформаторов. «Электросвязь», № 4, 1959.

16. Марквардт К. Г., Парфенов К. А., Минин Г. А. Методология проектирования системы энергоснабжения электрической железной дороги однофазного тока промышленной частоты. Часть II, раздел А. Разработка методики выбора параметров отсасывающих трансформаторов с учетом высших гармонических токов. Отчет 1/13, МЭМИИТ, 1953.

17. Трейвас М. Д. Новые сглаживающие устройства тяговых подстанций. Труды ЦНИИ МПС, вып. 190. Трансжелдориздат, 1960.

18. Расчет мешающего влияния контактной сети постоянного тока на линии связи МПС при двухзвенном фильтрустройстве. Методические указания по проектированию электрификации и энергетического хозяйства железных дорог, № 2. Трансэлектропроект, 1962.

19. Фельдман А. Б. Защита линий связи от мешающего влияния электрических железных дорог постоянного тока. «Автоматика, телемеханика и связь», № 1, 1958.

20. Технические указания по проектированию защиты от влияния тяговых токов на участках, электрифицируемых на переменном токе (для электрических сетей напряжением до 1 000 *в*, автор М. П. Ратнер). Методические указания по проектированию электрификации и энергетического хозяйства железных дорог, № 3. Трансэлектропроект, 1962.

21. Павлов И. В. Зависимость мощности отсасывающих трансформаторов от различных факторов. Потери напряжения и энергии в тяговой сети с отсасывающими трансформаторами. Труды ЦНИИ МПС, вып. 256. Трансжелдориздат, 1963.

22. Бородулин Б. М., Павлов И. В. Продольная емкостная компенсация в тяговой сети с отсасывающими трансформаторами. Труды ЦНИИ МПС, вып. 256. Трансжелдориздат, 1963.

23. Павлов И. В. К определению опасного влияния тяговой сети переменного тока. Вестник ВНИИЖТ, № 8, 1962.

ЧАСТЬ II

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРУЕМЫХ ЛИНИЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

## Глава 9

## НАЗНАЧЕНИЕ И ПОРЯДОК ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

### § 9-1. МЕСТО И РОЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ

Введение электрической тяги на участке железной дороги требует проведения ряда строительно-монтажных работ, определение объема которых и выявление методов их осуществления являются объектом проектирования. Проектирование электрификации железных дорог осуществляется проектными организациями Государственного производственного комитета по транспортному строительству на основании технических заданий, выдаваемых отдельно для каждого участка Министерством путей сообщения.

В этом задании содержатся основные требования к проекту. Указывается система тока и напряжение в контактной сети, а также рекомендуемые к сравнению места расположения стыковых станций при двух системах тока. В дополнение к этому заданию должны быть названы расчетные сроки, для которых следует определять размеры и организацию движения, а также (обычно в виде дополнительных материалов от совнархозов и Госплана) подробные данные по нетяговым потребителям, подключаемым к тяговым подстанциям и линиям продольной электрификации как относящимся к железнодорожному хозяйству, так и сельскохозяйственным, районным и другим с указанием установленной мощности, коэффициента мощности, коэффициента спроса и других исходных данных.

Проектирование проводится в две стадии. Сначала разрабатывается проектное задание, которое подробно рассматривается Министерством путей сообщения (заказчиком проекта) и утверждается. На этой стадии проектирования определяются основные технические решения —места расположения, схемы и конструкции новых, а также объемы переделки существующих сооружений, определяется стоимость намечаемых работ. После утверждения проектного задания проектная организация разрабатывает вторую стадию проекта — рабочие чертежи, т. е. документы, по которым производится строительство и монтаж всех сооружений, деталей, узлов, всего оборудования и других элементов сооружаемого объекта.

При разработке проекта электрификации железной дороги на стадии проектного задания:

1) устанавливаются грузопотоки и размеры движения на расчетные сроки эксплуатации при использовании электрической тяги;

2) выбираются типы локомотивов и веса поездов;

3) выбирается вариант схемы тягового энергоснабжения и определяются параметры устройств энергоснабжения (тяговых подстанций, контактной сети и вспомогательных устройств);

4) определяются принципиальные схемы и конструкции тяговых подстанций и вспомогательных устройств;

5) выбираются основные строительные и конструктивные параметры контактной сети;

6) разрабатывается схема тягового обслуживания, а также местоположение и параметры устройств локомотивного хозяйства;

7) определяются объемы сопутствующих работ — переустройств связи, СЦБ, пути, искусственных сооружений, пассажирских устройств и т. п.;

8) составляется сметно-финансовый расчет.

Основной объем работ по электрификации как по затратам оборудования и материалов, так и по трудоемкости и стоимости (до 70%) составляют работы по сооружению устройств энергоснабжения. Поэтому выбор варианта схемы тягового энергоснабжения, определение параметров устройств энергоснабжения, т. е. проектные работы, называемые «электрическими расчетами тягового энергоснабжения», являются основой проектирования при электрификации железных дорог. Следует также отметить, что на основании данных электрических расчетов тягового энергоснабжения производится проектирование новых и переустраиваемых сооружений системы внешнего энергоснабжения, определяются объемы переустройств сооружений связи и СЦБ, определяются схемы и принципиальные решения по питанию нетяговых железнодорожных и нежелезнодорожных (сельскохозяйственных, промышленных и др.) потребителей электроэнергии в районе железной дороги.

Электрические расчеты являются основной базой, на основании которой происходит проектирование электрификации тяги на железных дорогах.

В процессе проектирования эти расчеты производятся на самом первом этапе — непосредственно после сбора исходных данных для проектирования, разработки экономических данных и выполнения тяговых расчетов.

## § 9-2. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Расчет системы энергоснабжения производится в следующем порядке.

1. По данным тяговых расчетов, величине грузооборота и размерам пассажирского движения определяется годовое энергопотреб-

ление в тысячах киловатт-часов на 1 *км* линии (электроемкость), а также среднегодовая нагрузка в киловаттах на перспективу (при расчете системы переменного тока определяются нагрузки как в киловаттах, так и в киловольт-амперах). По полученным результатам намечаются варианты расположения тяговых подстанций.

2. Определяется мощность тяговых подстанций (количество агрегатов на каждой из них) для размеров перевозок, соответствующих десятому году эксплуатации электрической тяги, который по действующим нормам является перспективным сроком. Это определение производится для каждого из выбранных к сравнению вариантов расположения тяговых подстанций.

3. В соответствии с рекомендациями проектных институтов (Энергосетьпроект) и Государственного производственного комитета по электрификации и энергетике по согласованию с МПС для каждого варианта расположения тяговых подстанций выбирается схема внешнего электроснабжения.

4. Определяется предварительное сечение проводов контактной сети на каждой зоне питания для размеров движения, соответствующих десятому году эксплуатации электрической тяги.

5. Производится проверка выбранных сечений проводов на нагревание их рабочими токами, на соответствие требованиям защиты от токов короткого замыкания; проверяется величина среднего падения напряжения в системе энергоснабжения (на любом блок-участке) и уровень напряжения на лимитирующем пропускную способность перегоне; окончательно устанавливаются сечения проводов контактной сети и мероприятия по защите их от токов короткого замыкания для каждой зоны питания.

6. По укрупненным показателям определяются капиталовложения по каждому варианту расположения тяговых подстанций, годовые эксплуатационные расходы и подсчитываются потери электроэнергии в системе тягового энергоснабжения. Предварительно определяется необходимость компенсации реактивной мощности и величина несимметрии напряжения на шинах тягового напряжения подстанций. На основании полученных данных производится технико-экономическое сравнение вариантов расположения тяговых подстанций и выбор наиболее целесообразного из них.

7. Для выбранного варианта расположения тяговых подстанций по размерам перевозок, соответствующим пятому году эксплуатации электрической тяги, определяется мощность каждой подстанции (количество агрегатов на каждой из них) и экономическое сечение проводов контактной сети.

8. Производится проверка выбранных сечений проводов на нагревание их рабочими токами и по величине среднего падения напряжения в системе энергоснабжения (на любом блок-участке), а также проверяется уровень напряжения на лимитирующем пропускную способность перегоне. Вносятся поправки к временам хода поездов, определенным в тяговых расчетах, и проверяется пропускная способность перегонов.

9. Производится подробный расчет защиты контактной сети от токов короткого замыкания с определением токов уставки фидерных выключателей подстанций и выбором дополнительных средств защиты. На основании этих расчетов выбираются места постройки постов секционирования и составляется перечень других защитных мероприятий.

10. По участкам переменного тока производится подробный расчет и выбор средств, обеспечивающих компенсацию реактивной мощности и уменьшение несимметрии напряжения.

11. Определяется необходимость проведения защитных мероприятий по предохранению металлических подземных сооружений от коррозии блуждающими токами и от искрообразования. Характер защит или других защитных мероприятий определяется обычно только после пуска электрифицируемого участка и проведения электрометрических исследований.

Для системы переменного тока одновременно производится расчет токов в контактной сети, определяющих опасные и мешающие влияния на линии связи и низковольтные сети.

12. Определяются энергетические показатели системы электроснабжения железной дороги: годовой расход энергии поездами и потери ее в контактной сети и рельсах, в оборудовании тяговых подстанций; коэффициенты, характеризующие использование оборудования тяговых подстанций.

13. Во всех случаях определяется экономическая целесообразность применения рекуперации энергии и в случае необходимости определяется количество избыточной энергии рекуперации, типы и мощность приемников избыточной энергии. В случае применения рекуперативного торможения расчеты по позициям 7—12 настоящей схемы выполняются в двух вариантах — с учетом и без учета рекуперации.

Для расчета системы энергоснабжения на действующих участках можно рекомендовать эту же схему, начиная расчеты с седьмой позиции. Однако в этом случае следует предварительно тщательно изучить фактические нагрузки и условия работы действующих устройств.

## § 9-3. ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИНИИ И МАТЕРИАЛЫ ИЗЫСКАНИЙ

План, профиль, размещение раздельных пунктов, грузопотоки и другие характерные особенности электрифицируемой линии в значительной мере определяют условия работы устройств энергоснабжения, и потому выявление технической характеристики этой линии является основным этапом подготовки проектных работ.

Профиль участка, расположение руководящих и близких к ним затяжных подъемов и вредных уклонов оказывают серьезное влияние на размещение тяговых подстанций. Выбор местоположения тяговой подстанции можно считать правильным, если тяговая подстанция располагается в середине участка с наибольшим удельным

энергопотреблением, т. е. в середине руководящего или близкого к нему подъема. Однако, как правило, такие места удалены от раздельных пунктов с путевым развитием, их освоение требует больших затрат, которые могут быть исключены при расположении площадки для подстанции в непосредственной близости от станции. Поэтому на практике часто оказывается целесообразным располагать тяговые подстанции на станциях, расположенных возможно ближе к вершине руководящего уклона. В этом случае электровоз с поездом, поднимаясь по руководящему уклону с установившейся скоростью, будет получать электроэнергию со все бо́льшим и бо́льшим напряжением, т. е. практически по мере приближения к перевалу, а следовательно, и к подстанции его сила тяги будет увеличиваться. Такое размещение подстанции позволит во многих случаях повысить весовую норму поездов за счет увеличения скорости на руководящем подъеме и более рационального использования живого веса поезда.

Не меньшее влияние на работу участка при электрической тяге имеет и план линии. Не говоря о том, что большое количество кривых уменьшает скорость движения поездов, кривые удорожают контактную сеть, так как увеличение габаритов приближения опор к оси пути в кривых вызывает потребность в более мощных опорах, чем на прямых участках пути, усложняет конструкции консолей, фиксаторов, кронштейнов и других узлов и деталей подвески. С другой стороны, наличие в плане электрифицируемой линии петель и сближений позволяет создавать перемычки, которые уменьшают сопротивление контактной сети, а следовательно, и потери энергии в ней.

Важным технико-экономическим фактором, влияющим на построение схемы тягового электроснабжения и его эксплуатационные параметры, является размещение раздельных пунктов вдоль электрифицируемой линии. Поскольку в большинстве случаев тяговые подстанции размещаются на раздельных пунктах, их частое расположение вдоль линии позволяет принять к сравнению большее количество вариантов размещения тяговых подстанций и тем самым выбрать более экономичный вариант.

Редкое размещение раздельных пунктов заставляет в некоторых случаях ограничить число вариантов сравнения и принять размещение тяговых подстанций, соответствующее существующему расположению раздельных пунктов, что в большинстве случаев не дает минимума капитальных затрат и эксплуатационных расходов. Кроме того, расположение тяговых подстанций на раздельных пунктах, не совпадающих с центрами наибольшего энергопотребления, увеличивает потери энергии в тяговой сети, ограничивает скорости движения поездов и, в некоторых случаях, их весовые нормы.

Следует, однако, отметить, что влияние размещения раздельных пунктов на схему и параметры тягового энергоснабжения сказывается значительно сильнее и заметнее при системе электрической тяги на постоянном токе и оказывает сравнительно очень малое влияние на параметры схемы энергоснабжения при системе однофазного

тока промышленной частоты. Вместе с тем создание конструкций тяговых подстанций, которые могут сооружаться и эксплуатироваться без подъездного пути, позволит уменьшить эту зависимость, располагая тяговые подстанции на перегонах в центре нагрузок независимо от расположения раздельных пунктов.

В объем материалов изысканий, которые желательно иметь перед началом проектирования, в первую очередь должна входить существующая схема энергоснабжения прилегающего района и проектные соображения по развитию этой схемы в ближайшие годы как безотносительно к электрификации железной дороги, так и с учетом нагрузок электрической тяги.

При продлении уже электрифицированного участка необходимо иметь также соображения по реконструкции устройств электроснабжения на нем и их подробную характеристику.

Основываясь на этих данных, а также на предварительных расчетах по выбору местоположения тяговых подстанций, производят выбор площадок в натуре для тяговых подстанций, постов секционирования, дежурных пунктов контактной сети, жилых домов, участков энергоснабжения и других устройств электрической тяги.

Выбор площадок является наиболее ответственной подготовительной работой, так как характер площадки в значительной мере определяет объем работ и стоимость сооружения, на ней расположенного.

Площадки для тяговых подстанций следует выбирать вблизи одной из горловин намеченной станции, причем такой горловины, которая позволит несколько сократить расстояние до более отдаленной из соседних подстанций и, наоборот, увеличить расстояние до более близкой из них. Основное внимание следует уделять рельефу площадки, возможности легкого осуществления примыкания подъездных путей, простого подхода линий электропередачи и других коммуникаций.

С точки зрения рельефа наиболее подходящей представляется ровная плоская площадка, свободная от посадок и застроек. Необходимость выравнивания площадки или подсыпки, или срезки грунта, а также вырубки посадок или сноса строений чрезвычайно удорожает тяговую подстанцию, как и всякое другое сооружение. Следует, однако, отметить, что в трудных условиях рельефа возможен выбор косогорной площадки с устройством на ней двух-трех террас-ступенек с разницей уровней между каждой из них 0,75—1,25 *м*. При этом следует учитывать, что подъездной путь пойдет по одной из террас вдоль здания тяговой подстанции.

Существенное значение имеет длина подъездного пути, вследствие чего тяговую подстанцию следует располагать возможно ближе к месту его примыкания. Подъездные пути следует намечать исходя из допустимого максимального уклона не более $20^0/_{00}$ и минимальных радиусов порядка 200 *м*.

Для возможности подвода линии электропередачи площадка должна иметь свободные проходы со стороны, обратной стороне

главных путей. Ширина этих подходов должна составлять для каждой линии напряжением 35 *кв* (одинарной или двойной — безразлично) 25 *м* и для линий передачи 110 *кв* — 50—60 *м* в зависимости от высоты опор.

Поскольку нередко на одной площадке с тяговой подстанцией располагаются дежурные пункты контактной сети и жилые дома, при таком совмещении необходимо учитывать требования и к площадкам для этих сооружений.

Площадки для постов секционирования, если они располагаются в пределах станций, не требуют каких-либо специальных условий для своего выбора. В случае если пост секционирования располагается где-либо на перегоне и в соответствии со схемой секционирования около него располагается нейтральная вставка, следует изыскивать под него площадку вблизи наиболее легкой части профиля железнодорожной линии как в грузовом, так и в негрузовом направлении. Для выполнения этого требования допустимо смещение площадки поста секционирования на 1—1,5 *км* по отношению к расчетному его местоположению.

Площадки под дежурные пункты контактной сети должны быть расположены таким образом, чтобы в первую очередь обеспечить простой и быстрый выезд аварийной дрезины с подъездных путей гаража дежурного пункта на все главные пути станции в обе стороны движения. Это же требование становится одним из основных при выборе площадки под тяговую подстанцию, совмещенную с дежурным пунктом контактной сети. Одновременно площадка дежурного пункта должна быть расположена таким образом, чтобы легко обеспечить выезд аварийной или хозяйственной автомашины на магистральные автодороги, проложенные по обслуживаемому участку.

Следует иметь в виду, что совмещение дежурных пунктов контактной сети с тяговой подстанцией в одном здании позволяет, кроме снижения строительной стоимости сооружений за счет совмещения площадок и зданий, а также подъездных путей, еще и улучшить эксплуатационную работу за счет организационного совмещения тяговой подстанции и дистанции контактной сети в единую административную единицу — дистанцию энергоснабжения.

Площадку под жилые дома персонала устройств электроснабжения, с одной стороны, желательно выбирать совместно с площадкой тяговой подстанции, дистанции контактной сети или участка электроснабжения, а с другой стороны, необходимо учесть тяготение этого комплекса зданий к бытовым, торговым и культурным центрам жилого поселка, существующего уже на данной станции. Следует рассмотреть коммуникации от выбираемой площадки до магазинов, школы, кинотеатра, библиотеки, поликлиники и других пунктов с точки зрения безопасности этих коммуникаций, их рациональности и т. п. Только после рассмотрения этих вопросов следует решать, совмещать ли жилой поселок с устройствами электроснабжения на одной площадке или не совмещать. Однако решающим соображением должна явиться система обслуживания тяговой подстанции.

Если предусмотрено при телеуправлении «дежурство на дому», один дом минимального объема (4 квартиры) обязательно должен быть сооружен на одной площадке с тяговой подстанцией.

Площадки под участки энергоснабжения, как правило, приходится выбирать на крупных участковых и узловых станциях и в большинстве случаев использовать для этих сооружений существующие здания депо или другие строения. То же самое следует сказать и о других вспомогательных сооружениях электроснабжения — ремонтных цехах, масляном хозяйстве, гаражах и т. п. Как правило, желательно совмещение местоположения энергоучастка с расположением отделения дороги.

В этих случаях при выборе площадок чаще всего решающим является вопрос о коммуникациях как железнодорожных, так и автомобильных, особенно если на одной площадке производится совмещение нескольких сооружений.

После натурного выбора площадок и топографической съемки их следует производить инженерные изыскания, из которых важнейшими являются изыскания на воду и геологическое обследование площадок и трассы железной дороги.

Для тяговых подстанций переменного тока и постоянного тока с воздухоохлаждаемыми выпрямителями также для дежурных пунктов контактной сети технологическое водоснабжение не требуется и достаточно обеспечить бытовое водоснабжение (умывальники и душ) и канализацию. Во многих случаях для этих объектов достаточно сооружение обычного колодца с небольшим насосом и напорным бачком в 2—3 $м^3$, расположенным на специальной конструкции над этим колодцем на территории подстанции или дежурного пункта.

Для тяговых подстанций постоянного тока с водоохлаждаемыми ртутными выпрямителями необходимо обеспечить технологическое водоснабжение, причем расход воды для предварительных расчетов следует принимать из расчета, что количество охлаждающей воды (в *л/ч*) должно быть численно равно номинальному току данного ртутновыпрямительного агрегата. При наличии паровозного или иного водоснабжения на станции, где расположена тяговая подстанция, следует воспользоваться существующей сетью для подключения к ней водопровода тяговой подстанции. В этом случае коммуникации от места подключения до тяговой подстанции должны быть учтены в стоимости тяговых подстанций при сравнении вариантов их расположения. При отсутствии местных сетей водопровода приходится идти на сооружение на территории тяговой подстанции или в непосредственной близости от нее специальной скважины и насосной станции при ней. Стоимость этих сооружений также следует включать в стоимость тяговой подстанции при сравнении вариантов.

Необходимо отметить, что в перспективе намечается тенденция отказа от насосных охлаждающих установок для выпрямителей и будут применяться теплонасосные установки, более экономичные и поддерживающие стабильную температуру.

В объем изысканий и обследований обязательно должна быть включена проверка в натуре мест расположения нейтральных вставок контактной сети и определение мест установки сигналов «Опусти пантограф».

Если к проектируемой линии примыкают ранее электрифицированные, то необходимо выявить характеристику устройств тягового электроснабжения на этих участках. Материалы обследования должны в этом случае содержать исполнительные однолинейные схемы тяговых подстанций и рабочие исполнительные конструктивные чертежи, а также исполнительные развернутые схемы всех присоединений подстанций. Контактную сеть должна характеризовать схема питания и секционирования, таблицы выбора и мощность существующих опорных конструкций (особенно на граничной станции), условия питания нетяговых потребителей от контактной сети, третьей фазы или специальной линии (на опорах контактной сети или отдельно стоящих опорах).

Должна быть получена схема административного деления действующего участка и перечень наличных ремонтных и испытательных средств, а также подробный перечень всех особенностей конструкций и схем контактной сети и тяговых подстанций. Необходимо получить также в процессе обследования данные о возможности расширения площадок существующих устройств энергоснабжения и увеличения мощности действующих тяговых подстанций.

## § 9-4. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДВИЖНОГО СОСТАВА И ТЯГОВЫЕ РАСЧЕТЫ

Первоначальная проектная работа по электрификации участка железной дороги начинается с выбора типа подвижного состава — электровозов и моторных вагонов. В этом случае, конечно, подразумевается, что система тока и напряжения выбрана или определена заданием на проектирование. Предварительный выбор типа локомотива производится исходя из заданного унифицированного веса прицепной части поезда либо, если такой унификации нет, исходя из потребного веса, определяющего возможность освоения заданного грузопотока на профиле рассматриваемого участка.

При этом, зная величину руководящего подъема и процентный состав вагонопотока по числу четырехосных и двухосных вагонов, а также заданный вес прицепной части поезда, необходимый сцепной вес локомотива $P$ определяют из выражения

$$P = \frac{w_{02}\, b_2 + w_{04}\, b_4 + i_p}{1\,000\,\psi - (w'_0 + i_p)}, \qquad (9\text{-}1)$$

где $b_2$; $b_4$ — доля соответственно двухосных и четырехосных вагонов в вагонопотоке;

$w'_0$ — сопротивление движению электровоза в *кг/т*;

$w_{02}$; $w_{04}$ — сопротивление движению соответственно двухосных и четырехосных грузовых вагонов в *кг/т*;

$i_р$ — руководящий подъем или эквивалентное сопротивление движению от него в *кг/т*;

$\psi$ — коэффициент сцепления.

Практически для определения веса поезда строят по этому выражению кривые зависимости веса от руководящего подъема для различных электровозов и соотношений типов вагонов.

По этому весу производится предварительный выбор электровоза на основании характеристик магистральных электровозов и моторвагонных секций, работающих на дорогах СССР.

После выполнения тяговых расчетов для выбранного веса поезда нужно проверить на нагревание двигатели электровоза, использованного для тяговых расчетов, и только после этого производить окончательный выбор типа локомотива.

Следует, конечно, производить выбор типа электровоза среди тех типов, которые производятся промышленностью или будут ею производиться в ближайшее время, и не выбирать снятого с производства типа, если только нет специального указания заказчика о том, что локомотивы этого типа будут передислоцированы с одного из действующих участков.

Выбор типа моторвагонных секций обычно производить не приходится, так как этот тип задается в техническом задании на проектирование.

В настоящее время применяются электровозы постоянного тока ВЛ6, ВЛ8 и поставляемые по импорту из Чехословакии пассажирские ЧС1, ЧС2 и ЧС3, электровозы переменного тока ВЛ80, ВЛ60, Ф и К (последние поставлялись по импорту из Франции и ФРГ) и моторвагонные поезда постоянного тока ЭР1 и переменного тока ЭР7 и ЭР9. Характеристики подвижного состава принимаются по приложениям к Правилам тяговых расчетов (ПТР).

Тяговые расчеты являются основным исходным материалом для определения параметров системы тягового электроснабжения и потому их следует выполнять особенно тщательно. Основные условия выполнения тяговых расчетов изложены в Правилах тяговых расчетов — директивном материале, издаваемом и регулярно обновляемом МПС.

Однако для качественного осуществления электрических расчетов следует в дополнение к ПТР иметь в виду некоторые вспомогательные соображения.

Точность построения кривой тока должна быть такова, чтобы поперегонный расход энергии поездом, являющийся основным материалом для определения энергоемкости, а следовательно, и мощности тяговых подстанций и сечений контактной сети главных путей мог быть вычислен для поездов с электровозами с точностью не менее 10 *квт·ч*, а для моторвагонной секции с точностью не меньшей 1—2 *квт·ч*. Соответствующая точность требуется и от кривой времени

хода поезда. В свете того, что при определении параметров устройств электроснабжения большое значение имеет как время хода поезда под током, так и время выбега и торможения, очень важными являются отметки на кривых движения, характеризующие моменты пуска, переключения схем соединений двигателей или ступеней ослабления поля двигателей, моменты отключения и повторного включения тока в периоды движения, моменты начала и конца торможения. Таким образом, наиболее полными являются кривые движения, на которых нанесены все самые мельчайшие изменения режима ведения и режима движения поезда.

Следует отметить, что тяговые расчеты должны учитывать и возможные условия экономии электроэнергии, в первую очередь рациональное использование выбега, особенно при пригородном движении с высокими скоростями. В этом случае использование выбега на скоростях 65—70 *км/ч* позволяет сэкономить до 18—20% электроэнергии, расходуемой на данном перегоне, увеличивая время хода всего на 3—5—7 *сек*, что не влияет на пропускную способность. При производстве тяговых расчетов это замечание необходимо учитывать.

Все материалы тяговых расчетов должны быть приведены для поездов основных типов. При этом необходимо отметить, что поезда одного и того же веса с одинаковым локомотивом, но двигающиеся в разных направлениях являются поездами разного типа. Основными типами поездов следует считать грузовые поезда наибольшего веса для обоих направлений движения и пассажирские поезда обоих направлений.

Для определения расхода энергии поездами других типов можно пользоваться формулами, предложенными ЦНИИ МПС. Согласно этим выражениям перегонный расход энергии при изменении веса поезда независимо от профиля определяется как

$$A = A_{\text{р}} \left(0{,}08 + 0{,}92 \frac{Q}{Q_{\text{р}}}\right), \qquad (9\text{-}2)$$

где $A$ — расход энергии поездом на определенном участке, подсчитанный аналитически, в *квт·ч*;

$A_{\text{р}}$ — то же, полученный из тягового расчета, в *квт·ч*;

$Q$ — вес прицепной части поезда, заданный, в *т*;

$Q_{\text{р}}$ — то же, принятый в тяговых расчетах без рекуперации, в *т*

и $$A = A_{\text{р}} \left(0{,}12 + 0{,}88 \frac{Q}{Q_{\text{р}}}\right) \qquad (9\text{-}2')$$

при рекуперации.

Для определения времен хода таких поездов следует пользоваться выражением, характеризующим изменение скорости при переходе от веса заданного в тяговом расчете к весу искомого поезда

$$t = t_{\text{р}} \left(1{,}35 - 0{,}35 \frac{Q}{Q_{\text{р}}}\right), \qquad (9\text{-}3)$$

где $t$ — время хода поезда в *мин*;

$t_р$ — то же, полученное по тяговым расчетам, в *мин*;

Значения $Q$ и $Q_р$ те же, что и в выражении (9-2).

Этими выражениями допустимо пользоваться при расхождении весов $Q$ и $Q_р$ не более чем на 600—800 *т*.

Наиболее важным результатом тяговых расчетов с точки зрения выяснения параметров устройств электроснабжения является перегонный расход энергии поездами разных типов, так как он определяет энергоемкость линии и совместно с данными о числе поездов, проходящих по участку за сутки, определяет строительную стоимость проектируемого сооружения и ежегодные расходы, потребные для эксплуатации электрифицируемого участка.

Другие величины, получаемые в результате тяговых расчетов, позволяют уточнить параметры сооружаемых устройств. Так, полное время хода поезда и время хода его под током служат для более точного определения величины потерь энергии в контактной сети и для подсчета коэффициентов эффективности фидерных и подстанционных нагрузок. Кривые тока поезда, нанесенные на кривой движения, служат для определения максимальных рабочих токов отдельных фидеров и подстанций в целом, мгновенных падений напряжения в контактной сети и некоторых других величин, которые необходимо бывает определить при расчете системы энергоснабжения.

Для того чтобы результаты тяговых расчетов по своей точности соответствовали требованиям электрического расчета, при построении кривых движения тока и времени хода следует применять масштабы, приведенные в табл. 9-1.

Таблица 9-1

| Тип поезда | Расчетные величины | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Сила тяги в $\frac{мм}{кг/т}$ | Скорость в $\frac{мм}{км/ч}$ | Путь в $\frac{мм}{км}$ | Время хода в $\frac{мм}{ч}$ | Время хода в $\frac{мм}{мин}$ | Постоянная для построения кривой времени хода в *мм* |
| Грузовые и дальние пассажирские . . . . . | 6 | 1 | 20 | 600 | 10 | 30 |
| Пригородные моторвагонные . | 3 | 1 | 40 | 600 | 10 | 30 |

Построение кривых скорости и времени хода рекомендуется производить графическим способом МПС. Кривая тока строится обычно путем нанесения на графике характерных точек и дальнейшего соединения этих точек прямыми линиями.

Учет рекуперации энергии в тяговых расчетах производится на основании характеристик рекуперации. Пользуясь ими, на кривых движения изображают кривые тока рекуперации в соответствии с рекомендациями ПТР.

Сводные таблицы результатов тяговых расчетов должны быть составлены таким образом, чтобы легко можно было выделить расходы энергии и времена хода по фидерным зонам.

Зоной питания (или фидерной зоной) принято называть участок пути, двигаясь по которому поезд потребляет энергию, перерабатываемую одной и той же подстанцией, в случае если этот участок питается консольно, или одними и теми же подстанциями, если две или больше из них питают этот участок параллельно.

При электрификации на переменном токе тяговые расчеты имеют некоторые особенности. Исходными данными в этом случае являются средние значения выпрямленного тока тяговых двигателей, приведенные к числу витков первичной обмотки электровозного трансформатора.

Построение кривой скорости и времени хода при переменном токе выполняется теми же методами, которые применяются при проектировании электрификации на постоянном токе в соответствии с действующими ПТР.

Значения полного приведенного тока $I_{пр}$ и активной составляющей его $I_{пр\,а}$ определяются для точек перелома кривой скорости и в соответствующем масштабе наносятся на тяговый расчет в виде двух кривых.

Значения токов в момент трогания электровоза рекомендуется принимать равными $I_{пр} = 34{,}5$ *а* и $I_{пр\,а} = 30$ *а*.

При следовании поезда до выхода на автоматическую характеристику скорость регулируется путем изменения коэффициента трансформации переключением секций обмотки трансформатора. При этом на позициях разгона ток изменяется на величину $m$, которую определяют для каждой разгонной скорости по формуле

$$m = \frac{3(n-1)+2}{98}, \qquad (9\text{-}4)$$

где $m$ — коэффициент, характеризующий изменение тока электровоза при изменении скорости разгона;

$n$ — номер позиции контроллера.

После получения токовых кривых тяговых расчетов производится подсчет расхода энергии поездом за все время хода по фидерной зоне. Определение средних значений тока $I_{ср}$ и количество ампер-минут $I_{ср}\,t$ на перегонах рекомендуется выполнять в виде таблицы.

Расход энергии подсчитывается по формуле

$$A = \frac{U \sum I_{ср}\,t}{60 \cdot 10^3}, \qquad (9\text{-}5)$$

где $U$ — номинальное напряжение в контактной сети в *кв*.

Результаты расчетов для каждого перегона сводятся в таблицу, форма которой приведена ниже (табл. 9-2).

Таблица 9-2

Времена хода и расход энергии поезда весом . . . $m$ (моторвагонной секции типа . . . . . .) на участке . . . . . .
(при движении без остановок) с (одной промежуточной остановкой на ст....) промежуточными остановками на ст. ст. . . . . .

| Наименование перегона | Длина перегона в *км* | Время хода в *мин* | | Расход энергии | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | полное | под током | полный в *ква* | активный в *квт* |
| | | | | | |

При определении расхода электроэнергии необходимо учитывать следующее.

А. Для моторвагонного подвижного состава. Из электромеханической характеристики находят значения тока тягового двигателя, причем для одной секции эти значения следует увеличивать вдвое (поскольку у моторных вагонов тяговые двигатели соединены в две параллельные группы по два двигателя последовательно в каждой группе).

Б. При системе переменного тока:

а) значение полного тока на первичной обмотке трансформатора электровоза $I_п$ подсчитывается по формуле

$$I_п = \frac{I_в}{k_т}; \qquad (9\text{-}6)$$

б) подсчет значений активного тока производится по формуле

$$I_{п\,а} = I_п\, k_м. \qquad (9\text{-}7)$$

В выражениях (9-6) и (9-7):

$I_п$ — полный ток электровоза переменного тока в $а$;

$I_{п.\,а}$ — активный ток электровоза переменного тока в $а$;

$I_в$ — выпрямленный ток электровоза переменного тока в $а$;

$k_т$ — коэффициент трансформации трансформатора электровоза;

$k_м$ — коэффициент мощности электровоза;

в) для облегчения расчетов при электровозах ВЛ60 рекомендуется пользоваться табл. 9-3, где приведены значения величин $I_в$, $I_п$, $I_{п\,а}$ и $k_м$ в зависимости от скорости движения поезда.

Подобные же таблицы могут быть составлены и для любых других типов подвижного состава.

В. За период разгона значения токов при системе переменного тока принимаются как средние из величин тока в интервале скоростей от 0 до 65 *км/ч* (выход на ослабленное поле 45 % по электромеханической характеристике), а расхода энергии — по той же формуле (9-5).

Таблица 9-3

| $v$ в км/ч | Выпрямленный ток двигателей секции $I_в$ в $а$ | $I_{кр} = \frac{I_в}{k_т}$ в $а$ | Коэффициент мощности $k_м$ | Активный ток $I_{па}$ в $а$ | $v$ в км/ч | Выпрямленный ток двигателей секции $I_в$ в $а$ | $I_{кр} = \frac{I_в}{k_т}$ в $а$ | Коэффициент мощности $k_м$ | Активный ток $I_{па}$ в $а$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 65 | 720 | 288 | 0,8050 | 232 | 98 | 366 | 147 | 0,8114 | 119 |
| 66 | 700 | 280 | 0,8060 | 226 | 99 | 364 | 146 | 0,8112 | 118 |
| 67 | 676 | 270 | 0,8070 | 218 | 100 | 360 | 145 | 0,8100 | 117 |
| 68 | 656 | 262 | 0,8080 | 212 | 101 | 356 | 142 | 0,8096 | 115 |
| 69 | 640 | 256 | 0,8090 | 207 | 102 | 352 | 141 | 0,8094 | 114 |
| 70 | 620 | 248 | 0,8093 | 201 | 103 | 348 | 139 | 0,8092 | 112 |
| 71 | 604 | 241 | 0,8096 | 195 | 104 | 344 | 137 | 0,8090 | 111 |
| 72 | 592 | 237 | 0,8098 | 192 | 105 | 342 | 136,5 | 0,8086 | 110 |
| 73 | 576 | 230 | 0,8100 | 186 | 106 | 340 | 136 | 0,8080 | 109,8 |
| 74 | 562 | 225 | 0,8102 | 182 | 107 | 338 | 135 | 0,8072 | 109 |
| 75 | 556 | 223 | 0,8104 | 181 | 108 | 334 | 134 | 0,8068 | 108 |
| 76 | 540 | 217 | 0,8106 | 176 | 109 | 332 | 133 | 0,8060 | 107 |
| 77 | 524 | 210 | 0,8108 | 170 | 110 | 328 | 131 | 0,8056 | 106 |
| 78 | 516 | 206 | 0,8110 | 167 | 111 | 324 | 130 | 0,8050 | 105 |
| 79 | 508 | 203 | 0,8112 | 165 | 112 | 320 | 128 | 0,8040 | 103 |
| 80 | 494 | 198 | 0,8114 | 161 | 113 | 318 | 127 | 0,8036 | 102 |
| 81 | 486 | 195 | 0,8116 | 158 | 114 | 316 | 126 | 0,8034 | 101 |
| 82 | 478 | 191 | 0,8118 | 155 | 115 | 314 | 125,5 | 0,8032 | 100,8 |
| 83 | 463 | 188 | 0,8120 | 153 | 116 | 312 | 125 | 0,8030 | 100 |
| 84 | 458 | 184 | 0,8122 | 149 | 117 | 310 | 124 | 0,8027 | 99 |
| 85 | 450 | 179 | 0,8124 | 145 | 118 | 308 | 123 | 0,8025 | 98,5 |
| 86 | 442 | 176 | 0,8128 | 143 | 119 | 306 | 122 | 0,8020 | 97,8 |
| 87 | 438 | 175 | 0,8130 | 142 | 120 | 304 | 121 | 0,810 | 97 |
| 88 | 428 | 171 | 0,8137 | 139 | 121 | 300 | 120 | 0,800 | 96 |
| 89 | 420 | 168 | 0,8142 | 137 | 122 | 298 | 119 | 0,7996 | 95 |
| 90 | 412 | 165 | 0,8147 | 134 | 123 | 296 | 118 | 0,7993 | 94 |
| 91 | 408 | 163 | 0,8150 | 133 | 124 | 294 | 117 | 0,7990 | 93 |
| 92 | 400 | 160 | 0,8150 | 130 | 125 | 290 | 116 | 0,7986 | 92,6 |
| 93 | 396 | 159 | 0,8149 | 129,5 | 126 | 288 | 115 | 0,7981 | 92 |
| 94 | 390 | 156 | 0,8148 | 127 | 127 | 286 | 112,5 | 0,7978 | 91 |
| 95 | 384 | 154 | 0,8130 | 125 | 128 | 284 | 113 | 0,7960 | 90 |
| 96 | 376 | 151 | 0,8120 | 123 | 129 | 282 | 112,4 | 0,7950 | 89 |
| 97 | 370 | 149 | 0,8116 | 121 | 130 | 280 | 112,0 | 0,7940 | 88 |

На основании расчетных расходов энергии определяется один из основных параметров, характеризующих потребное энергетическое вооружение электрифицируемой линии — удельное энергопотребление как каждого отдельного поезда, так и линии в целом.

## § 9-5. РАЗМЕРЫ И ОРГАНИЗАЦИЯ ДВИЖЕНИЯ

В объем исходных данных для электрических расчетов входят размеры движения и характеристика способов организации движения.

Такие данные должны содержать сведения о среднем количестве поездов в сутки месяца интенсивного движения для каждого из перегонов электрифицируемого участка, причем должно быть опреде-

лено количество грузовых поездов каждой весовой категории, количество пассажирских поездов дальних и пригородных отдельно, количество сборных, хозяйственных и других поездов и резервных локомотивов. Эти материалы должны отдельно характеризовать грузовое и негрузовое направления для обоих расчетных сроков, включая и количество составов порожняка. Особенно следует выделить расчетные размеры движения, подсчитанные для поезда, вес которого соответствует требованиям расчетного режима (см. ниже).

Организация движения должна определить пункты остановок для каждого типа поезда, а также длительность стоянок на каждом из этих пунктов.

Должны быть указаны типы поездов, обслуживаемые другими видами тяги, кроме электрической, а также показаны станции, где маневровая работа производится электровозами. Для пригородного движения необходимо иметь данные о количестве секций в поезде в период расчетного режима и в другие периоды, перечень зонных станций и распределение всего количества пригородных поездов по зонам с указанием на то, какие остановки имеет каждый из типов пригородных поездов.

Для многопутных участков должна быть указана специализация путей с распределением размеров движения по типам поездов для каждого в отдельности.

Наконец, должен быть указан расчетный интервал попутного следования для каждого перегона.

В отдельных случаях, чтобы более точно определить токи, нагревающие провода контактной сети, нагрузки фидерных выключателей тяговых подстанций и постов секционирования, желательно иметь проектные графики движения поездов для заданных расчетных сроков, построенные для размеров движения, соответствующих расчетному режиму.

Для расчета системы тягового энергоснабжения необходимо правильно определить места и времена стоянок поездов различных типов. Кроме того что эти данные необходимо иметь для определения эффективных нагрузок подстанций и коэффициентов эффективности, вводимых в расчет потерь энергии в контактной сети, токи трогания оказывают значительное влияние на величину максимальных нагрузок фидеров контактной сети, а следовательно, на условия защиты от токов короткого замыкания. Учет этих токов трогания также необходим при проверке сечений контактной сети на нагрев их тяговыми токами.

В свете этих соображений целесообразно рассмотреть влияние мест стоянки поездов, особенно тяжелых, на размещение тяговых подстанций с точки зрения технических параметров контактной сети. По-видимому, исходя из этих соображений, целесообразно размещать тяговые подстанции на станциях, где большинство поездов имеет стоянку, что позволит несколько уменьшить сечения контактной сети и упростить условия ее защиты от т. к. з.

Следует указать, что на двухпутных линиях таких станций очень мало, так как грузовые поезда почти не останавливаются, однако для однопутных линий это обстоятельство имеет значение.

Безусловно, наиболее важным исходным материалом для определения параметров проектируемой системы тягового электроснабжения является характеристика грузопотоков и вагонопотоков. Общий грузопоток определяет в первую очередь энергетический режим системы внешнего энергоснабжения: его максимумы и общее энергопотребление. По величине грузопотока определяют размеры движения как средние, так и максимальные, а также (с учетом профиля линии) условия ведения поездов — одиночную или двойную тягу, подталкивание, тип локомотива и другие показатели, определяющие энергопотребление как в целом на линии, так и на отдельных ее участках.

Баланс вагонопотоков (в увязке с расчетной длиной станционных путей на участке) позволяет определить число порожняковых составов, их вес и общее количество поездов каждого направления. Наконец, немаловажно знать распределение грузопотока по родам грузов, что позволяет точно знать число поездов разных типов как по весу, так и по характеристике вагонов в составах разных типов поездов.

Разделение грузопотоков на местные и транзитные позволяет определить количество и вес сборных, вывозных и других типов поездов, а также объем работы локомотивного парка по переработке грузопотока.

Характеристика пассажирского движения должна включать распределение размеров этого движения на дальнее, местное и пригородное. При этом пригородное движение должно включать характеристику зонности и особенно разделение поездопотока на скороходные и тихоходные поезда по зонам.

Особенно большое значение подготовка данных по организации движения имеет для однопутных линий, где желательно иметь график движения хотя бы на период интенсивного движения в течение суток.

Методы расчета этих исходных данных не являются темой настоящей книги и поэтому здесь не приводятся. Однако значение этих данных для правильного определения параметров системы тягового электроснабжения очень велико и поэтому получению этих материалов следует уделить достаточно внимания.

## § 9-6. УДЕЛЬНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭНЕРГОЕМКОСТЬ

Одним из исходных параметров, определяющих потребное энергетическое вооружение электрифицируемой линии, является удельное энергопотребление каждого отдельного поезда, подсчитываемое по выражению

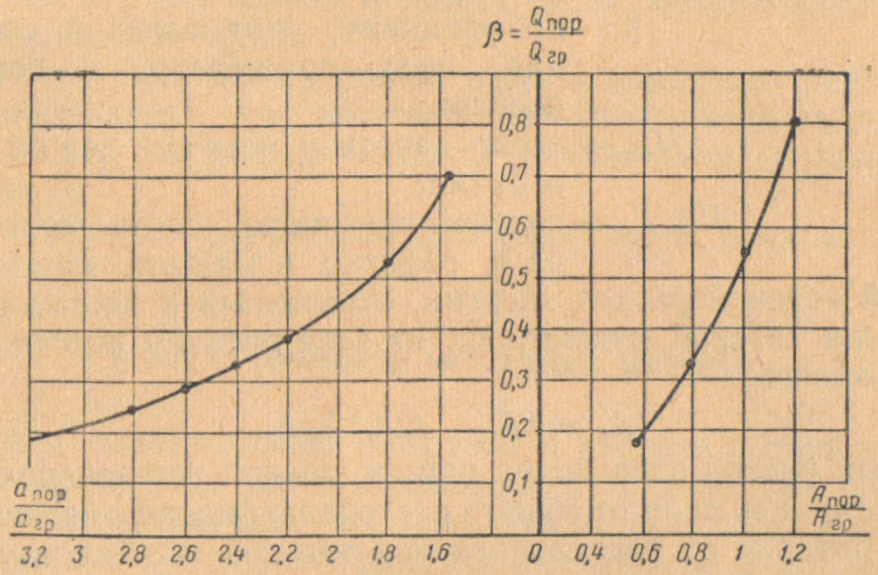
$$a = \frac{A_p}{QL} \left[\frac{вт \cdot ч}{ткм}\right]. \qquad (9\text{-}8)$$

По этому показателю и величине тонно-километровой работы, совершаемой локомотивами на электрифицируемой линии ($M_т$), определяется электроемкость $Э_е$

$$Э_е = \frac{aM_т}{L}\left[\frac{квт \cdot ч}{км \cdot год}\right] \qquad (9\text{-}9)$$

и годовые расходы энергии на шинах тяговых подстанций.

В выражениях (9-8) и (9-9) $L$ — длина рассматриваемого участка в *км*, а остальные обозначения ясны из предыдущего.




Обычно подсчет тонно-километровой работы на данном участке производят для четырех основных типов поездов по следующим формулам:

груженые поезда прямого направления

$$M_{гт} = (\Gamma_т + \alpha\Gamma_т)\,L; \qquad (9\text{-}10')$$

груженые поезда обратного направления

$$M_{го} = (\Gamma_о + \alpha\Gamma_о)\,L; \qquad (9\text{-}10'')$$

порожние поезда

$$M_{гп} = \alpha\,(\Gamma_т - \Gamma_о)\,L; \qquad (9\text{-}10''')$$

пассажирские поезда

$$M_{пс} = 2N_{пс} \cdot 365\,(P + Q)_{пс}\,L \cdot 10^{-6}. \qquad (9\text{-}10'''')$$

Тогда

$$M_т = M_{гт} + M_{го} + M_{гп} + M_{пс}. \qquad (9\text{-}11)$$

Следует отметить, что часто величину порожнякового грузопотока [выражение (9-10′′′)] определяют по специальным кривым. На этих кривых соотношение грузопотока брутто к грузопотоку тары обозначается коэффициентом β (см. рисунок).

В выражениях (9-10) и (9-11):

$L$ — длина рассматриваемого участка в *км*;

$M_{гт}$; $M_{го}$; $M_{гп}$; $M_{пс}$ — годовая тонно-километровая работа брутто соответственно туда, обратно, для порожняковых составов и для пассажирских составов в млн. *ткм* в год;

$M_т$ — полная работа участка в млн. *ткм* в год;

$\alpha$ — коэффициент тары для рассматриваемого участка;

$\beta$ — коэффициент, учитывающий соотношение веса груженого и порожнего поездов;

$N_{пс}$ — число пассажирских поездов на участке в сутки;

$\Gamma_т$; $\Gamma_о$ — годовой грузопоток соответственно туда и обратно в млн. *т* нетто в год

Общий годовой расход энергии, отнесенный к шинам тягового напряжения тяговой подстанции, на зоне питания подсчитывается по выражению

$$A'_г = (A_г + \Delta A_г)\, k_д\, k_з. \qquad (9\text{-}12)$$

Годовой расход энергии на шинах каждой тяговой подстанции определяется как доля от общего расхода по фидерным зонам, получающим питание от рассматриваемой тяговой подстанции. Исходным при этом является распределение между тяговыми подстанциями энергии, потребляемой одним поездом каждой категории. Суммарные потери энергии в проводах контактной сети и рельсах распределяются между тяговыми подстанциями в том же соотношении, что и соответствующий годовой расход энергии.

Годовой расход энергии, отнесенный к шинам питающего напряжения тяговых подстанций, подсчитывается из выражения

$$A_{гп} = \frac{A'_г}{\eta_{пст}}. \qquad (9\text{-}12')$$

Коэффициент $\eta_{пст}$ учитывает потери энергии в оборудовании тяговой подстанции, расход энергии на собственные нужды тяговой подстанции, а также наличие высших гармонических тока в первичном токе подстанции постоянного тока. Годовой расход энергии учитывает часто и районную нагрузку тяговых подстанций; тогда выражение (9-12) принимает вид

$$A_{гп} = \frac{A'_г + A_{гн}}{\eta_{пст}}. \qquad (9\text{-}12'')$$

Наконец, определение полного расхода энергии (в *ква*) производится с учетом соответствующих коэффициентов мощности тяги, района и тяговой подстанции, что позволяет определить полный расход энергии на шинах подстанции и долю реактивной нагрузки на ее шинах.

В выражениях (9-12):

$A'_г$ — годовой расход энергии на движение всех поездов, отнесенный к шинам тягового напряжения, в млн. *квт·ч/год*;

$A_г$ — то же, отнесенный к пантографу электровоза, в млн. *квт·ч/год*;

$A_{гп}$ — то же, отнесенный к шинам питающего напряжения подстанции, в млн. *квт·ч/год*;

$A_{гн}$ — годовой расход энергии нетяговыми потребителями подстанции, отнесенный к шинам ее питающего напряжения, в млн. *квт·ч/год*;

$\Delta A_г$ — потери энергии в тяговой сети в млн. *квт·ч/год*;

$k_д$ — коэффициент, учитывающий дополнительный расход энергии на собственные нужды подвижного состава и маневры;

$k_з$ — коэффициент, учитывающий увеличение расхода энергии зимой.

## § 9-7. О ТОЧНОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Характер электрических нагрузок в системе тягового энергоснабжения является резко переменным как по количеству нагрузок, их величине, так и по месту их приложения; изменение этих нагрузок зависит от значительного ряда факторов, не все из которых можно учесть математически; поэтому для качественного проведения электрических расчетов необходимо наложить определенные ограничения на точность применяемых методов и формул и установить допущения, которые могут быть приняты или должны быть отвергнуты.

Нагрузки одного поезда, определенные тяговыми расчетами и являющиеся исходным материалом для электрических расчетов, являются приближенными по следующим основным причинам.

а) Тяговые расчеты выполняются для определенного напряжения на пантографе электровоза, тогда как в действительности это напряжение все время меняется и в связи с изменением расстояния пантографа (токоприемника) от источника питания (подстанций), и в связи с изменением нагрузки поезда, вызванным переменой режима движения — скорости или профиля пути или других причин, и в связи с изменением величины нагрузки от других поездов на подстанцию, и вследствие изменения характеристик подстанций и питающих их систем внешнего энергоснабжения.

б) Тяговые расчеты выполняются для определенного веса поезда и определенных условий сцепления, тогда как на практике вес прицепной части поезда у формально однотипных (с одной весовой нормой) поездов может отличаться на 10—15% у разных поездов, а коэффициент сцепления в зависимости от климатических условий может меняться в еще более широких пределах (25—30%).

в) Методы ведения поездов у различных машинистов весьма различны и поэтому условия энергопотребления в значительной степени зависят от того, какие машинисты ведут поезда на участке.

Имеются еще и другие факторы, некоторые из которых в дальнейшем при электрических расчетах возможно учесть специальными коэффициентами (см. соответствующие разделы).

Однако и сказанного достаточно, чтобы подвергнуть сомнению точность тяговых расчетов. Тем не менее, если определить степень их практической точности, то эта точность (точность исходных данных) может быть положена в основу дальнейших требований к точности электрического расчета.

ЦНИИ МПС произвел широкую проверку сходимости результатов проектных тяговых расчетов с фактическими режимами движения поездов на нескольких участках сети железных дорог СССР. Эта проверка показала, что хотя расхождения по отдельным поездам и бывают довольно значительными, в среднем по серии однотипных поездов проектный тяговый расчет дает расхождение с результатами практических поездок на 7—9%. На этом основании следует считать, что исходные данные для электрических расчетов имеют точность порядка 10%.

Применение методов теории вероятности для расчетов системы тягового энергоснабжения (о чем говорится в соответствующих разделах) позволяет определить параметры этой системы с любой степенью точности, однако чем выше точность расчетов, тем эти расчеты более сложны и трудоемки. Поэтому следует установить необходимые и достаточные границы уточнений. Например, определяя мощность тяговой подстанции с точностью даже до 10 *квт*, мы принимаем решения об установке дополнительного агрегата мощностью 2 500 *квт*, который к тому же еще допускает 20%-ную перегрузку в течение определенного времени. По-видимому, в этом случае достаточно определять мощность подстанции с точностью 350—500 *квт*, т. е. порядка 15—20%. Также, проверяя сечение контактной подвески по нагреванию, нет необходимости определять эти токи с точностью до 5—10 *а*, так как, переходя к следующему большему сечению путем использования даже провода ПБСМ-70, мы увеличиваем пропускную способность подвески сразу на 100 *а*. И в этом случае, как и при определении т. к. з., уточнения, дающие изменение результатов менее чем на 100—120 *а*, могут не учитываться. Рекомендации по применению приближенных способов расчета изложены в § 10-1.

# Глава 10

# МЕТОДИКА ПРОЕКТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

## § 10-1. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ РАСЧЕТОВ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Сложность процессов, происходящих в системе электрической тяги, до последнего времени вынуждала вести расчеты использования устройств электроснабжения и электроподвижного состава отдельно, несмотря на их тесное взаимодействие. Расчетные уровни напряжения и параметры защиты принимаются различные и обеспечить увязку и комплексное решение пока не удавалось.

Так, например, тяговые расчеты выполняются исходя из целесообразности обеспечить режим ведения поезда с наибольшими возможными скоростями движения, хотя не всегда это является оптимальным решением по эксплуатационным расходам в целом. Предстоящее резкое увеличение конструкционных и допустимых скоростей движения усугубляет значение этого вопроса. При выборе режима ведения поезда не учитывается ни действительный уровень напряжения, создаваемый другими поездами и их размещением, ни скоростные расходы, т. е. общетранспортные расходы и расходы по задержке грузов на рельсах при разных скоростях движения из-за разного уровня напряжения.

Тяговое электроснабжение в современных условиях все больше сливается с районным электроснабжением и это тоже накладывает свою специфику на расчет устройств комплексного электроснабжения.

Конечно, существовавшие до сих пор средства расчетов ручным способом не могли обеспечить решения всех этих задач.

Применяемые аналитические методы расчетов устройств тягового электроснабжения все более совершенствовались с целью учесть отдельные вопросы этой комплексной проблемы, все более приближались к реальным условиям, но в связи с этим и все более усложнялись, что ограничивало их применение в практике проектирования, особенно учитывая невиданные темпы электрификации железных дорог в СССР и огромный все возрастающий объем проектных работ.

В сложных условиях электрической тяги нельзя не считаться и с тем обстоятельством, что, обеспечивая технические требования надежности и безопасности эксплуатации, не всегда следует рассчитывать на наиболее неблагоприятные условия, вероятность которых незначительна.

Во многих отраслях техники широко применяются методы математической статистики и теории вероятности. В известной мере эти методы нашли отражение в аналитических формулах, приведенных в первой части настоящего пособия. Хотя эти рекомендации носят еще предварительный характер и не решают полностью комплексной задачи с учетом взаимодействия устройств тягового, районного электроснабжения и подвижного состава, тем не менее они являются некоторым шагом вперед. Решить эту задачу в полном объеме можно только с использованием электронно-цифровых вычислительных машин (ЭЦВМ) [1]. Для этого необходимо предварительно выявить сложные и многообразные корреляционные связи во всей комплексной системе тягового электроснабжения, проверить их экспериментально, откорректировать и создать на основании этой проверки окончательную методику расчетов, которую и следует заложить в ЭЦВМ.

Таковы перспективы методики расчетов устройств электроснабжения в недалеком будущем.

В настоящее время приходится пользоваться изложенными в первой части аналитическими способами расчетов, но при этом необходимо учитывать следующее.

Приступая к разработке реального проекта электрификации железных дорог, проектировщик должен ясно представить себе эту комплексную задачу, должен знать, насколько достоверны закладываемые в расчеты исходные данные, насколько увязаны они с данными других расчетов, насколько вероятны расчетные режимы и расчетные условия и насколько оправдано применение трудоемких расчетов для решения отдельных задач.

Во многих случаях вместо точных формул с недостаточно обоснованными исходными данными не только допустимо, но даже и более оправдано пользоваться апроксимированными способами расчетов по приближенным выражениям неизвестных величин через другие известные.

В расчетах по выбору варианта размещения подстанций, когда еще не определяются окончательные параметры устройств электроснабжения с целью сокращения времени и более глубокого исследования наиболее важных вопросов, целесообразно применение приближенных (упрощенных) способов расчета. В тех же случаях, когда результаты этих упрощенных расчетов близки к нормативным (т. е. отличаются от допустимых величин на 10—15%), должны производиться уточнения по точным формулам в соответствии с методикой, изложенной в первой части настоящего пособия и применяемой также в основном для уточнения параметров по выбранному варианту (см. главу 12).

Приближенные расчеты преследуют цель избежать трудоемких работ там, где заранее ясно, что нормативы обеспечиваются, или там, где уточнение практически не имеет смысла (особенно в экономических расчетах). Но зато они дают возможность рассмотреть и сопоставить различные вариантные решения, которые из-за трудоемкости точных формул нередко остаются в проектах неосвещенными или оцениваются на словах без обоснований. Это в первую очередь относится к сопоставлению вариантов схем комплексного электроснабжения тяговых и районных потребителей, к рассмотрению вариантов с резко возрастающими скоростями движения и т. д.

Приближенные расчеты и вспомогательные номограммы должны служить в руках проектировщика таким же орудием, как и логарифмическая линейка. Нельзя пренебрегать ими. Они требуют не меньшей, а большей квалификации проектировщика. Ими надо уметь пользоваться особенно тогда, когда возникают разнообразные варианты, и хорошо представлять степень их погрешности. Приближенные расчеты не устраняют и не сужают, а, напротив, расширяют область применения точных расчетов именно там, где они действительно необходимы.

Таким образом, упрощенные способы расчетов особенно оправданы при экономических сопоставлениях, при определении параметров устройств электроснабжения на перспективу по различным сопоставляемым вариантам и в других аналогичных случаях.

Методика упрощенных расчетов при технико-экономическом сравнении вариантов размещения тяговых подстанций приведена в главе 11.

## § 10-2. ВЛИЯНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЯГОВЫХ И РАЙОННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА МЕТОДИКУ И СХЕМУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Электрификация железных дорог, как правило, является началом сплошной электрификации прилегающих районов. От высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) напряжением 110 *кв*, а в последнее время 220 *кв*, сооружаемых вдоль электрифицируемых железных дорог для питания тяговых подстанций, предусматривается также питание всех промышленных и районных потребителей. Эти питающие линии электропередачи связывают между собой различные энергетические системы и способствуют развитию единой энергетической системы (ЕЭС).

Но не только питающие ЛЭП обеспечивают комплексное электроснабжение. В соответствии с постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 21 февраля 1961 г. Министерство путей сообщения при электрификации железных дорог обязано обеспечивать питание не только железнодорожных, но и сельскохозяйственных и прочих районных потребителей, находящихся в зоне электрифицируемой линии, если там нет других источников питания.

В связи с этим удельный вес районных нагрузок в системе тягового электроснабжения неизменно повышается и в последнее время на отдельных участках районные нагрузки даже превышают тяговые. В этих условиях вопросы выбора схем первичной коммутации тяговых подстанций приобретают важное народнохозяйственное значение. В ряде случаев может оказаться целесообразным выделять районные нагрузки на отдельные районные трансформаторы, а тяговые нагрузки питать от однофазных тяговых трансформаторов при

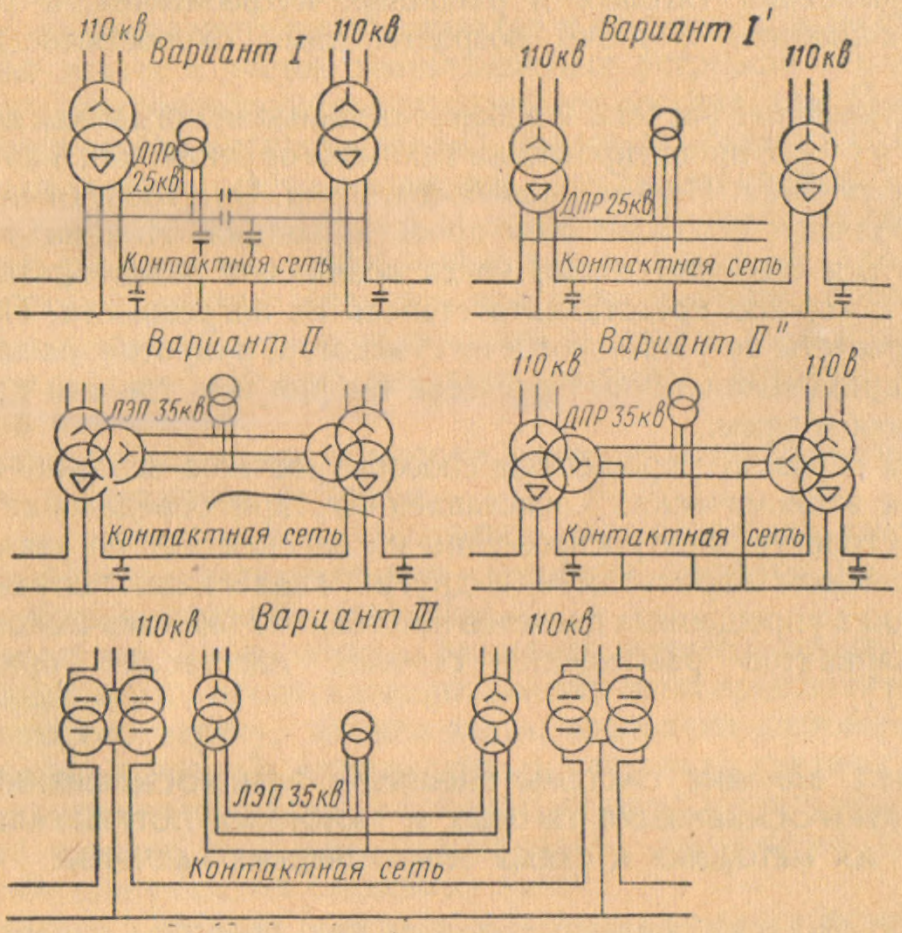



Рис. 10-1

электротяге на переменном тока и от двухобмоточных тяговых трансформаторов с первичным напряжением 110 *кв* при электротяге на постоянном токе.

Районные потребители могут получать питание и от линий продольного электроснабжения напряжением 10, 25 или 35 *кв*, подвешиваемых между тяговыми подстанциями на опорах контактной сети для питания железнодорожных нетяговых потребителей. Возможные схемы для питания нетяговых потребителей показаны на рис. 10-1.

Какие из районных потребителей следует питать от тяговых подстанций, от ЛЭП продольного электроснабжения или от районных подстанций и электросетей, как установить необходимую область для исследования величины нагрузок этих потребителей,

их размещения и рациональной зоны присоединения — все это является сложной технико-экономической задачей, которой только начинают заниматься проектные и исследовательские институты.

И тем не менее большой удельный вес районных нагрузок требует уже сейчас предусматривать в проектах электрификации схемы комплексного электроснабжения всех потребителей, без чего невозможно выбрать действительно оптимальный вариант размещения тяговых подстанций и их мощности.

Разработка схемы комплексного электроснабжения в полном объеме требует кооперированной работы ряда проектных организаций. Однако практически для выбора оптимального варианта достаточно приближенных расчетов по укрупненным показателям на основании генеральных схем развития соответствующих отраслей народного хозяйства.

Схема комплексного электроснабжения должна разрабатываться в такой последовательности.

1. Устанавливаются предварительные среднегодовые тяговые нагрузки, а также железнодорожные нетяговые нагрузки на 1 *км* электрифицируемой линии. К последним относится освещение промежуточных станций, путевых и прочих линейных зданий, силовые и осветительные нагрузки всех устройств железнодорожного хозяйства, в том числе деповских устройств, вспомогательных устройств тягового электроснабжения, устройств связи и СЦБ, путевых механизмов и пр.

2. Выявляются промышленные и крупные районные нагрузки в зоне возможного питания от питающих ЛЭП и от тяговых подстанций электрифицируемой линии и их размещение. Область возможного питания для районных нагрузок при разных напряжениях по трехфазным линиям приведена в табл. 10-1.

Таблица 10-1

| Напряжение линии в *кв* | Передаваемая мощность в *квт* | Расстояние передачи в *км* | |
|---|---|---|---|
| | | при сосредоточенной нагрузке | при распределенной нагрузке |
| 0,38 | До 50—100 | 0,5—0,25 | 1,0—0,5 |
| 6 | » 2 000 | 5—10 | 8—15 |
| 10 | » 3 000 | 8—15 | 10—20 |
| 35 | 5 000—10 000 | 50—20 | 60—30 |

3. Устанавливаются удельные плотности нагрузок сельскохозяйственных и мелких районных потребителей в зоне электрифицируемой линии на 1 $км^2$ территории в зависимости от ожидаемого напряжения ЛЭП продольного электроснабжения (как правило, 10 *кв* — при электротяге на постоянном токе, 25 или 35 *кв* — при электротяге на переменном токе).

4. По этим исходным данным, учитывая наличие существующих районных или потребительских подстанций и электрических сетей

напряжением 10 и 35 *кв*, разрабатываются первичные схемы комплексного электроснабжения электрифицируемой линии в нескольких вариантах размещения всех подстанций с возможно бо́льшим совмещением питания тяговых и районных нагрузок от совмещенных подстанций. Одновременно рассматривается и питание мелких потребителей по этим же вариантам с учетом ЛЭП продольного электроснабжения электрифицируемой линии.

5. Сопоставление и выбор варианта должны быть произведены в проекте электрификации с учетом размеров капиталовложений, эксплуатационных и приведенных расходов по питающим ЛЭП, по тяговым, районным и потребительским подстанциям, по продольным и распределительным ЛЭП.

Суммирование различных видов нагрузок производится с учетом соответствующих среднеквадратичных уклонений [14].

## § 10-3. ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

**Роль и значение экономических расчетов в электротяге и рекомендуемые формулы.** Экономические расчеты являются основным содержанием проекта, поскольку именно они определяют оправданность принимаемых технических решений, обосновывают эффективность капитальных вложений и обеспечивают необходимое снижение стоимости строительства.

В решениях XXI и XXII съездов КПСС, пленумов ЦК КПСС, Всесоюзного совещания работников железнодорожного транспорта в 1962 г. и постановлениях ЦК КПСС и Совета Министров СССР неоднократно отмечалась необходимость наиболее рационального и эффективного использования огромных капиталовложений, материальных и трудовых ресурсов, направляемых на коренную техническую реконструкцию железнодорожного транспорта, в частности, на электрификацию железных дорог.

Особенность экономических расчетов при проектировании электрической тяги заключается в том, что электрификация железных дорог является одновременно и основным направлением технического перевооружения транспорта, и важнейшей составной частью генерального плана электрификации страны.

Это обусловливает некоторую специфику методики экономических расчетов при проектировании электрификации железных дорог. В частности, решающее значение в этих расчетах принадлежит стоимости электроэнергии, а потому особенно важно определить расчетную стоимость ее. Большое значение имеют скоростные расходы, зависящие от уровня напряжения на токоприемнике электровоза. Специфичен для электротяги расчетный срок окупаемости капиталовложений, учет отдаленности капиталовложений и эксплуатационных расходов и др., о чем сказано ниже.

Экономическая эффективность капиталовложений должна быть определена в проекте по типовой методике определения экономиче-

ской эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве [2, 3].

Расчет сравнительной эффективности капиталовложений по различным проектируемым вариантам осуществляется путем сопоставления капиталовложений по этим вариантам ($K_1$, $K_2$) и эксплуатационных расходов по ним ($Э_1$, $Э_2$).

Кроме того, должны быть учтены и натуральные показатели: производительность труда, потребность и использование оборудования, расход электроэнергии, топлива, сырья, материалов.

При выборе варианта наряду с экономической эффективностью должны учитываться и технические показатели, к которым в проектах электрификации железных дорог относятся: надежность и бесперебойность эксплуатации, скорости движения поездов, пропускная и провозная способность железных дорог и др.

Если при технико-экономическом сравнении выяснится, что более дорогому по капиталовложениям варианту $K_1$ соответствуют меньшие эксплуатационные расходы $Э_1$, то эффективность капиталовложений определяется сроком окупаемости

$$T = \frac{K_1 - K_2}{Э_2 - Э_1} \text{ лет} \qquad (10\text{-}1)$$

или коэффициентом сравнительной эффективности

$$p_н = \frac{1}{T} = \frac{Э_2 - Э_1}{K_1 - K_2}. \qquad (10\text{-}2)$$

Полученные в проекте сроки окупаемости по вариантам сопоставляются с нормативными значениями этих показателей, устанавливаемыми для каждой области народного хозяйства.

Этот метод называется «методом окупаемости».

На транспорте чаще применяется метод приведенных расходов, по которому для каждого варианта определяются полные расходы за один год,

$$З_1 = Э_1 + p_н K_1, \qquad (10\text{-}3)$$

где $p_н$ — отраслевой нормативный коэффициент эффективности.

Более правильно определять приведенные расходы за весь срок службы объекта, который для устройств электротяги рекомендуется принимать 25 лет. В простейшем виде при постоянных или малоизменяющихся эксплуатационных расходах их определяют по формуле

$$З_1 = K_1 + \sum_{t=1}^{t=8} Э_1 = K_1 + T Э_1', \qquad (10\text{-}4)$$

где $Э_1'$ — эксплуатационные расходы за расчетный год из срока службы 25 лет — можно принимать на восьмой год.

Экономически наивыгоднейшим является вариант с наименьшими приведенными расходами.

В простейшем виде оба метода (окупаемости и приведенных расходов) идентичны. Однако при учете разновременности производи-

мых расходов метод приведенных расходов (приведенных к первому расчетному году) является более общим, а метод окупаемости является лишь частным случаем его при длительном сроке службы сравниваемых объектов [4].

Метод приведенных расходов является также более удобным при сравнении нескольких вариантов (более двух), почему им и рекомендуется пользоваться при проектировании электрификации железных дорог.

В том случае, если капитальные затраты осуществляются не сразу, а в несколько этапов (последующее усиление), то сравнение вариантов следует производить по величине капиталовложений, приведенных к первому этапу с учетом отдаленности капиталовложений последующих этапов. Для этого затраты по следующим этапам определяются с учетом коэффициента отдаленности $k_o$, значение которого следующее:

$$k_o = \frac{1}{(1 + p_н)^t}, \tag{10-5}$$

где $t$ — расчетный год последующего этапа.

При двухэтапном строительстве приведенные расходы определяются формулой

$$З_1 = K_1 + \sum_{t=1}^{t_n} Э_1 k_o + K_{t_n} k_o + \sum_{n+1}^{m} Э_{n+1} k_o. \tag{10-6}$$

В случае линейного изменения эксплуатационных расходов со среднегодовым приростом $\rho$ (в %)

$$З_1 = K_1 + K_{t_n} k_o + Э_1 \left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^{t_m} \sum_{t=1}^{t_m} k_o, \tag{10-7}$$

где $t$ — принятый расчетный год;

$t_n$ — последний год первого этапа;

$t_m$ — последний год второго этапа, или срок службы объекта.

В состав эксплуатационных расходов входят также амортизационные отчисления $\alpha$ на капиталовложения (на реновацию, восстановление и капитальный ремонт).

С учетом амортизационных отчислений формула (10-7) принимает следующий вид:

$$З_1 = K_1 + K_{t_n} k_o + (Э_1 + \alpha K_1)\left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^{t_n} \sum_{t=1}^{t_n} k_o +$$

$$+ (Э_1 + \alpha K_{t_n})\left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^{(t_m t_n)} \sum_{t=t_n}^{tm} k_o. \tag{10-8}$$

Электрификация железнодорожных линий до сих пор, как правило, проектировалась и осуществлялась единовременно без по-

следующих этапов. Намечаемые на перспективу усиления тяговых подстанций обычно составляли незначительную стоимость, так как мощность трансформаторов до последнего времени выбиралась по максимальным нагрузкам при длительном использовании пропускной способности линии.

В настоящее время по рекомендуемой методике расчетов выбираемая мощность трансформатора ближе к средней нагрузке его и больше отличается от необходимой мощности на перспективу. Эта разница еще больше увеличивается возрастающим удельным весом районной нагрузки. Кроме того, осуществляемые в последнее время мероприятия по снижению стоимости подстанции и телеуправлению ими делают в ряде случаев более выгодным усиление электрифицируемой линии на перспективу путем сооружения новых промежуточных подстанций. Наконец, предстоящий переход на более высокие скорости движения приведет к значительному увеличению нагрузок и затрат и по подстанциям, и по контактной сети.

В этих условиях расчеты по двухэтапному строительству электрификации железных дорог, возможно, окажутся более необходимыми, чем до сих пор.

Ниже приводятся рекомендуемые для этого случая формулы, являющиеся некоторым упрощением приведенных выше формул:

при одноэтапном строительстве электрификации железных дорог

$$\Gamma_1 = K_1 + (Э_1 + \alpha K_1)\left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^{t_n} \sum_{t=1}^{t_n} k_o; \qquad (10\text{-}9)$$

при двухэтапном строительстве

$$\Gamma_1 = K_1 + K_{t_n} k_{ot_n} + (Э_1 + \alpha K_1)\left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^{t_m} \sum_{t=1}^{t_m} k_{ot_m}. \qquad (10\text{-}10)$$

В приведенных выше формулах некоторые параметры требуют пояснения.

Отраслевой нормативный срок окупаемости согласно типовой методике [2] рекомендуется для энергетического хозяйства 8 лет (для железнодорожного транспорта 10 лет). При электрификации железных дорог для экономического обоснования различных вариантов и решений срок окупаемости следует принимать также $T = 8$* лет, поскольку система тягового электроснабжения яв-

---

* Примечание от редактора. Правомерность принимаемого в практике проектирования срока окупаемости капиталовложений при сравнении вариантов подстанции 8 лет в отличие от установленного для железных дорог срока 10 лет вызывает сомнение, так как размещение подстанций влияет на эксплуатационные показатели работы электрифицируемых линий («скоростные расходы»). Поэтому задача правильного выбора расположения подстанций есть проблема скорее транспортная, чем чисто энергетическая.

ляется частью общей системы электроснабжения и сама в большей мере обеспечивает районные, а не только тяговые нагрузки и соответственно $p_н = 0{,}125$. Как и в энергетическом хозяйстве, это способствует вложению в электротягу больших средств для более быстрого получения от них ожидаемого эффекта, а по сравнению с $T = 10$ лет делает выгодным более дешевый вариант.

Значения коэффициента отдаленности $k_о = \frac{1}{(1+p_н)^t}$ и суммы $\sum_{t=1}^{t} \frac{1}{(1+p_н)^t}$ при $p_н = 0{,}125$ приведены в табл. 10-2.

В этой же таблице указаны расчетные годы $t$ для различных сроков службы объекта при коэффициенте эффективности $p_н = 0{,}125$. При одноэтапном строительстве в формуле (10-9), как указывалось в формуле (10-4), следует принимать срок службы 25 лет и $t = 8$ лет, при двухэтапном $t$ следует принимать по табл. 10-2.

Таблица 10-2

| $t$ | $k_о = \frac{1}{(1+p_н)^t}$ | $\sum_{t=1}^{t} k_о = \sum_{t=1}^{t} \frac{1}{(1+p_н)^t}$ | $t$ | $k_о$ | $\sum_{t=1}^{t} k_о$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,893 | 0,89 | 21 | 0,095 | 54,42 |
| 2 | 0,797 | 2,49 | 22 | 0,086 | 56,32 |
| 3 | 0,712 | 4,62 | 23 | 0,077 | 58,09 |
| 4 | 0,635 | 7,16 | 24 | 0,068 | 59,72 |
| 5 | 0,567 | 10,00 | 25 | 0,059 | 61,19 |
| 6 | 0,506 | 13,03 | 26 | 0,053 | 62,57 |
| 7 | 0,452 | 16,20 | 27 | 0,047 | 63,84 |
| 8 | 0,404 | 19,43 | 28 | 0,042 | 65,02 |
| 9 | 0,361 | 22,68 | 29 | 0,037 | 66,09 |
| 10 | 0,322 | 25,90 | 30 | 0,033 | 67,08 |
| 11 | 0,287 | 29,06 | 31 | 0,030 | 68,01 |
| 12 | 0,257 | 32,14 | 32 | 0,027 | 68,87 |
| 13 | 0,229 | 35,12 | 33 | 0,024 | 69,67 |
| 14 | 0,205 | 37,99 | 34 | 0,021 | 70,35 |
| 15 | 0,183 | 40,73 | 35 | 0,019 | 71,01 |
| 16 | 0,163 | 43,34 | 36 | 0,017 | 71,62 |
| 17 | 0,145 | 45,81 | 37 | 0,015 | 72,18 |
| 18 | 0,130 | 48,15 | 38 | 0,013 | 72,67 |
| 19 | 0,116 | 50,35 | 39 | 0,012 | 73,14 |
| 20 | 0,104 | 52,43 | 40 | 0,011 | 73,58 |

Капиталовложения, вообще говоря, следует учитывать не только непосредственно включаемые в проектируемый объект, но и те, которые должны быть выполнены в сопряженных отраслях народного хозяйства. Например, при электрификации железных дорог должна развиваться электровозостроительная промышленность, питающие линии электропередач, питающие электростанции, обслуживающая их топливная промышленность и др. Однако в сравнении вариантов размещения подстанции и в других практических расчетах достаточно ограничивать капиталовложения в сопряженные

области лишь теми ближайшими, которые связаны со значительными размерами таких вложений, — питающими линиями электропередач и требуемым усилением районных подстанций. Остальные затраты учитываются в стоимости электроэнергии.

Эксплуатационные расходы также нельзя ограничить рамками эксплуатационной отчетности по проектируемому объекту, а следует включить их различное влияние на смежные эксплуатационные параметры по сопоставляемым вариантам. Например, при электрификации железных дорог, помимо содержания обслуживающего персонала, стоимости расходуемой электроэнергии, текущих ремонтных расходов, амортизационных отчислений на капитальный ремонт и реновацию, следует также учитывать изменение эксплуатационных расходов по обслуживанию локомотивов, изменение общетранспортных расходов в связи с разными скоростями движения из-за разного уровня напряжения и т. д.

Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства утверждены постановлением Совета Министров СССР от 4 сентября 1961 г. за № 802.

Средние значения их, относящиеся к проектированию устройств электроснабжения электрифицируемой железнодорожной линии, приведены в табл. 10-3.

Таблица 10-3

| Показатель | Средние нормы амортизационных отчислений для устройств электроснабжения электрифицируемых линий, рекомендуемые для применения в проектах в % к сметной стоимости | | |
|---|---|---|---|
| | Всего | В том числе на | |
| | | капитальный ремонт | восстановление |
| Контактная сеть . . . . . | 4,6 | 2,7 | 1,9 |
| Тяговые подстанции: | | | |
| электрическая часть . . . . . | 6,5 | 2,6 | 3,9 |
| строительная часть . . . . . | 2,8 | 1,6 | 1,2 |
| Вспомогательные устройства электроснабжения: | | | |
| электрическая часть . . . . . | 6,3 | 3,0 | 3,3 |
| строительная часть . . . . . | 2,8 | 1,6 | 1,2 |
| Воздушные ЛЭП 35—110 *кв* . . . . | 2,8 | 0,8 | 2,0 |
| Кабельные линии до 10 *кв* . . . . . | 3,0 | 0,5 | 2,5 |
| Жилые дома . . . . . | 2,0 | 1,2 | 0,8 |

Таблица составлена на основании «Норм амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР», введенных в действие с 1 января 1963 г. постановлением Совета Министров СССР от 4 сентября 1961 г.

**Стоимость электроэнергии в расчетах тягового электроснабжения.** Стоимость электроэнергии является решающим исходным параметром, определяющим результаты технико-экономических расчетов и сравнений в системе тягового электроснабжения.

В соответствии с упомянутой выше типовой методикой [2] стоимость электроэнергии должна применяться отпускная с учетом расходов на передачу ее по сетям, с учетом неравномерности графика нагрузки потребителей (т. е. числа часов использования максимума нагрузки $T_{макс}$) и с учетом участия потребителя в максимуме нагрузки системы ($k_{макс}$).

Планируемая сейчас отпускная (тарифная) стоимость электроэнергии для электротяги не вполне отвечает этим требованиям, существенно отличается от себестоимости электроэнергии по энергосистеме в сторону увеличения, а иногда и в сторону уменьшения. Все это не дает возможности выбирать на основании технико-экономических расчетов обоснованные оптимальные решения.

В дальнейшем тариф на электроэнергию для электротяги будет соответствовать упомянутым требованиям и должен будет приниматься в расчетах. Следует учесть, что для проектных экономических расчетов по приведенным выше формулам тариф этот должен устанавливаться по энергосистемам на первый расчетный срок.

Если действующий тариф не отвечает этим требованиям или данные о тарифе на электроэнергию для электрической тяги отсутствуют, то типовая методика рекомендует определять отпускную стоимость электроэнергии по следующей формуле:

$$I_э = a + \frac{k_м k_р}{T_{макс}} (b + p_н K_с), \qquad (10\text{-}11)$$

где $a$ — переменные расходы энергосистемы, отнесенные к 1 *квт·ч* вырабатываемой электроэнергии (приближенно равны топливной составляющей), в *руб/квт·ч*;

$b$ — постоянные годовые расходы энергосистемы, включая высоковольтные сети (но без новых питающих ЛЭП для электротяги), отнесенные к 1 *квт* установленной мощности системы (приближенно равны всем остальным расходам энергосистемы без затрат на топливо), в *руб/квт*;

$K_с$ — стоимость 1 *квт* установленной мощности системы с учетом капиталовложений в топливную промышленность в *руб/квт*;

$k_м$ — коэффициент, учитывающий участие электротяговой нагрузки в максимуме нагрузки системы;

$k_р$ — коэффициент, учитывающий резерв мощности системы. Можно принимать $k_р = 1{,}15 \div 1{,}2$;

$T_{макс}$ — число часов использования максимума тяговой нагрузки. Его можно определять по рис. 10-2, где $T_{макс\ т}$ — число часов использования максимума тяговой нагрузки магистральных дорог; $T_{макс\ приг}$ — то же пригородных дорог; $T_{макс\ р}$ — то же районной нагрузки;

$p_н$ — коэффициент эффективности капиталовложений; при сроке окупаемости 8 лет $p_н = 0{,}125$.

Значения величин $a$, $b$, $K_с$ и $k_м$ следует получить от энергосистемы или планирующих органов.

Таблица 10-4

| № по пор. | Название энергосистемы | Стоимость электроэнергии в руб. за 1 000 *квт·ч* |
|---|---|---|
| 1 | Московская, Горьковская, Ярославская, Ивановская, Тульская, Орловская, Курская, Калининская, Ленинградская, Куйбышевская, Башкирская, Мордовская, Ивано-Франковская, Львовская . . . . . | 11,0 |
| 2 | Свердловская, Челябинская, Пермская, Курганская, Омская, Харьковская . . . . . | 9,0 |
| 3 | Мурманская, Азербайджанская, Грузинская, Армянская, Ставропольская, Краснодарская . . . . . | 8,0 |
| 4 | Волгоградская, Ростовская, Донецкая, Запорожская . | 7,5 |
| 5 | Новосибирская, Кемеровская . . . . . | 7,0 |
| 6 | Красноярская, Иркутская . . . . . | 6,0 |
| 7 | Белгородская, Киевская, Черкасская, Целиноградская . . . . . | 12,0 |
| 8 | Латвийская, Эстонская . . . . . | 13,6 |

Впредь до установления соответствующих данных можно пользоваться табл. 10-4 тарифов на электроэнергию для электротяги, действующих в настоящее время.

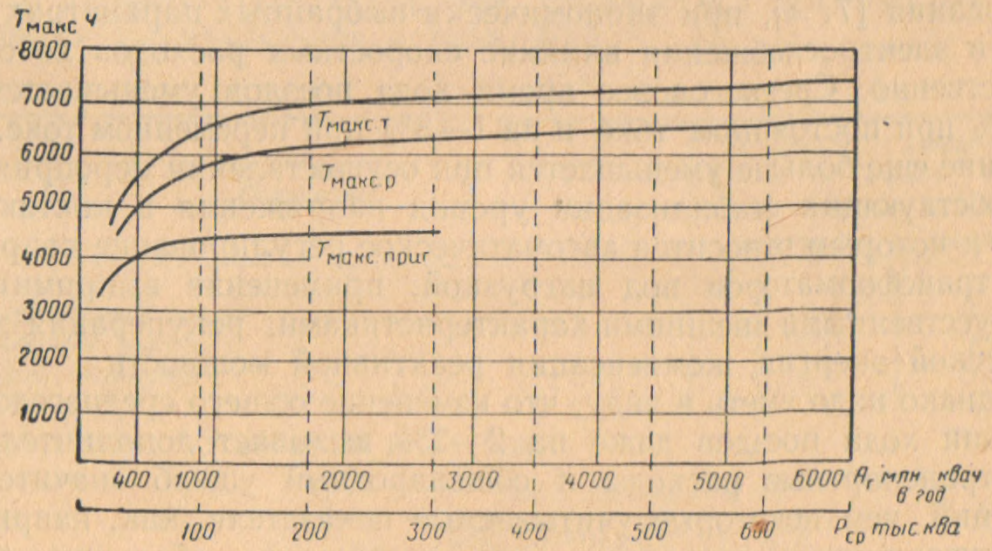



Рис. 10-2

Тарифы на электроэнергию для сельскохозяйственных и мелких районных потребителей, которые следует учитывать при расчетах и технико-экономических сравнениях ЛЭП продольного электроснабжения, примерно вдвое выше.

**Определение скоростных расходов в расчетах тягового электроснабжения.** При экономических расчетах, связанных с выбором параметров устройств электроснабжения, Техническими условиями

на проектирование электрификации железных дорог (ТУПЭ-57) предлагается учитывать влияние элементов энергоснабжения (уровня напряжения в контактной сети) на скорость движения поездов.

Различные для сравниваемых вариантов расположения тяговых подстанций потери напряжения в первичной сети, на тяговых подстанциях и в контактной сети и в связи с этим различные скорости движения поездов вызывают различные капиталовложения в устройства электроснабжения (дополнительная или излишняя мощность на покрытие потерь электроэнергии) и в подвижной состав (изменение времени оборота его), а также вызывают изменение эксплуатационных расходов из-за различного времени пробега грузов по железной дороге, что, помимо изменения себестоимости перевозок, вызывает различный народнохозяйственный ущерб от задержки грузов.

Общепринятой методики определения скоростных показателей при проектировании электрификации железных дорог пока не существует. В некоторых работах по определению эффективности различных видов тяги [3] и эксплуатационным требованиям к электрической тяге [5, 6] выполнялись расчеты по определению дополнительных капиталовложений и дополнительных эксплуатационных расходов, вызываемых изменением уровня напряжения и скоростей движения поездов. Однако все эти расчеты очень сложны и неприменимы для условий реального проектирования.

Правомерность сложных расчетов по учету скоростных расходов подвергается сомнению потому, что, как показали некоторые исследования [7, 8], при экономически выбранных параметрах устройств электроснабжения влияние скоростных расходов не очень существенно. Среднегодовое время хода поездов уменьшается на 3—5% при постоянном токе и на 1—3% при переменном токе. Это влияние еще больше уменьшается при осуществлении мероприятий, способствующих стабилизации уровня напряжения в контактной сети, к которым относится автоматическое регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой, применение выпрямителей с искусственными внешними характеристиками, рекуперация электрической энергии, компенсация реактивной мощности.

Однако надо иметь в виду, что изменение общего среднегодового времени хода поездов даже на 2—3% вызывает дополнительные общетранспортные расходы и общенародный ущерб значительно больший, чем некоторые учитываемые показатели, как, например, амортизационные отчисления или содержание обслуживающего персонала. В ряде случаев скоростные показатели становятся решающими.

Поэтому отказываться от учета скоростных расходов не следует, но методика расчета должна быть возможно более простой.

Впредь до разработки достаточно точной и удобной для применения в проектах электрификации методики рекомендуются следующие приближенные способы расчетов.

1. Влияние системы тягового электроснабжения на скорость движения поездов и на технико-экономические показатели сравнива-

емых вариантов размещения тяговых подстанций рекомендуется учитывать общими приведенными скоростными расходами, добавляемыми по каждому варианту к остальным приведенным расходам. Эти скоростные приведенные расходы $Г_{с\ прив}$ определяются изменением времени хода поездов по участку в зависимости от расчетной средней за год потери напряжения по каждому варианту [9]

$$Г_{с\ прив} = N\Delta t_т C_{прив} \cdot 365 \text{ [руб.]}, \qquad (10\text{-}12)$$

где $N$ — число поездов в сутки;

$\Delta t_т$ — изменение расчетного времени хода поездов под током $t_т$ на участке в зависимости от средней потери напряжения $\Delta U_{ср}$; при известном номинальном напряжении $U_н$ и напряжении на шинах тяговой подстанции $U_м$

$$\Delta t_т = t\left(\frac{U_н}{U_м - \Delta U_{ср}} - 1\right); \qquad (10\text{-}13)$$

$C_{прив}$ — полная приведенная стоимость 1 *поездо-ч*, учитывающая ущерб от задержки в пути грузов, вагонов, локомотивов, поездных и локомотивных бригад, ремонта и реновации подвижного состава,

$$C_{прив} = \gamma_{вч} n_в + \gamma_{лч} + \gamma_{пч} \text{ [руб.]}, \qquad (10\text{-}14)$$

где $\gamma_{вч}$ — приведенная стоимость 1 *вагоно-ч*, включая стоимость груза в нем.

По данным ЦНИИ [10], при стоимости 1 $m$ груза 200 руб. значения $\gamma_{вч}$ приведены в табл. 10-5.

Таблица 10-5

| Показатель | Стоимость 1 *вагоно-ч* $\gamma_{вч}$ в руб. | |
|---|---|---|
| | груженого | порожнего |
| Четырехосный вагон . . . . . | 0,19 | 0,075 |
| Двухосный вагон . . . . . | 0,075 | 0,035 |
| Среднее значение . . . . . | 0,16 | 0,065 |

$n_в$ — количество вагонов в поезде:

$$n_в = \frac{Q}{p_в + q_в} = \frac{\text{вес поезда в } m}{\text{вес вагона брутто в } m}; \qquad (10\text{-}15)$$

$\gamma_{лч}$ — приведенная стоимость 1 *локомотиво-ч* (1 *электровозо-ч*):

$$\gamma_{лч} = \frac{p_{эл} K_{эл}}{8\,760}; \qquad (10\text{-}16)$$

$p_{эл}$ — коэффициент эффективности для электровозов.

Этот коэффициент следует принимать исходя из отраслевого срока окупаемости для железнодорожного транспорта $T = 10$ лет (но не $T = 8$ лет, как принималось выше для энергетических устройств). Стоимость электровозов приведена в табл. 10-6.

Таблица 10-6

| Серия электровоза | Стоимость электровозов $K_{эл}$ в тыс. руб. | Серия электровоза | Стоимость электровозов $K_{эл}$ в тыс. руб. |
|---|---|---|---|
| ВЛ80 . . . . . | 250* | ВЛ8 . . . . . | 155 |
| ВЛ60 . . . . . | 145 | ВЛ23 . . . . . | 100 |

* Цена первых образцов.

$\gamma_{пч}$ — стоимость задержки на 1 *ч* поезда, исключая стоимость грузов, вагонов и электровозов (расходы по поездным и локомотивным бригадам, по ремонту и реновации подвижного состава),

$$\gamma_{пч} = 0{,}531 \cdot 10^{-3} \frac{Q}{p_0 + q_0} + b_{эл}. \qquad (10\text{-}17)$$

Здесь 0,531 — стоимость ремонта и реновации вагона на одну ось;

$p_0 + q_0$ — вес вагона на одну ось;

$b_{эл}$ — стоимость ремонта и реновации электровозов, стоимость содержания поездных и локомотивных бригад.

Значения $b_{эл}$, по данным ЦНИИ, приведены в табл. 10-7.

Недостатком этого способа расчета является необходимость предварительного определения по каждому варианту средней за год потери напряжения по всему участку или по отдельным участкам.

Таблица 10-7

| Серия электровоза | $b_{эл}$ в руб. |
|---|---|
| ВЛ60 и ВЛ8 . . . . . | 4,68 |
| ВЛ23 . . . . . | 4,42 |
| ВЛ22$^{м}$ . . . . . | 4,39 |

2. Этих дополнительных расчетов можно избежать, применив более упрощенный способ расчета, а именно заменив в формулах (10-12) и (10-13) потери напряжения годовыми потерями электроэнергии. В этом случае общие приведенные скоростные расходы по каждому варианту размещения подстанции, сопоставляемому в технико-экономическом сравнении, определяются следующим выражением [8]:

$$Г_{с\ прив} = \Delta A_г \left( \frac{C_{прив}\, \xi}{P_п\, \alpha_t} \right) \text{ [руб.]}, \qquad (10\text{-}18)$$

где $\Delta A_г$ — годовые потери электроэнергии в *квт·ч*;

$C_{прив}$ — полная приведенная стоимость 1 *поездо-ч* в руб., определенная, как и указано выше, по формуле (10-14);

$\xi$ — поправочный коэффициент, учитывающий снижающее влияние режима тяги (пуск и рекуперация), рекомендуется принимать для электрической тяги $\xi = 0{,}9$;

$P_п$ — средняя мощность, потребляемая поездом расчетного веса за время его работы, в *квт*;

$\alpha_t$ — отношение общего времени хода поезда ко времени хода его по автоматической характеристике.

Выражение (10-18) является как бы составляющей частью стоимости электроэнергии, отражающей приведенные скоростные расходы. Однако прибавлять эту составляющую к стоимости электроэнергии нельзя, так как основная стоимость электроэнергии учитывается в эксплуатационных расходах, а упомянутая составляющая скоростных расходов отражает полные приведенные расходы, в том числе и по эффективности капиталовложений. Поэтому величина $Г_{с\ прив}$ должна добавляться по вариантам только к приведенным расходам.

3. Стоимость 1 *поездо-ч* $C_{прив}$ можно также определить по номограммам, приведенным в [5], рис. 38, 39, 40 и 43, *в*.

На этих номограммах показаны эксплуатационные расходы на 1 *поездо-км* с электровозами ВЛ23, ВЛ8, ВЛ60 и порожние поезда в зависимости от скорости движения $v$ в *км/ч*, полные расходы $C_{пр\ п}$ и расходы на электроэнергию $C_{прэ}$ при разных уклонах $i$ ‰.

Необходимая для расчетов по формуле (10-18) стоимость 1 *поездо-ч* $C_{прив}$ должна быть определена по указанным номограммам [3] без стоимости электроэнергии, т. е.

$$C_{прив} = (C_{пр.п} - C_{пр.э})\, v. \qquad (10\text{-}19)$$

4. Пользуясь этими же номограммами, можно определить скоростные расходы непосредственно как разницу расходов при разных скоростях движения:

$$Г_{пр} = (C_{пр}\, v_2 - C_{пр}\, v_1)\, Q, \qquad (10\text{-}20)$$

где $C_{пр}\, v_1$ и $C_{пр}\, v_2$ — стоимость поездо-километров при скоростях $v_1$ и $v_2$;

$Q$ — расчетное количество поездо-километров, равное $NL$.

Расчет этим способом сравнительно прост, но все же при этом необходимо знать количество поездо-километров $Q$ и значение скорости $v_2$ при изменении напряжения от $U_{ср1}$ до $U_{ср2}$. Можно принять

$$v_2 = v_1 \frac{t_р + \Delta t_1}{t_р + \Delta t_2},$$

где $\Delta t_1$ и $\Delta t_2$ определяются по формуле (10-13) в зависимости от $\Delta U_{ср1}$ и $\Delta U_{ср2}$.

Неудобством этого варианта, как и первого, является необходимость определения $\Delta U_{ср}$ по $p_{ср}$.

В проектной практике наибольшее распространение получил пока второй способ определения скоростных расходов.

## § 10-4. РАСЧЕТНЫЕ РЕЖИМЫ И РАСЧЕТНЫЕ СРОКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с НиТУ размещение тяговых подстанций, их мощность и сечение проводов контактной сети должны обеспечить пропуск грузовых поездов на двухпутных грузонапряженных участках с установленным межпоездным интервалом, а на однопутных — числа грузовых поездов, соответствующего максимальной пропускной способности при частично пакетном графике из двух поездов с установленным межпоездным интервалом в направлении наибольшего токопотребления и одного поезда в обратном направлении[1].

Для однопутных линий это требование НиТУ ясно и недвусмысленно определяет расчетный режим. Нагрузки тяговых подстанций и контактной сети должны, следовательно, рассчитываться исходя из максимального заполнения графика движения грузовыми поездами расчетного веса.

Для двухпутных линий положение несколько иное. Если определять нагрузки по количеству поездов, определяемому интервалом попутного следования, принимая все поезда в обоих направлениях грузовыми расчетного веса, то получающиеся в результате расчета величины, как показывает сопоставление их с анализом данных эксплуатации электрифицированных линий, получаются завышенными. Поэтому было бы неправильно основывать определение мощности устройств энергоснабжения на такой искусственной схеме движения поездов, которая фактически не имеет места в действительности.

Расчеты по определению параметров устройств тягового электроснабжения должны основываться на планируемых размерах грузовых и пассажирских перевозок и должны учитывать их колебания в течение года и суток в зависимости от весов поездов, типа электровоза, профиля линии, организации движения и пр.

Возможные сгущения поездов до использования в особых условиях пропускной способности линии сами по себе тоже не определяют максимальных расчетных электрических нагрузок, так как, во-первых, нужно знать их длительность, а, во-вторых, одновременно с этим действуют факторы, уменьшающие нагрузки, а именно: несовпадение сгущения поездов по обоим направлениям двухпутной линии, различные расчетные веса поездов и неполное использование их, изменение сопротивления движению в разное время года, отклонения от расчетного уровня напряжения, особые пониженные требования по размерам перевозок в специальных условиях и др.

---

[1] Для двухпутных участков, где среднегодовые размеры не превышают 48 пар поездов в сутки, НиТУ требует производить расчет на удвоенное число пар поездов месяца максимальной работы на пятый год эксплуатации. Участки с такими малыми размерами движения на перспективу, как правило, не электрифицируются.

Выявление сложных аналитических зависимостей определения расчетных нагрузок и их длительности с использованием теории вероятности, как упоминалось выше, заложено в методику электрических расчетов, изложенную в первой части настоящего пособия. Основным показателем ее является использование пропускной способности линии при определенном количестве поездов, соответствующем планируемым перевозкам.

В отдельных случаях (при определении мощности тяговых подстанций) имелись предложения ограничить длительность максимального расчетного сгущения поездов после предоставления «окон» для текущих ремонтов или после аварии в соответствии с Указаниями на строительное проектирование сооружений железнодорожного транспорта (СН 137-60) [13].

В настоящее время имеются уже некоторые рекомендации по вероятностным методам расчетов тяговых нагрузок несимметричных и несинусоидальных режимов при электротяге на переменном токе. Хотя окончательно отработанной методики этих расчетов еще нет, но имеются рекомендации ЦНИИ по коэффициентам, характеризующие неравномерность электропотребления для разных расчетных условий, выявленные на основании анализа интегральных кривых и корректировки их по материалам статистической обработки отчетности действующих электрифицируемых линий [1].

Как показали исследования, характерной особенностью этих интегральных кривых является то, что чем выше использование пропускной способности линии, чем больше количество поездов, одновременно находящихся на участке, тем больше интегральная кривая соответствует закону нормального распределения и тем меньше разница между максимальными и средними значениями нагрузок.

В соответствии с этим на двухпутных участках выбор параметров устройств тягового электроснабжения должен производиться на основании среднегодового электропотребления с учетом колебаний тяговых нагрузок в течение года и по часам суток.

При этом потери электроэнергии и экономические расчеты производятся с учетом среднегодовой неравномерности нагрузок; мощность оборудования тяговых подстанций определяется с учетом коэффициента неравномерности, характеризующего среднюю нагрузку месяца наибольшего электропотребления (наиболее интенсивных перевозок); проверка контактной сети по нагреванию проводов и уровню напряжения производится с учетом коэффициента неравномерности, характеризующего среднюю нагрузку за период наибольшего электропотребления в году длительностью 15 *мин.*

Расчетные веса поездов при расчетах по максимальным нагрузкам (на однопутных участках) в соответствии с НиТУ должны быть установлены в проекте. Рекомендуется при расчетах по выбору варианта размещения подстанций учитывать их как средневзвешенные, для чего часовой расход электроэнергии одним поездом в расчетном режиме $A_{п_0\,гр}$ определяется по расходу электроэнергии

$A_{\text{п гр сут}}$ всеми грузовыми поездами $N_{\text{гр сут}}$ за сутки интенсивного месяца, а именно:

$$A_{\text{п}_0\,\text{гр}} = \frac{\sum_1^n A_{\text{п гр сут}}\, N_{\text{гр сут}}}{24\, N_{\text{п сут}}}\, k_{\text{с}}\, k_{\text{д}}\, k_{\text{з}}\ [\text{квт}\cdot\text{ч}], \qquad (10\text{-}21)$$

а расчетная нагрузка

$$P_{\text{р}} = A_{\text{п}_0\,\text{гр}}\, \frac{N_{\text{п}}}{T}\ [\text{квт}]. \qquad (10\text{-}22)$$

Для вероятностных расчетов на двухпутных участках необходимо знать неравномерность тяговых нагрузок.

Произведенные ЦНИИ исследования [1] показывают, что неравномерность тяговых нагрузок можно характеризовать коэффициентами: интенсивности нагрузки $k_{\text{и}t}$ и эффективности нагрузки $k_{\text{эт}}$ по периодам $t$ различной длительности, а также кривыми распределения вероятности их.

Коэффициент интенсивности определяется выражением

$$k_{\text{н}t} = \frac{\sum_1^m \frac{x_{\text{н}t}\, A_{\text{н}t}\, N_{\text{н}t}}{U_{\text{н}t}}}{\sum_1^m \frac{x_{\text{с}}\, A_{\text{с}}\, N_{\text{с}}}{U_{\text{с}}}}, \qquad (10\text{-}23)$$

где $A_{\text{с}}$, $N_{\text{с}}$, $U_{\text{с}}$, $x_{\text{с}}$ — соответственно электропотребление поездами, их количество, напряжение на пантографе и доля нагрузки, отнесенная к рассматриваемой подстанции, среднегодовые за 1 *ч*;

$A_{\text{н}t}$, $N_{\text{н}t}$, $U_{\text{н}t}$, $x_{\text{н}t}$ — то же среднечасовые за период $t$;

$m$ — количество фидеров тяговой подстанции.

Значения $k_{\text{н}t}$, выведенные в результате обработки многочисленных графиков нагрузки тяговых подстанций, приведены на рис. 10-3. Здесь показаны коэффициенты интенсивности в зависимости от суточного электропотребления тяговой подстанции:

годовой $k_{\text{нч}}$ — отношение средней нагрузки за 1 *ч* с наибольшим электропотреблением к среднегодовому;

месячный $k_{\text{нм}}$ — отношение средней нагрузки за 1 *ч* месяца с наибольшим электропотреблением к среднегодовому;

суточный $k_{\text{нс}}$ — отношение средней нагрузки за 1 *ч* к среднесуточной в месяц с наибольшим электропотреблением;

$k_{\text{н}t}$ — отношение средней нагрузки за 10 — 15 *мин* к среднегодовой.

Коэффициент эффективности $k_{\text{э}t}$ приближенно может быть определен по формулам и номограммам, приведенным в главах 1 и 11.

Однако, как показали исследования ЦНИИ по кривым распределения вероятностей нагрузок подстанции, эти значения $k_{\text{э}t}$ получаются несколько завышенными.

Основной параметр кривой распределения — среднеквадратичное уклонение

$$\sigma^2 = I^2 (k_э^2 - 1). \qquad (10\text{-}24)$$

Относительное среднеквадратичное уклонение

$$\sigma^* = \frac{\sigma}{I} = \sqrt{k_э^2 - 1}\,. \qquad (10\text{-}25)$$

В результате произведенных ЦНИИ исследований для двухпутных линий рекомендуется определять σ в зависимости от $k_н$ по следующему выражению:

$$\sigma_н = 0{,}85 - 0{,}575\, k_{нч} + 0{,}15\, k^2. \qquad (10\text{-}26)$$

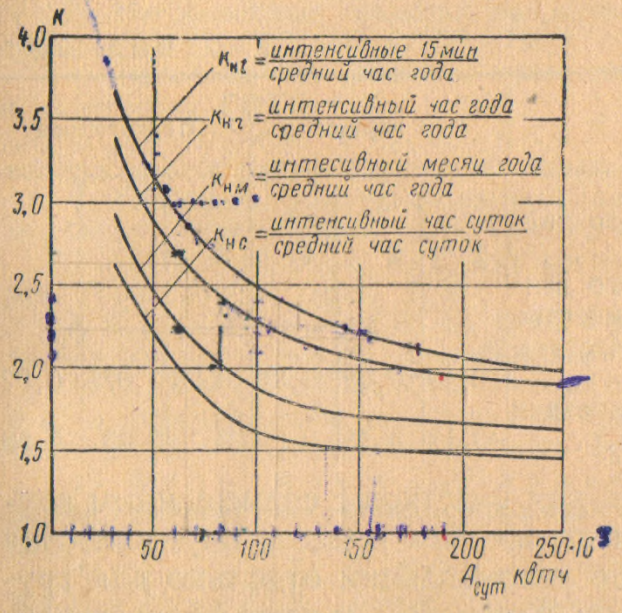



Рис. 10-3

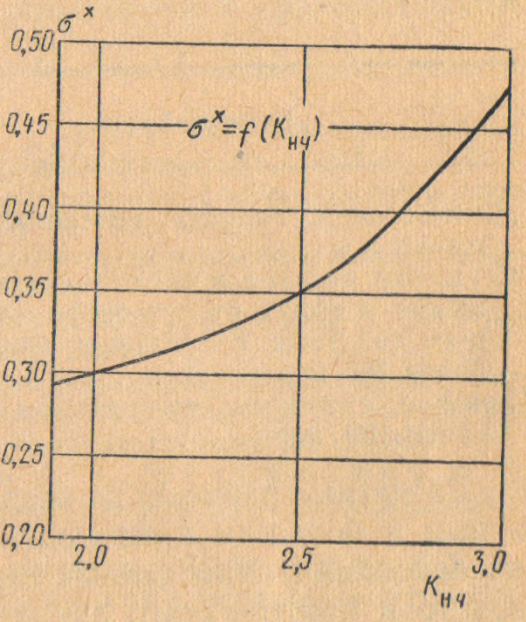



Рис. 10-4

Значения $\sigma_н = f(k_{нч})$ изображены на рис. 10-4.

Все устройства электроснабжения должны быть проверены также в особом режиме при выпадении (выходе из строя) одной тяговой подстанции. Для этого режима специальным заданием должны быть установлены размеры перевозок или количество и веса поездов. Если этого специального задания нет, то должна быть определена пропускная способность проектируемой линии при выпадении одной (любой) тяговой подстанции при принятых в проекте весах поездов.

Перечисленные выше расчетные режимы и расчетные условия установлены новыми указаниями по проектированию электрификации железных дорог на переменном и постоянном токе.

Несколько другие условия имеют место при определении расчетного режима для пригородного движения.

Для участков с преобладающим пригородным движением расчетные режимы устанавливаются по зонам в зависимости от пассажиропотока в течение суток и расчетной населенности пригород-

ных поездов, которую принимают в размере, соответствующем не более чем удвоенному числу мест для сидения. Число секций в поезде определяют в зависимости от потребной густоты пассажиропотока в час интенсивного движения.

В случае отсутствия точных данных применяют опытные коэффициенты, характеризующие долю суточного числа поездов (по графику), приходящуюся на период наиболее интенсивного движения.

Эти коэффициенты приведены в табл. 10-8 для задаваемых в проекте расчетных сроков (1 период эксплуатации и перспектива) и для различной продолжительности периода интенсивного движения.

Таблица 10-8

| Расчетный срок | 1 период | | | Перспектива | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Длительность периода интенсивного движения в *ч* . . . . . | 2 | 3 | 4 | 2 | 3 | 4 |
| Сгущение поездов в час интенсивного движения в долях от суточного количества поездов. Зоны с суточным количеством более 100 пар поездов . . . . . | 0,10 | 0,09 | 0,08 | 0,08 | 0,075 | 0,07 |
| Зоны с суточным количеством поездов менее 100 пар . . . . . | 0,12 | 0,13 | 0,09 | 0,10 | 0,09 | 0,08 |

Расчетные размеры движения для участков с совмещенным грузовым и большим пригородным движением поездов определяются на основании приведенных выше рекомендаций отдельно для грузового и пригородного движения; параметры системы энергоснабжения рассчитываются отдельно для двух режимов и в проекте принимаются бóльшие из полученных значений.

Ввиду того что при проектировании и проверочных расчетах параметры системы электроснабжения надлежит проверять как в режимах ближайших лет, так и в режимах, соответствующих размерам перевозок через несколько лет, необходимо иметь данные о расчетных сроках эксплуатации, на которые производится определение или проверка параметров системы тягового электроснабжения.

В соответствии с НиТУ устанавливаются следующие расчетные сроки для проектирования строящихся и переустраиваемых сооружений:

а) параметры устанавливаемого оборудования, его количество, сечения подвешиваемых проводов контактной сети, размеры служебных и технических зданий определяются по размерам перевозок и расчетным режимам, соответствующим пятому году эксплуатации участка (первый период);

б) схема энергоснабжения, размещение и размеры зданий тяговых подстанций, типы и расстановка опор контактной сети определяются сравнением вариантов по размерам перевозок и расчет-

ным режимам, соответствующим десятому году эксплуатации участка (перспектива).

Оборудование тяговых подстанций (понизительные и тяговые трансформаторы, выпрямительные агрегаты) также рекомендуется определять по размерам перевозок, соответствующих десятому году эксплуатации.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Гнеденко Б. В, Королюк В. Ф., Ющенко Е. Л Элементы программирования. Физматгиз, 1961.
2. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений в новой технике в народное хозяйство. АН СССР, 1960.
3. Методические указания по оценке экономической эффективности на транспорте. ИКТП АН СССР, 1960.
4. Основные методические положения технико-экономических расчетов в энергетике ГНТК СССР.
5. Луговой П. А., Цыпин Л. Г. Технико-экономические расчеты при реконструкции железных дорог. Трансжелдориздат, 1963.
6. Указания по определению технико-экономической эффективности электрической и тепловозной тяги. Гипротранстэи, 1961.
7. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.
8. Розенфельд В. Е., Сидоров Н. Н., Кузин С. Е. Электрические железные дороги. Трансжелдориздат, 1951.
9. Давыдов В. Н. Определение приведенных расходов в системе тягового энергоснабжения, зависящих от изменения напряжения на пантографе электровоза. Методические указания Трансэлектропроекта № 1, 1961.
10. Фельдман Э. Д., Баранов А. М., Максимович Б. И. Выбор способов увеличения пропускной способности ж. д. Трансжелдориздат, 1960.
11. Баранов А. М., Мирошниченко Р. И., Сегал Л. Г., Ададурова Е. В. Эксплуатационные требования к параметрам устройств энергоснабжения железных дорог, электрифицируемых на постоянном токе. Труды ЦНИИ, вып. 174. Трансжелдориздат, 1959.
12. Нормы и технические условия проектирования железных дорог нормальной колеи (СН 129-60). Госстрой СССР, 1960.
13. Указания по строительному проектированию сооружений железных дорог (СН 137-60 ). Госстрой СССР, 1961.
14. Порплиц Ю. П. Применение методов математической статистики при проектировании схем продольного энергоснабжения магистральных железных дорог. Труды МИИТ, вып. 104. Трансжелдориздат, 1959.

Глава 11

# СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗМЕЩЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

## § 11-1. СООБРАЖЕНИЯ ПО ВЫБОРУ ВАРИАНТА РАЗМЕЩЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Основными параметрами, характеризующими тяговое электроснабжение, являются расстояния между тяговыми подстанциями, мощности этих подстанций, сечения проводов контактной сети и питающих линий электропередачи (ЛЭП). Все эти параметры взаимосвязаны и должны определяться комплексным технико-экономическим расчетом.

Уменьшение расстояний между подстанциями ведет к уменьшению мощности отдельных подстанций, уменьшению потерь электроэнергии в контактной сети и питающих ЛЭП, уменьшению сечений проводов и стоимости контактной сети и ЛЭП; способствует стабилизации уровня напряжения в контактной сети, повышению скоростей движения поездов и улучшению общетранспортных показателей. Кроме того, уменьшаются фидерные токи в контактной сети и возрастают т. к. з., что облегчает защиту фидеров, повышает надежность и бесперебойность эксплуатации, уменьшает мешающее влияние контактной сети на линии связи и низковольтные линии и повышает надежность их работы, а при постоянном токе также уменьшает блуждающие токи и их разрушающее влияние на подземные металлические сооружения и коммуникации. Уменьшение сопротивлений контактной сети увеличивает влияние внешних характеристик тяговых подстанций на распределение между ними тяговых нагрузок и нивелирует их, разгружая перегруженные и догружая малозагруженные подстанции.

В принятой у нас системе комплексного электроснабжения более частое размещение тяговых подстанций улучшает условия и удешевляет питание от них нетяговых (районных) потребителей, уменьшает стоимость линии продольного электроснабжения.

С другой стороны, более частое размещение тяговых подстанций вызывает увеличение расходов по постоянной части подстанции (независимой от нагрузки), по питающим ЛЭП или по вводам и от-

пайкам от продольных питающих ЛЭП, по питающим и отсасывающим фидерам контактной сети, увеличивает коэффициент эффективности и в соответствии с этим несколько увеличивает суммарную нагрузку питающей энергосистемы. Условия резервирования, если не пересматривать их в зависимости от количества преобразователей, потребуют при более частом размещении подстанции увеличения резервной мощности, что ухудшает использование оборудования.

Наконец, увеличение числа подстанций увеличивает расходы на содержание и обслуживание их, на автоматику и телеуправление, на сооружение устройств водоснабжения, подъездных путей, жилых домов и др.

Оптимальные экономически и технически оправданные расстояния между тяговыми подстанциями дают возможность рационально использовать оборудование, обеспечить минимум приведенных расходов, экономически оправданный минимум потерь электроэнергии и расход дефицитных материалов в системе тягового, районного и внешнего электроснабжения.

В общем случае увеличение расстояний между тяговыми подстанциями приводит к уменьшению капиталовложений, но зато увеличиваются эксплуатационные расходы. С другой стороны, чем дешевле каждая тяговая подстанция, тем экономичнее уменьшение расстояний между ними и тем меньше эксплуатационные расходы.

В последнее время решения партии и правительства, направленные на осуществление коренного технического перевооружения транспорта, поставили перед железнодорожниками две новые задачи: значительно повысить скорости движения поездов и обеспечить комплексное электроснабжение не только тяговых, но и районных потребителей при электрификации железных дорог. Эти задачи лучше решаются при уменьшении расстояний между тяговыми подстанциями, так как при этом повышается уровень напряжения в контактной сети, уменьшается протяженность сетей питающих районных потребителей и потери в них. Так как при этом еще больше увеличиваются тяговые и районные нагрузки, а следовательно, и эксплуатационные расходы, то становится оправданным еще большее сближение тяговых подстанций.

Такое же влияние на размещение тяговых подстанций оказывает и внедрение новой техники. Новое экономичное оборудование, новые рациональные схемы электроснабжения, внедрение автоматики и телеуправления, упразднение обслуживающего персонала на подстанциях, а также индустриализация, унификация и техническое совершенствование строительно-монтажных работ снижают стоимость подстанций и оправдывают их сближение.

Это положение характерно для последних электрифицированных линий СССР, оно подтверждается и зарубежным опытом электрификации железных дорог. В Италии, Японии и других странах на участках, электрифицированных в последние годы, расстояния между тяговыми подстанциями значительно меньше, чем при-

нимались раньше, когда решающими были главным образом капиталовложения.

Следует учитывать, что есть и другие элементы новой техники, которые, напротив, способствуют увеличению расстояний между тяговыми подстанциями. К ним относится автоматическое регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности, рекуперация электроэнергии и др. Поэтому выбор оптимального расстояния между тяговыми подстанциями должен быть технико-экономически обоснован.

## § 11-2. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КОМПЛЕКСНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЯГОВЫХ И РАЙОННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗМЕЩЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

На размещение тяговых подстанций влияет конфигурация и напряжение питающих линий электропередачи.

Если эти ЛЭП сооружаются одновременно с электрификацией железной дороги и проходят вдоль нее на небольшом расстоянии, то влияние их на размещение тяговых подстанций несущественно. Если же в системах с развитыми сетями тяговые подстанции присоединяются в разных пунктах, то стоимость этих присоединений по разным вариантам различная. В системах с питающим напряжением 220 *кв* эти различия особенно заметны. В таких случаях более оправдано редкое размещение подстанции.

Большое влияние на размещение тяговых подстанций оказывает совмещение тяговых и районных подстанций. Месторасположение таких подстанций, естественно, должно быть возможно ближе к центру районных нагрузок. При переменном токе с напряжением в контактной сети 25 *кв* тяговые подстанции не так жестко привязаны к трассе электрифицируемой линии и могут без особого ущерба для системы тягового электроснабжения перемещаться вдоль линии на 3—5 *км*.

При сопоставлении вариантов в части внешнего электроснабжения следует учитывать следующие затраты:

а) при наличии продольной питающей ЛЭП — затраты по отпайкам от нее к тяговым подстанциям;

б) при отсутствии продольной питающей ЛЭП — затраты по тем линиям, которые сооружаются к тяговым подстанциям, и по оборудованию выводных ячеек в начале их, т. е. на опорных районных подстанциях.

Область питания районных потребителей от тяговых подстанций по отдельным ЛЭП-10 и 35 *кв* ограничивается допустимой потерей напряжения и плотностью тока. Рациональные области питания для районных нагрузок приведены в табл. 10-1.

Величину нагрузок и размещение крупных потребительских подстанций следует получать от совнархозов по плановым соображениям на перспективу (на 10-й год).

В настоящее время для питания нетяговых железнодорожных и мелких районных потребителей применяются линии продольного электроснабжения, подвешиваемые на опорах контактной сети. При электротяге на постоянном токе напряжение этих линий 10 *кв*. При электротяге на переменном токе широко применяется система ДПР, в которой в качестве третьей фазы используются рельсы главных путей.

Рациональные области питания сельскохозяйственных и районных потребителей от ЛЭП продольного электроснабжения могут быть установлены технико-экономическим расчетом в зависимости от среднего удельного электропотребления в киловаттах на

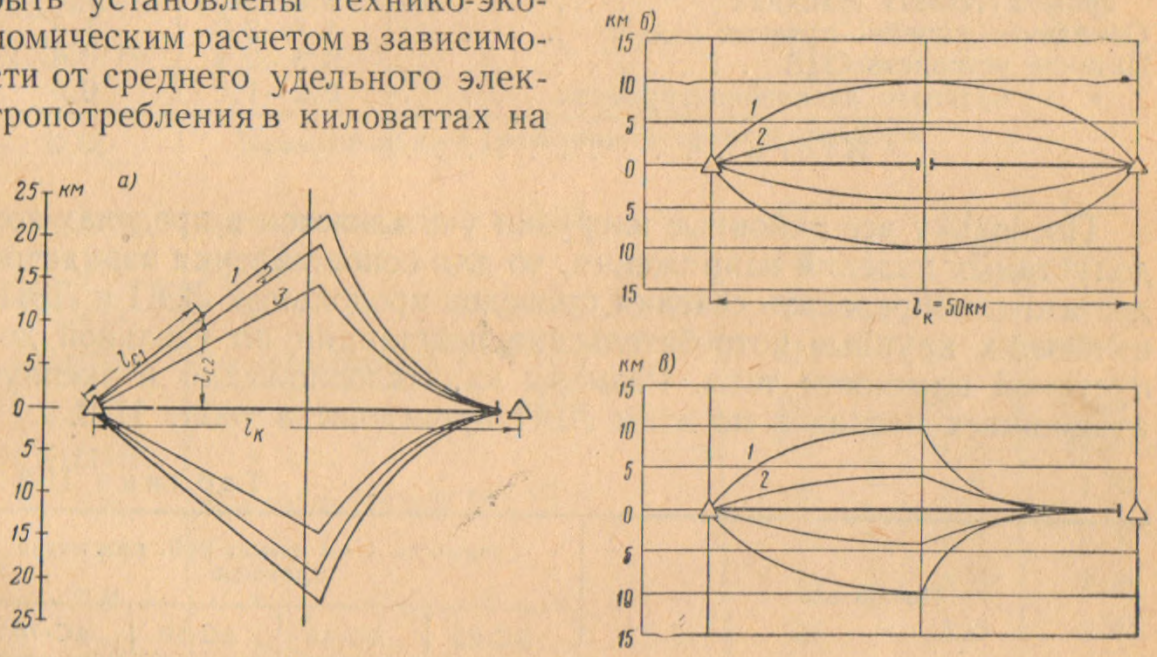



Рис. 11-1

1 *км*$^2$ территории на перспективу по плановым соображениям совнархозов или Гипросельэлектро. В предварительных расчетах для этой цели могут быть использованы разработанные Трансэлектропроектом кривые, изображенные на рис. 11-1, определяющие рациональные области питания районных потребителей по системе ДПР при напряжении 25 *кв*. На рис. 11-1, *а* представлена область питания отдельных сосредоточенных потребительских подстанций мощностью 450 *квт* (*1*), 900 *квт* (*2*), 1 800 *квт* (*3*) при среднем расстоянии между тяговыми подстанциями $l_к = 50$ *км*. Допустимые отклонения от трассы железнодорожной линии $l_{c2}$ показаны на шкале слева. На рис. 11-1, *б* и *в* показаны области питания мелких распределенных районных потребителей при среднем электропотреблении 2—3 *квт*/*км*$^2$ при двустороннем (*б*) и одностороннем (*в*) питании продольной ДПР, для случаев когда энергосистема питает районных потребителей по ЛЭП-35 *кв* (*1*) или по ЛЭП-10 *кв* (*2*).

Как видно, области питания распределенных районных потребителей сокращаются за счет защитных мер по уменьшению влияния несимметрии напряжения и усилению заземления. Эти данные увязаны с исследованиями Гипросельэлектро в этой области.

Величина нагрузок железнодорожных нетяговых потребителей в среднем на перспективу может быть принята 10 *квт/км* линии. Более подробно величина этих нагрузок показана в табл. 11-1.

Таблица 11-1

| Показатели | Нагрузка в *квт/км* | |
|---|---|---|
| | Пределы | Расчетная |
| Освещение и силовое электрооборудование на промежуточных станциях . . . . . | 5,0—10,0 | 7,0 |
| Освещение линейно-путевых зданий . . . . . | 1,5—2,0 | 1,8 |
| Питание устройств СЦБ . . . . . | 0,5—0,8 | 0,6 |
| » путевого электроинструмента . . . . . | 0,2—1,0 | 0,6 |
| Итого . . . . . | — | 10,0 |

Поскольку все районные нагрузки учитываются в пределах зон допустимых падений напряжения, то для сопоставления вариантов достаточно определить сечения проводов продольных ЛЭП и ЛЭП, питающих крупные потребительские подстанции по удельной допустимой плотности тока. Размеры капиталовложений и эксплуатационных расходов по этим ЛЭП приведены в табл. 11-2.

Таблица 11-2

| Показатель | Стоимость 1 *км* в тыс. руб. при марке проводов | | | |
|---|---|---|---|---|
| | АС-25 | АС-35 | АС-50 | АС-70 |
| ДПР-25 . . . . . | 1,48 | 1,59 | 1,60 | 1,69 |
| ЛЭП-35 . . . . . | — | 1,79 | 1,87 | 2,01 |

Для линий на самостоятельных опорах и распределительных подстанций данные приведены ниже, в табл. 11-20 и 11-21.

Большой удельный вес районных нагрузок в системе комплексного электроснабжения, естественно, оказывает влияние на схемы и на стоимость тяговых подстанций.

При электротяге на переменном токе в настоящее время на тяговых подстанциях устанавливаются трехфазные трехобмоточные трансформаторы (вторая обмотка 35 или 10 *кв* для питания района, третья 25 *кв* — для тяги). Исследования ЦНИИ и Трансэлектропроекта [1] показали, что при удельном весе районных нагрузок до 50% экономичнее питание их от отдельных трехфазных трансформаторов, а тяговых — от однофазных трансформаторов. При большем удельном весе районных нагрузок тяговые подстанции превращаются в крупные районные с потребителями 10 и 35 *кв*, которые также целесообразно питать от отдельных трехобмоточных трансформаторов. Во всех случаях выделение питания районных потребителей от отдельных трансформаторов целесообразно и с целью уменьшения несимметрии напряжения у них.

Таблица 11-3

| Тип | Характеристика | Первичное напряжение в *кв* | Габаритная мощность в *Мва* | Стоимость в тыс. руб. |
|---|---|---|---|---|
| | **Тяговые трансформаторы** | | | |
| ТМРУ | Двухобмоточный . . . . . | 10 | 16 | 15,0 |
| ТДРУНГ | » . . . . . | 110 | 20 | 28,5 |
| ТДТРУНГ | Трехобмоточный . . . . . | 110 | 25 | 36,5 |
| ТДТРУНГ | » . . . . . | 110 | 35 | 42,0 |
| | **Понизительные (районные) трансформаторы** | | | |
| ТМТГ | Трехобмоточный без РПН . . . . | 110 | 5,6 | 11,7 |
| ТМТГ | То же . . . . . | 110 | 7,5 | 14,0 |
| ТМТГ | » . . . . . | 110 | 10 | 17,5 |
| ТДТНГ | Трехобмоточный с РПН . . . . . | 110 | 15 | 27,5 |
| ТДТНГ | То же . . . . . | 110 | 20 | 32,0 |
| ТДТНГ | » . . . . . | 110 | 31,5 | 39,8 |
| ТМ | Двухобмоточный без РПН . . . | 35 | 1,0 | 1,69 |
| ТМ | То же . . . . . | 35 | 1,8 | 2,45 |
| ТМ | » . . . . . | 35 | 3,2 | 3,37 |
| ТМ | » . . . . . | 35 | 5,6 | 4,85 |

При электротяге на постоянном токе в настоящее время выпрямительные агрегаты, как правило, питаются от обмоток 10 *кв* трехобмоточных понизительных трансформаторов. Как показали исследования Трансэлектропроекта [2], при больших районных нагрузках целесообразнее питать районных потребителей от отдельных трехобмоточных трансформаторов, а тягу от выпрямительных агрегатов, присоединенных непосредственно к шинам 110 *кв*. Вариант с трехобмоточными тяговыми трансформаторами, присоединяемыми к шинам 110 *кв*, примерно также экономичен, но при этом требуется изготовление промышленностью многих типов сложных трехобмоточных тяговых трансформаторов и трудно обеспечить районную нагрузку по мере ее роста.

На рис. 11-2 показаны упомянутые выше схемы тяговых подстанций и их экономические показатели в зависимости от удельного веса районной нагрузки (*а* — по вариантам для тяговых подстанций постоянного тока; *б* — то же для подстанций переменного тока). Ориентировочные сравнительные стоимости трансформаторов по новым типам тяговых подстанций приведены в табл. 11-3.

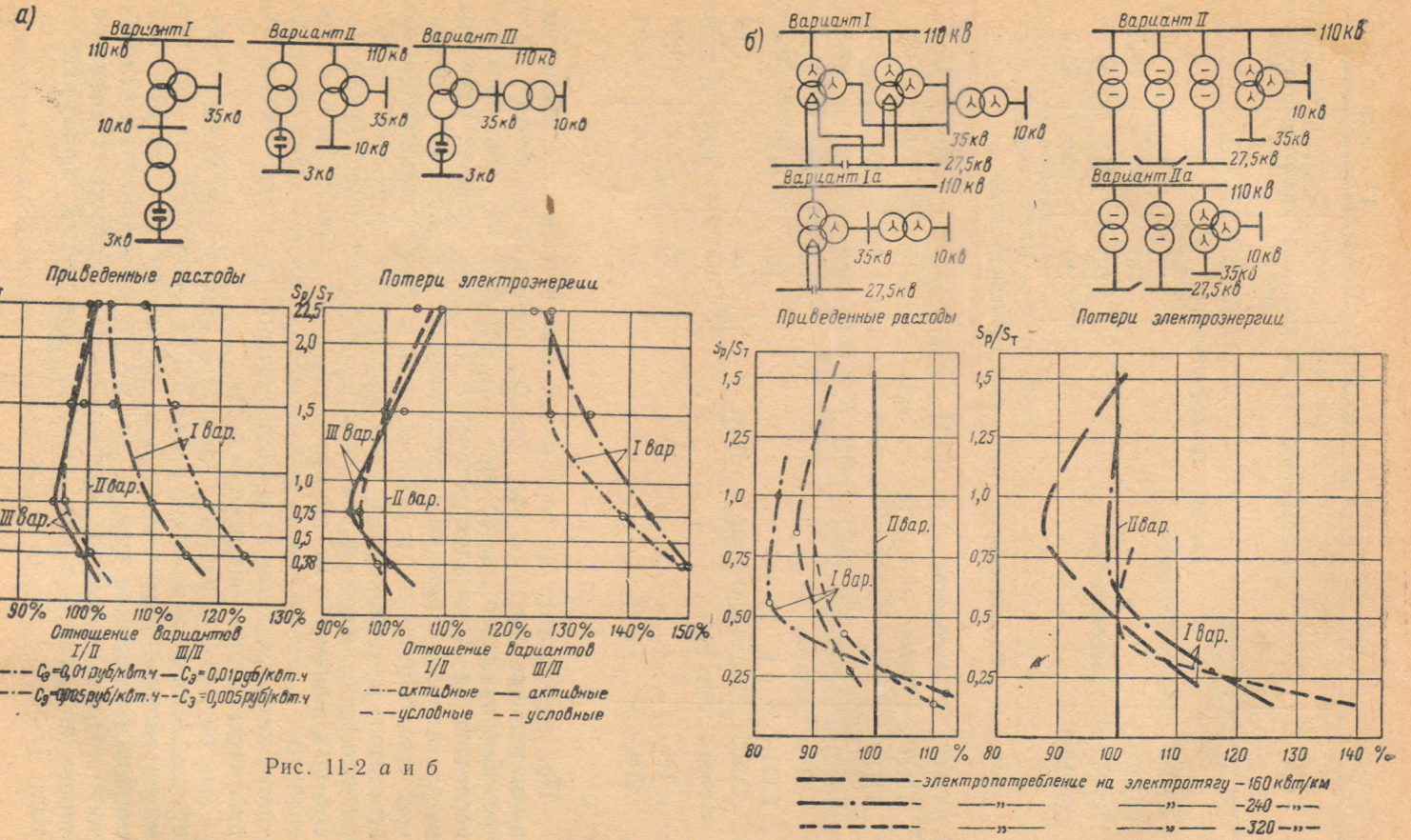

а)
Вариант I
110 кв
10 кв
35 кв
3 кв
Вариант II
110 кв
35 кв
10 кв
3 кв
Вариант III
110 кв
35 кв
10 кв
3 кв
Приведенные расходы
Sр/Sт
22,5
2,0
1,5
1,0
0,75
0,5
0,30
0
I вар.
II вар.
III вар.
90% 100% 110% 120% 130%
Отношение вариантов
I/II III/II
Cэ=0,01 руб/квт.ч — Cэ=0,01руб/квт.ч
Cэ=0,005 руб/квт.ч -- Cэ=0,005 руб/квт.ч
Потери электроэнергии
Sр/Sт
22,5
2,0
1,5
1,0
0,75
0,5
0,38
III вар.
II вар.
I вар
90% 100% 110% 120% 130% 140% 150%
Отношение вариантов
I/II III/II
активные — активные
условные -- условные
б)
Вариант I
110 кв
35 кв
10 кв
27,5 кв
Вариант Iа
110 кв
35 кв
10 кв
27,5 кв
Вариант II
110 кв
10 кв
35 кв
27,5 кв
Вариант IIа
110 кв
10 кв
35 кв
27,5 кв
Приведенные расходы
Потери электроэнергии
Sр/Sт
1,5
1,25
1,0
0,75
0,50
0,25
II вар.
I вар.
80 90 100 110 %
80 90 100 110 120 130 140 %
электропотребление на электротягу — 160 квт/км
" — 240 — "
" — 320 — "

Рис. 11-2 *а* и *б*

## § 11-3. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Нормативные требования в части резервирования оборудования тяговых подстанций в соответствии с Нормами и техническими условиями проектирования железных дорог СССР (СН 129-60), в дальнейшем сокращенно называемые НиТУ, сводятся к следующему.

На тяговых подстанциях постоянного тока требуется установка одного резервного агрегата на две тяговые подстанции. Способ резервирования понизительных трансформаторов на тяговых подстанциях переменного тока должен выбираться на основе технико-экономического расчета.

Для выполнения плановых ремонтов на каждом участке энергоснабжения предусматривается при переменном токе 1 передвижной трансформатор, при постоянном токе — 1—2 выпрямительных агрегата (в зависимости от общего числа их) и 1 передвижной понизительный трансформатор. Как видно, количество передвижных единиц не зависит от количества подстанций и из сопоставления вариантов они могут исключаться.

Что касается стационарного резерва, то при мощных выпрямительных агрегатах и тяговых трансформаторах требование об установке отдельного резервного преобразователя теряет смысл, так как в этом случае целесообразнее обеспечить резервирование в суммарной мощности агрегатов. Основное условие резервирования должно заключаться в том, чтобы при выходе из строя любого преобразователя мощность оставшихся в работе обеспечивала нормальные размеры перевозок. Желательно при этом использовать свободную мощность смежных подстанций.

Вопросы резервирования и использования свободной мощности смежных подстанций перераспределением нагрузки путем регулирования напряжения подробно рассмотрены в главе 1. Там же дана методика соответствующих расчетов.

При предварительных расчетах по сопоставлению вариантов размещения подстанции необходимо учесть следующее.

В современных условиях при наличии мощных преобразователей (тяговых трансформаторов и выпрямительных агрегатов) оптимальными, как правило, являются только две схемы с двумя или одним преобразователем. Три или четыре преобразователя могут устанавливаться при относительно небольшой мощности их (выпрямительные агрегаты с нулевой схемой включения вентилей мощностью 3—4 *Мвт*).

На тяговых подстанциях переменного тока могут устанавливаться тяговые трансформаторы различной мощности, поэтому целью технико-экономического расчета является выбор оптимального варианта размещения подстанции, мощности их и количества трансформаторов (один или два). Для тяговых подстанций постоянного тока имеется только 1 тип мощного выпрямительного агрегата мощностью 10 *Мвт* (разборный и осваивается запаянный). В этом случае могут сопоставляться лишь 2 варианта — двухагре-

гатных или одноагрегатных подстанций, в обоих случаях размещение их предопределяется мощностью.

Принципиальное различие между однопреобразовательной и двухпреобразовательной подстанциями заключается в особенностях резервирования. Выход из строя однопреобразовательной подстанции компенсируется резервной мощностью, заложенной в преобразователи смежных подстанций. Никаких устройств по регулированию напряжения для использования резервной мощности смежных подстанций не требуется. Падающие внешние характеристики преобразователей позволяют снизить необходимую резервную мощность в них примерно на 10—15%.

На двухпреобразовательных подстанциях выход из строя одного преобразователя снижает располагаемую мощность вдвое, а чтобы использовать резервную мощность смежных подстанций, необходимо иметь автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой (АРПН); влияние внешних характеристик несущественно. С учетом использования резервной мощности смежных подстанций необходимая резервная мощность при двухпреобразовательных подстанциях на 15—20% меньше, чем на однопреобразовательных, но при отсутствии регулирования напряжения такое же соотношение оказывается в пользу одноагрегатных подстанций (см. § 1-4).

Устройства АРПН еще недостаточно надежны, ограничены небольшим числом гарантированных переключений (до 10 000), схемы автоматического регулирования для трехфазных трансформаторов с несимметричной тяговой нагрузкой еще не вполне отработаны. Поэтому использовать АРПН в полной мере при переменном токе можно только в расчетах на перспективу.

На первое время необходимо, чтобы без учета АРПН трансформатор, оставшийся в работе, обеспечивал среднегодовую нагрузку $S_{\text{ср.год}}$. Нетрудно показать, что специальной резервной мощности для этого, как правило, не требуется.

Действительно, необходимая мощность двух трансформаторов определяется выражением [см. формулу (1-19)]

$$S_{\text{н}} = k_{\text{м}} S_{\text{сим}} = k_{\text{м}} k_{\text{н}} S_{\text{ср год}}.$$

С учетом влияния внешних характеристик трансформаторов

$$S_{\text{н}} = k_{\text{м}} k_{\text{н}} - k_{\text{х}} S_{\text{ср}}. \qquad (11\text{-}1)$$

При выпадении одного трансформатора должно быть выполнено условие

$$S_{\text{ср}} = 0{,}5 S_{\text{н}} + S_{\text{рез}} = 0{,}5 k_{\text{м}} k_{\text{н}} k_{\text{х}} S_{\text{ср}} + (k_{\text{р}} - 1) S_{\text{ср}},$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент годовой неравномерности нагрузки;

$k_{\text{х}}$ — коэффициент, учитывающий влияние внешних характеристик;

$k_{\text{р}}$ — коэффициент резервирования ($> 1$).

Отсюда коэффициент резервирования

$$k_{\text{р}} = 2 - 0{,}5 k_{\text{м}} k_{\text{н}} k_{\text{х}}. \qquad (11\text{-}2)$$

При средних значениях $k_м = 1{,}5$; $k_н = 1{,}15$; $k_х = 1{,}05$ имеем

$$k_р = 2 - 0{,}91 = 1{,}09.$$

Следовательно, необходимая резервная мощность составляет лишь 9% или практически не нужна.

В настоящее время при переменном токе применяются только двухтрансформаторные подстанции, основным преимуществом которых является надежность и маневренность. Даже при отсутствии АРПН и без использования свободной мощности смежных подстанций при отключении одного трансформатора остается 50% полной мощности, что, как правило, обеспечивает среднегодовые размеры перевозок и средние районные нагрузки без дополнительного резервирования.

Применение однотрансформаторных подстанций может быть оправдано, если будет создана надежная и простая телеуправляемая необслуживаемая подстанция и надежная схема бесперебойного электроснабжения тяговых и районных потребителей при ее выпадении.

Варианты с однотрансформаторными подстанциями, несмотря на нивелирующее влияние уравнительных токов, приводят к увеличению общей потребной мощности трансформаторов за счет более тяжелых условий резервирования и повышения коэффициента эффективности нагрузки подстанции. Увеличивается общая стоимость подстанций (даже при значительном упрощении и удешевлении их и несмотря на отсутствие необходимости в АРПН) за счет увеличения количества подстанций, удорожания постоянной части — собственных нужд, вводов и питающих ЛЭП, питающих и отсасывающих фидеров контактной сети и пр. Возрастают также затраты на телеуправление и обслуживающий персонал (при полуобслуживаемых подстанциях — дежурстве на дому).

Наряду с этими отрицательными чертами варианты с однотрансформаторными подстанциями обладают рядом преимуществ. Потери энергии в трансформаторах почти не меняются, а в тяговой сети резко уменьшаются. Более высокий уровень напряжения в тяговой сети обеспечивает более высокие скорости движения и сокращает общетранспортные расходы. Создаются более благоприятные условия и более экономичные средства для питания нетяговых железнодорожных и районных потребителей (однако условия резервирования их ухудшаются). Улучшаются условия фазировки и значительно уменьшаются значения несимметрии напряжения. Создаются более благоприятные условия для уменьшения нагревания проводов контактной сети, для защиты от токов короткого замыкания, для компенсации реактивной мощности и т. д.

Выбор рациональной схемы тяговых подстанций с учетом резервирования определяется технико-экономическим расчетом. Это относится и к тяговым подстанциям постоянного тока, где шкала мощности выпрямителей ограничена (см. табл. 1-1). К тому же перегрузочные способности выпрямителей по новому ГОСТу бо-

лее ограничены, чем для трансформаторов (при нулевой схеме выпрямительного агрегата).

Поэтому, если для выпрямительных агрегатов с последовательным соединением вентилей мощностью 10 *Мвт* применимы соображения, изложенные выше для подстанции переменного тока с резервированием в мощности, то при нулевой схеме и агрегатах мощностью 3—4 *Мвт*, возможно, окажется более целесообразным и экономичным вариант с установкой отдельного стационарного резервного агрегата — одного на две подстанции при обязательном наличии АРПН, которое на тяговых подстанциях постоянного тока использовать легче [11].

## § 11-4. ОПТИМАЛЬНОЕ РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ ТЯГОВЫМИ ПОДСТАНЦИЯМИ

В проектной практике принята следующая методика выбора наиболее рационального размещения тяговых подстанций.

Предварительно определяют приближенное оптимальное для заданных условий среднее расстояние между тяговыми подстанциями по таблицам, составленным на основании опыта эксплуатации или по вспомогательным графикам, построенным на основании обобщенных расчетов. Это позволяет подробно проанализировать самые разнообразные исходные данные как технические (размеры движения, электропотребления, схемы питания), так и экономические (сечения проводов, стоимость электроэнергии и т. д.).

Установив эти оптимальные расстояния, следует привязывать тяговые подстанции к местным условиям в двух-трех вариантах, по которым и производится подробное технико-экономическое сопоставление приведенных расходов и технических показателей.

Такая методика обеспечивает наиболее полное исследование и обоснование рационального размещения тяговых подстанций вдоль электрифицируемой линии при наименьшей трудоемкости работ.

Для конкретных значений исходных данных (средних расчетных нагрузок, сечений проводов контактной сети, стоимости электроэнергии, стоимости подстанций и контактной сети, срока окупаемости и пр.) имеется определенный минимум приведенных расходов, зависящих от расстояния между тяговыми подстанциями. Если принять переменными и сечения проводов контактной сети, можно получить кривую оптимальных экономических значений расстояний между тяговыми подстанциями в зависимости от среднего расчетного электропотребления для любых значений исходных данных при разных способах резервирования.

Ниже приведены номограммы для определения приближенных оптимальных средних расстояний между тяговыми подстанциями для двухпутных и однопутных линий, электрифицируемых на однофазном токе (рис. 11-3 и 11-4) и на постоянном токе (рис. 11-5 и 11-6), составленные на основании обобщенных технико-экономических расчетов и анализа выполненных проектов [16].

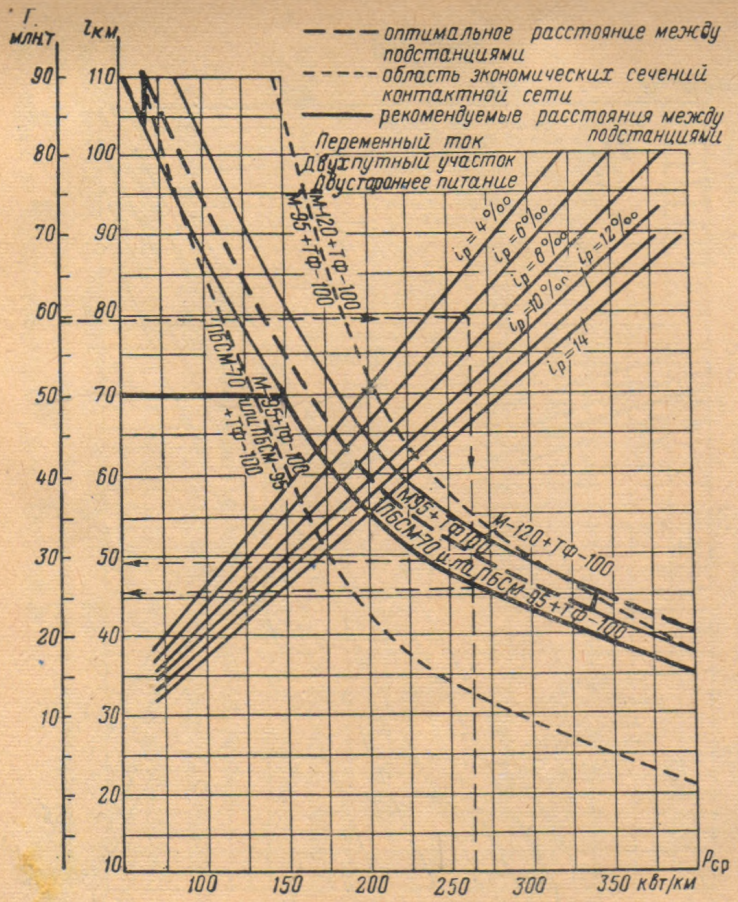



Рис. 11-3

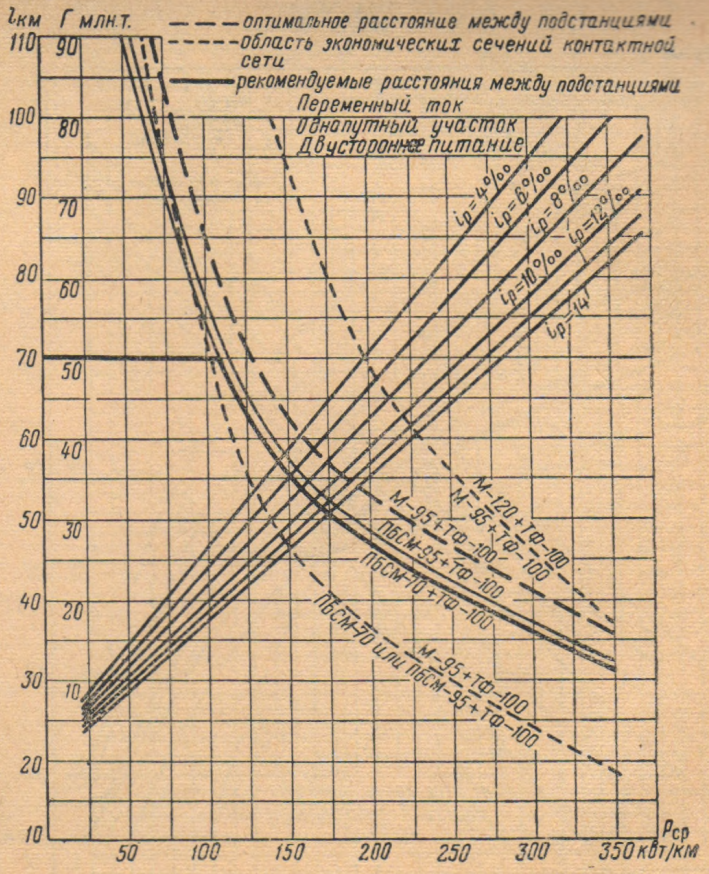



Рис. 11-4

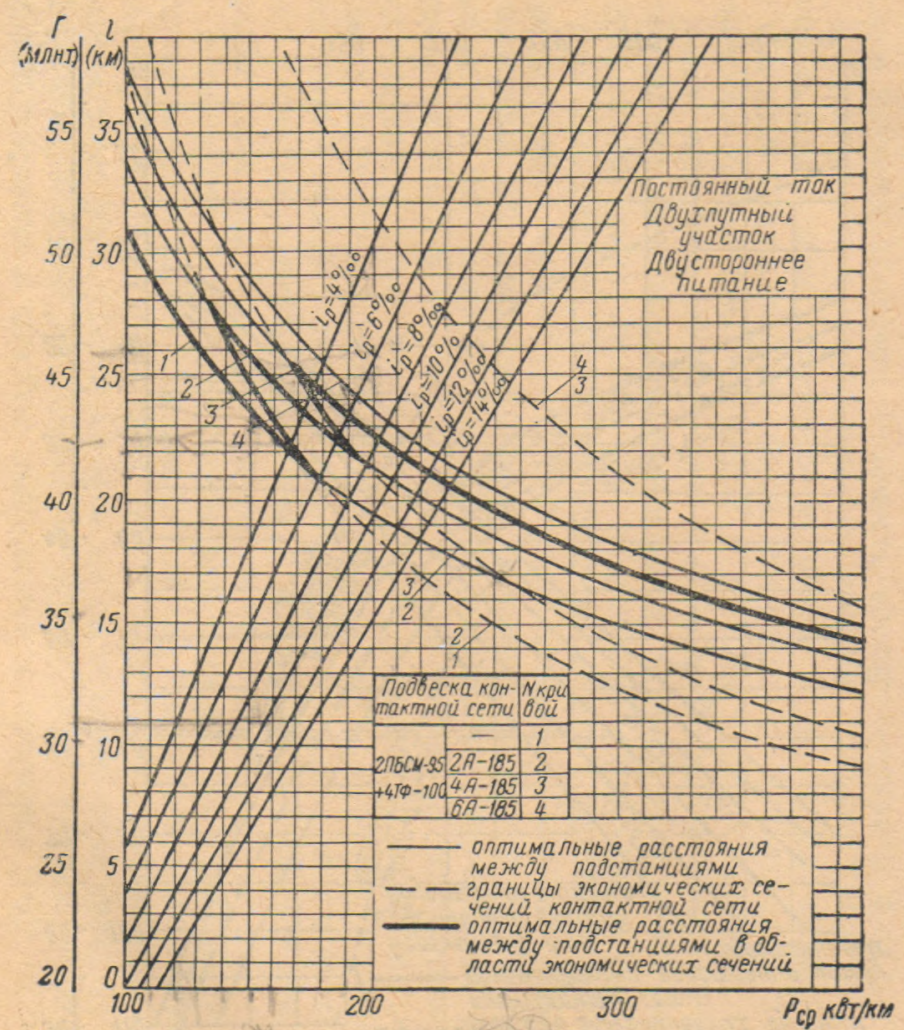



Рис. 11-5

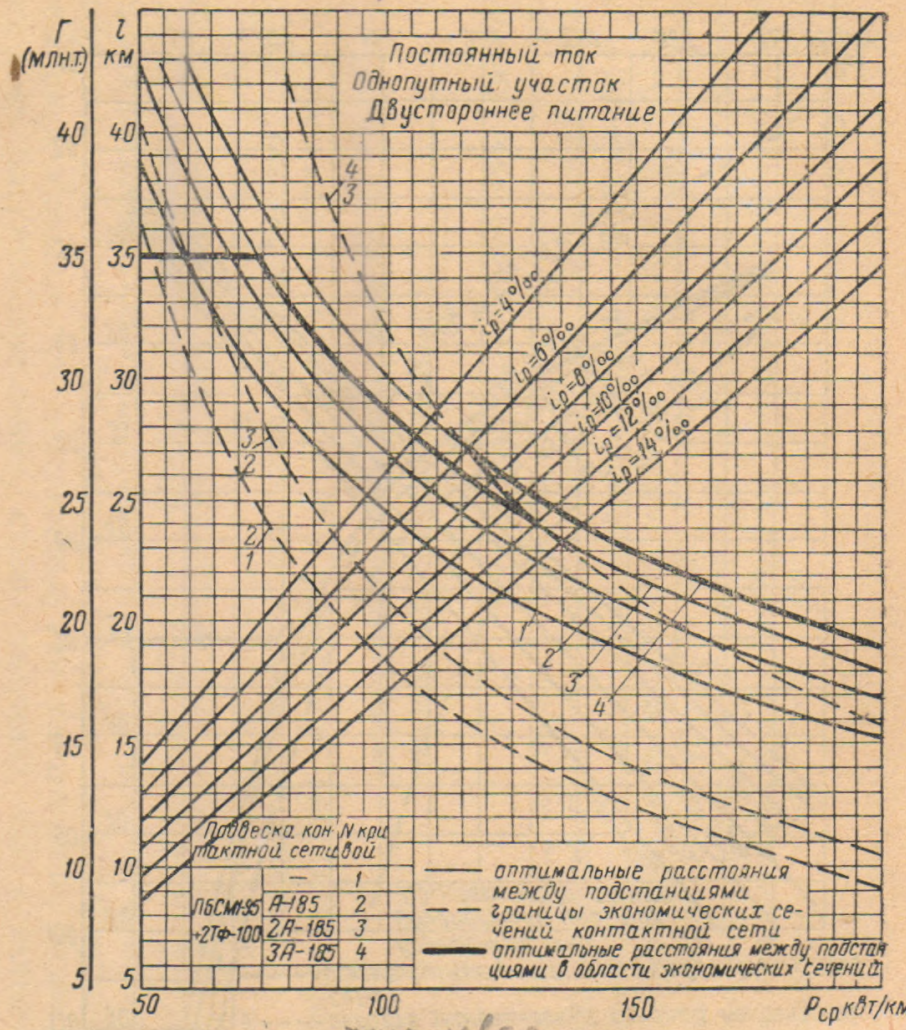



Рис. 11-6

Номограммы дают возможность определить эти расстояния в зависимости от линейной нагрузки, отнесенной к шинам тяговых подстанций, $p_{ср}$. Номограммы составлены только для двустороннего питания, которое имеет место в нормальном режиме. Возможные небольшие участки с односторонним питанием (по концам линии) не могут повлиять на среднее приближенное расстояние по всей линии.

На номограммах показаны также области экономических сечений проводов контактной сети, что и дает возможность определить действительно оптимальное расстояние между подстанциями по ступенчатой кривой на номограмме.

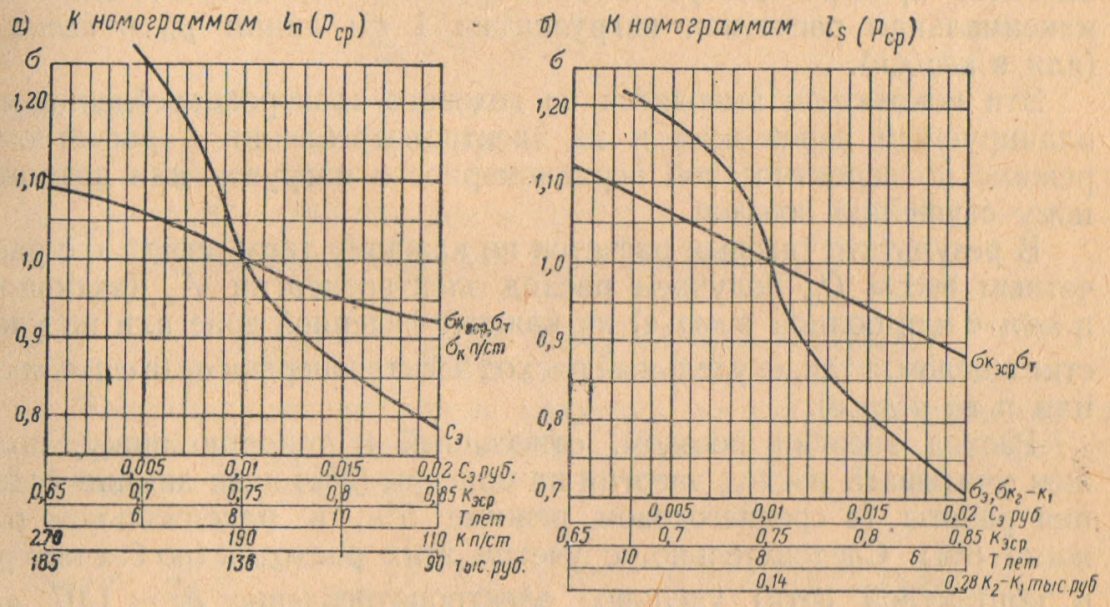



Рис. 11-7

Номограммы составлены для определенных наиболее характерных исходных данных: стоимости электроэнергии $c_э = 0{,}01$ *руб/квт·ч*, срока окупаемости $T = 8$ лет, стоимости тяговых подстанций, контактной сети и др., принятые значения которых показаны на рис. 11-7, *а* и *б* при $\sigma = 1$. При других значениях исходных данных в результаты, полученные по номограммам, следует вводить поправочный коэффициент $\sigma$.

На номограммах показаны лучевые линии для разных руководящих подъемов ($i_р$, ‰), дающие возможность определить среднее электропотребление $p_{ср}$ в зависимости от грузопотока нетто $Г_т$ или сразу определить оптимальное расстояние $l$ в зависимости от $Г_т$.

## § 11-5. ПРИБЛИЖЕННЫЕ СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для приближенных расчетов используются упрощенные формулы, приведенные в учебных изданиях [6, 7, 8] и нормативно-методических указаниях Трансэлектропроекта [3, 4, 5]. Ниже приведено описание этих способов расчетов с необходимыми пояснениями и существенными дополнениями.

## Определение годового электропотребления

Важнейшим показателем, характеризующим систему тягового энергоснабжения и лежащим в основе экономических расчетов по выбору размещения тяговых подстанций, по определению основных параметров тяговых подстанций и контактной сети, является линейная нагрузка электрифицированной линии, т. е. среднегодовая потребляемая нагрузка на 1 *км* линии $p_{ср}$ в *квт/км* (или в *ква/км*).

Другим основным показателем, по которому производятся технические проверочные расчеты выбранных параметров, является максимальная расчетная нагрузка на 1 *км* линии $p_и$ в *квт/км* (или в *ква/км*).

Эти показатели выводятся из годового электропотребления по планируемым перевозкам и из электропотребления в расчетном режиме по вероятностной неравномерности нагрузок или возможному сгущению поездов.

В результате тяговых расчетов по каждому типу поезда $v$ с расчетным весом $Q_v$ получаем расход электроэнергии $A_v$ (активной в *квт·ч* или полной в *ква·ч*) на каждой фидерной зоне или на участке в целом, а также удельный расход электроэнергии $a_0'$ (в *вт·ч/ткм* или в *ва·ч/ткм*).

Расход энергии поездом, отнесенный к токоприемнику, должен учитывать расход энергии на маневры (2%) и на зимние условия работы (в среднегодовом режиме 5%, в максимальном режиме 8%). Следовательно, с учетом этих расходов (но без потерь в контактной сети) удельное электропотребление $a_0 = 1{,}07\ a_0'$, или $a_0 = 1{,}1\ a_0'$.

При переменном токе расход энергии, полученный из тяговых расчетов, должен учитывать также отношение действующего значения переменного тока к среднему значению выпрямленного тока, т. е. коэффициент $k_d = 0{,}97$, и отношение действующего значения напряжения первичной обмотки трансформатора электровоза к среднему значению выпрямленного напряженного $k_{пр} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}} = 1{,}11$ (или обратную величину $\frac{1}{k_{пр}} = 0{,}9$).

Общее электропотребление на тягу может быть получено суммированием расхода энергии всеми поездами

$$A_{гт} = \sum_{v=1}^{v} (A_v N_{v_{сут}})\, 365. \qquad (11\text{-}3)$$

Однако количество поездов, устанавливаемое проектом организации движения, несколько больше, чем необходимо для обеспечения заданного грузопотока при полном использовании весов поездов. Электропотребление, определенное по (11-3), примерно на 15% больше действительной потребности. Поэтому правильнее определять

электропотребление по заданным грузопотокам, размерам пассажирского движения и среднему удельному электропотреблению $a_0$

$$A_{гт} = \sum (M_v a_{0v}) \text{ [млн. } квт \cdot ч\text{]}, \qquad (11\text{-}4)$$

где $M_v$ — грузопоток в млн. *ткм* брутто для грузовых, порожних и пассажирских поездов определяется по рекомендации, изложенной в главе 9 [формула (9-10)]. Удельное потребление для этих же типов поездов

$$a_{0v} = \frac{\sum_{v=1}^{v} (A_v N_{v_{сут}})\, 10^{-3}}{\sum_{v=1}^{v} (Q_v N_{v_{сут}})\, l} \text{ [}вт \cdot ч/ткм\text{]}, \qquad (11\text{-}5)$$

где для каждого поезда типа $v$:

$A_v$ — расход электроэнергии поездом на участке $l$;

$Q_v$ — вес поезда;

$N_{v_{сут}}$ — количество поездов в сутки.

Среднелинейная нагрузка $p_{ср\,т}$ на участке $l$

$$p_{ср\,т} = \frac{A_{гт}}{l \cdot 8\,760} \text{ [}квт/км \text{ (или } ква/км\text{)]}. \qquad (11\text{-}6)$$

Максимальная расчетная нагрузка на тягу приближенно (до уточнения коэффициента неравномерности для этого случая) определяется выражением

$$p_{ит} = \frac{N_0}{24\, N_{сут}\, l} \sum_{v=1}^{v} (A_v N_{v_{сут}})\, 10^{-3} \text{ [}квт/км \text{ (или } ква/км\text{)]}. \qquad (11\text{-}7)$$

Здесь

$N_0$ — расчетное число поездов по заданному интервалу между ними (при полном использовании пропускной способности линии) в сутки;

$N_{сут}$ — число поездов в сутки, выявленное проектом организации движения поездов.

Значения $p_{ср\,т}$ в зависимости от расчетного подъема линии $i_р$, ‰ и грузопотока по выполненным проектам приведены на рис. 11-8.

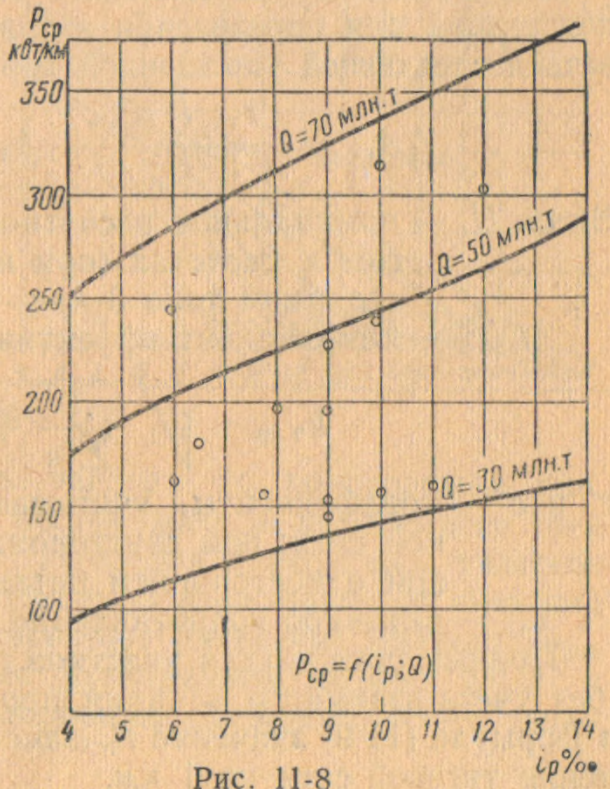



Рис. 11-8

Электропотребление нетяговыми потребителями, питаемыми от тяговых подстанций $A_{гр\,п}$ и от тяговой

сети переменного тока $A_{гр\,с}$ определяется по расчетной мощности $P_{макс\,рп}$ и $P_{макс\,рс}$ и по числу часов использования максимума районной нагрузки $T_{макс\,р}$. Значения $T_{макс\,р}$ можно принимать по рис. 10-2. Общий годовой расход электроэнергии, отнесенный к токоприемнику $A_г$, определяется выражением:

полный

$$A_г = A_{гт} + \frac{A_{грс}}{k_{мр}} + \frac{A_{грп}}{k_{мр}} \; [ква \cdot ч]; \qquad (11\text{-}8')$$

активный

$$A_{га} = A_{гт} + A_{грс} + A_{грп} \; [квт \cdot ч]. \qquad (11\text{-}8'')$$

Здесь $k_{мр}$ — коэффициент мощности районной нагрузки, который можно принимать равным 0,9.

Для наглядности и удобства последующих расчетов значения средней линейной нагрузки $p_{срт}$ и максимальной расчетной нагрузки $p_{ит}$ по каждой фидерной зоне наносятся графически на схеме с сопоставляемыми вариантами размещения тяговых подстанций. Районные нагрузки, тяготеющие к каждой тяговой подстанции, следует показывать цифрами около этих подстанций.

## Определение потерь электроэнергии в тяговой сети

**Потери в тяговой сети.** Суммарные годовые потери в проводах контактной сети и рельсах вычисляются на основании годового расхода электроэнергии по каждой фидерной зоне, отнесенного к токоприемнику электровоза $A_г$, или по средней линейной нагрузке $p_{срт}$.

В расчетах по составлению вариантов размещения тяговых подстанций для определения активных потерь достаточно пользоваться следующей упрощенной формулой [3, 6, 8]:

$$\Delta A_{гт} = \frac{r_{тс}\; l^3\, p_{ср}^2\, c'}{U_н^2}\; k_{эср} \cdot 8\,760 \; [тыс.квт \cdot ч]. \qquad (11\text{-}9)$$

Здесь $U_н$ — номинальное расчетное напряжение, принятое в тяговых расчетах (при переменном токе 25 *кв*, при постоянном токе 3 *кв*);

$k_{э\,ср}$ — коэффициент эффективности [3, 6, 8]:

$$k_{э\,ср} = \sqrt{\frac{1}{\sum t_м} + c''\left(1 - \frac{1}{\sum t}\right)}, \qquad (11\text{-}10)$$

$c'$ и $c''$ — коэффициенты, учитывающие схему питания контактной сети: при двустороннем питании $c' = 184$; $c'' = 0{,}455$; при одностороннем питании $c' = 550$; $c'' = 0{,}61$;

$r_{тс}$ — активное сопротивление тяговой сети на 1 *км*.

Полные потери (для участков переменного тока) приближенно (без учета взаимного влияния проводов) можно получить, если в формуле (11-9) значение $r_{тс}$ заменить на $z_{тс}$ — полное сопротивление тяговой сети на 1 *км*.

Для определения экономических сечений контактной сети нужно знать потери только в контактной сети, для чего вместо $r_{тс}$ следует принимать $r_{кс}$. Однако разница в потерях при этом небольшая и ею в предварительных расчетах иногда пренебрегают, компенсируя тем, что не учитывают утечку тока в землю.

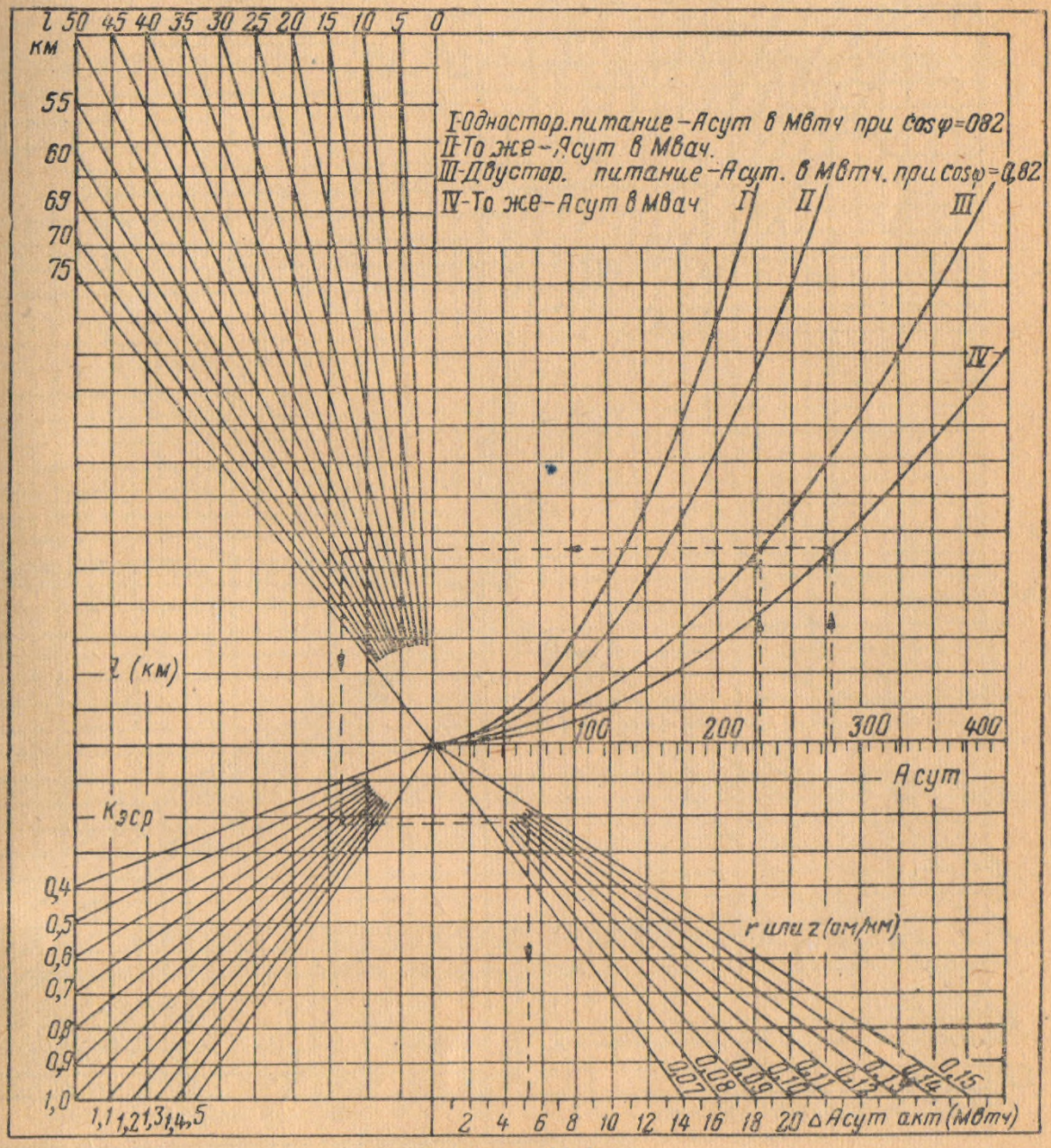
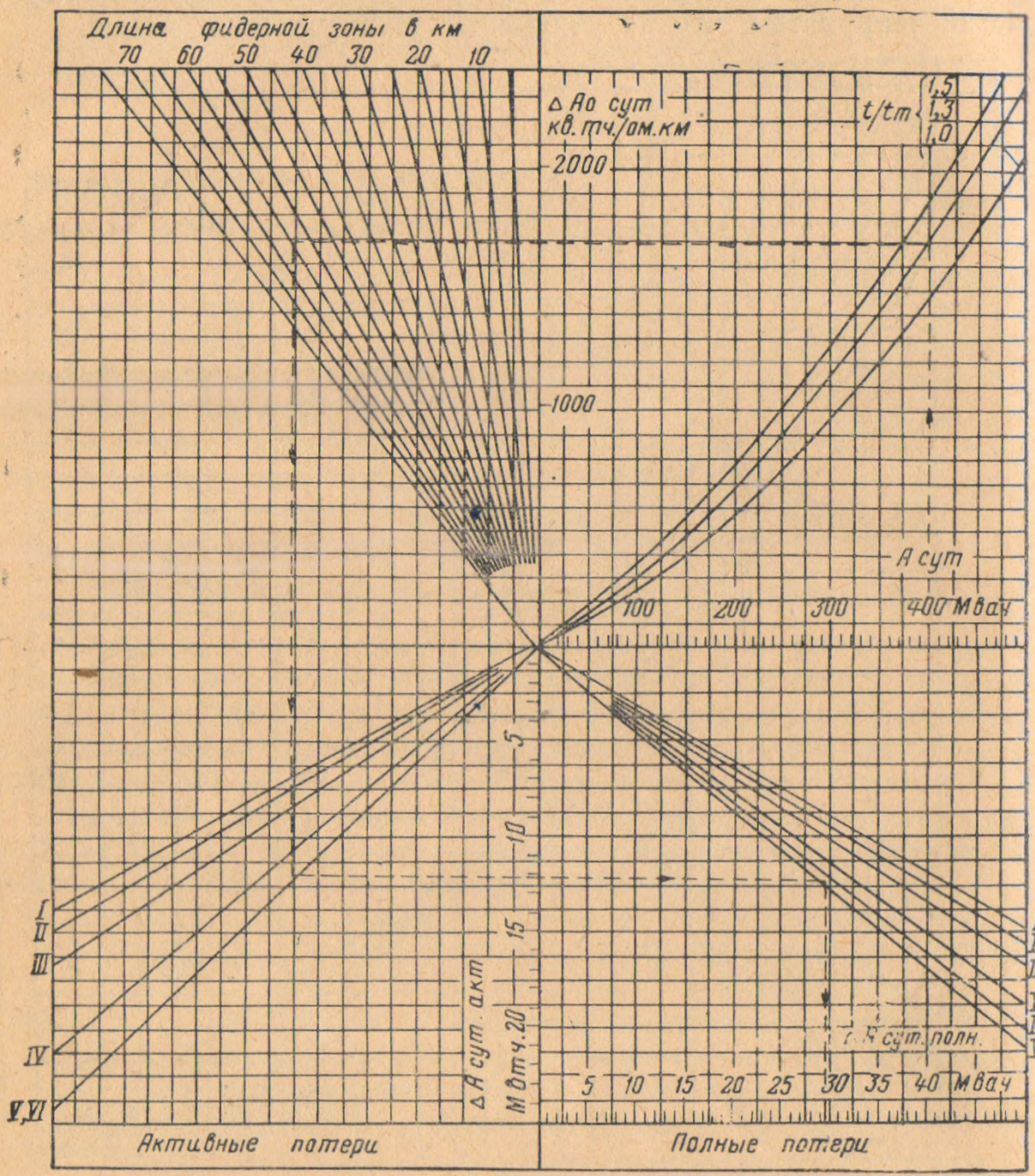



Рис. 11-9

Значения $\Delta A_{гт}$ могут быть найдены по номограммам рис. 11-9 для двухпутных участков постоянного и переменного тока с параллельным соединением и 11-10 для двухпутных участков переменного тока с узловым питанием в зависимости от значений $p_{ср}$ и $k_{эср}$ для линий с двусторонним питанием. Значение $k_{эср}$ тоже может быть определено по номограммам на рис. 11-11, *а* и *б* (*а* — для участков с двусторонним питанием, *б* — с односторонним питанием).

**Потери электроэнергии в оборудовании тяговых подстанций.** Определение потерь электроэнергии является важным элементом расчета устройств энергоснабжения электрифицируемых линий.




I – М-120 + ТФ-100;
II – М-95 + ТФ-100;
III – АСУ-120 + ТФ-100;
IV – ПБСМ-95 + ТФ-100;
V – ПБСМ-70 + ТФ-100;
VI – ПС70 + ТФ-100

Рис. 11-10

До недавнего времени определялись только потери электроэнергии в контактной сети. Потери электроэнергии в трансформаторах и преобразовательных агрегатах тяговых подстанций или не учитывались совсем, или принимались условным процентом.

При электротяге на постоянном токе это было в известной мере оправдано, так как потери в контактной сети были значительно больше, чем на подстанциях, и последние мало зависели от взаимного расположения подстанций.

При электротяге на переменном токе годовые потери электроэнергии в контактной сети значительно меньше, чем на постоянном токе, и составляют 2—3% общего расхода электроэнергии. Потери же электроэнергии в тяговых трансформаторах, завися-

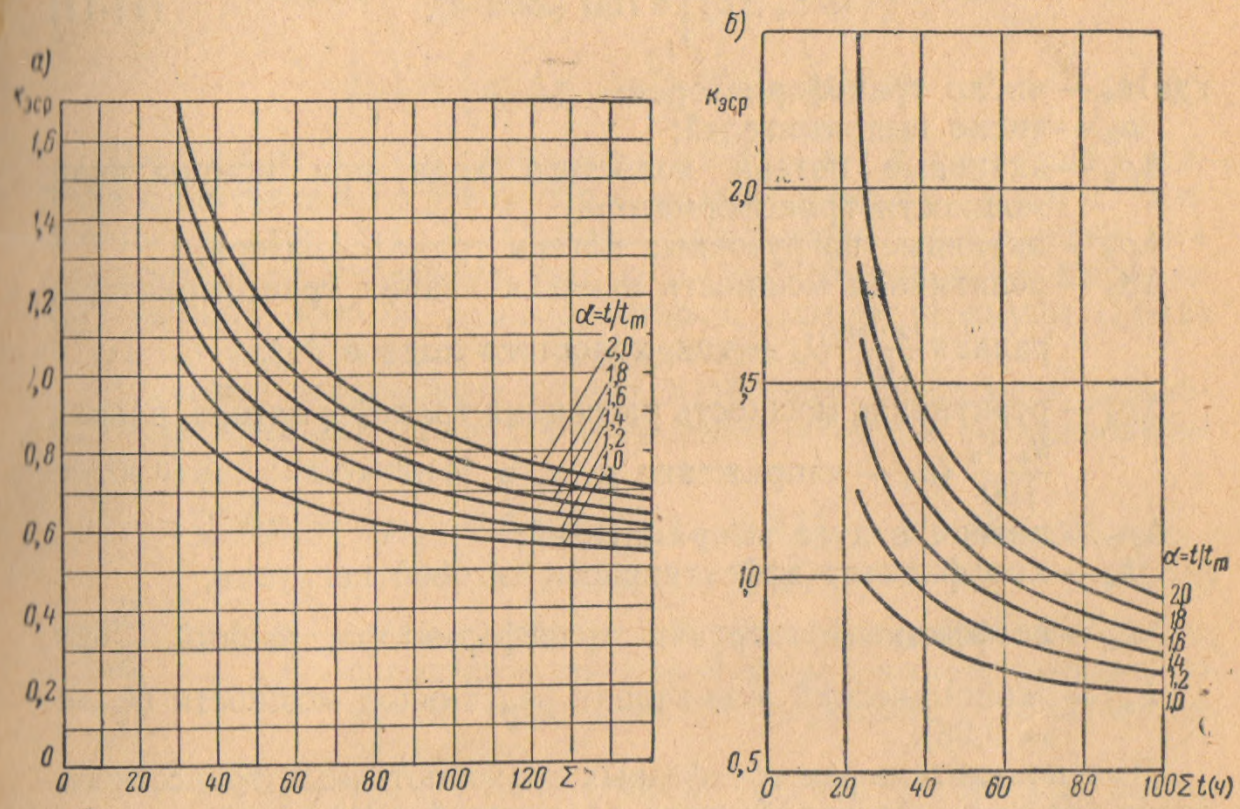



Рис. 11-11

щие от активного и индуктивного сопротивления обмоток, т. е. от мощности их и от отношения максимальной расчетной и среднегодовой нагрузок доходят до 5—8% и зависят от расположения и мощности подстанции, а также от количества, типа и схемы соединений трансформаторов на них.

Очень важным и новым обстоятельством в современных условиях является и характер расчетных режимов.

Допускаемая нагрузка трансформаторов определяется теперь износом изоляции их, требуемая мощность трансформаторов в связи с этим снижается, но потери в них увеличиваются.

Учитывая неравномерный характер тяговой нагрузки и разнообразие схем и оборудования тяговых подстанций, точное определение потерь электроэнергии на тяговых подстанциях, особенно переменного тока, является сложной задачей. В практике проектирования достаточно пользоваться приведенным ниже сравнительно простым методом расчетов [14].

Потери электроэнергии в выпрямительных агрегатах тяговых подстанций постоянного тока. Годовые потери электроэнергии в тяговых трансформаторах и выпрямителях следует определять по формуле

$$\Delta p' = \left[ n_т (\Delta p_х + k_{эр} \Delta q_х) + \frac{k_з^2}{n_т} (k_э^2 \Delta p_а + k_{эр} \Delta q_а) + \right.$$

$$\left. + n_в \Delta p_д \right] 8\,760 \ [квт \cdot ч], \qquad (11\text{-}11)$$

где $n_т$ — число трансформаторов;

$n_в$ — число выпрямителей;

$\Delta p_х$ — активные потери холостого хода при номинальной мощности трансформатора;

$\Delta p_а$ — активные нагрузочные потери трансформатора;

$\Delta q_х$ — реактивная мощность намагничивания трансформатора, равная $\frac{i_х S_н}{100}$ ($i_х$ — ток холостого хода в %);

$\Delta q_а$ — реактивная мощность рассеяния трансформатора, равная $\frac{u_к S_н}{100}$ ($u_к$ — напряжение к. з. в %);

$\Delta p_д$ — потери в дуге выпрямителей;

$k_э$ — коэффициент эффективности тяговой нагрузки;

$k_з$ — коэффициент загрузки трансформатора, равный $\frac{S_{ср}}{S_н}$;

$k_{эр}$ — экономический эквивалент реактивной мощности ($k_{эр} = 0{,}08$).

Для понизительных трехфазных трехобмоточных трансформаторов эта формула приобретает следующий вид:

$$\Delta p'' = \left[ n_т (\Delta p_а + k_{эр} \Delta q_х) + \frac{k_{з0}^2}{2n_т} (k_э^2 \Delta p_а + k_{эр} \Delta q_а) \right] 8\,760, \qquad (11\text{-}12)$$

но значение $k_{з0}$ отличается от $k_з$

$$k_{з0}^2 = \frac{S_1^2}{S_н^2} + \frac{S_2^2}{S_н^2} + \frac{S_3^2}{S_{н3} S_н}. \qquad (11\text{-}13)$$

Здесь $S_1$, $S_2$ и $S_3$ — нагрузка первичной, вторичной и третьей обмоток трансформатора;

$S_{н3}$ — номинальная мощность обмотки с меньшей мощностью (при соотношении мощностей $100 \times 100 \times 67$);

$S_н$ — номинальная мощность обмоток с большей мощностью.

В приведенных формулах определены не только активные потери электроэнергии, но и эквивалентные активные и реактивные потери, что необходимо для экономических расчетов и избавляет от сложных расчетов по определению коэффициента мощности и его

влияния на стоимость потерь реактивной мощности. Такие эквивалентные реактивные потери в отличие от активных потерь названы условными.

Активные потери в выпрямительных агрегатах $\Delta p_{\text{а}}'$ и понизительных трансформаторах $\Delta p_{\text{а}}''$ определяются формулами:

$$\Delta p_{\text{а}}' = \left( n_{\text{т}} \Delta p_{\text{х}} + \frac{k_{\text{з}}^2 k_{\text{э}}^2}{n_{\text{т}}} \Delta p_{\text{а}} + n_{\text{в}} \Delta p_{\text{д}} \right) 8\,760; \qquad (11\text{-}14)$$

$$\Delta p_{\text{а}}'' = \left( n_{\text{т}} \Delta p_{\text{х}} + \frac{k_{\text{з}}^2 k_{\text{э}}^2}{n_{\text{т}}} \Delta p_{\text{а}} \right) 8\,760. \qquad (11\text{-}15)$$

Потери электроэнергии в трехфазных трансформаторах тяговых подстанций переменного тока. Особенностью тяговых подстанций при электротяге на переменном токе является неравномерная нагрузка фаз тяговых обмоток трансформаторов, поэтому формулы (11-12) и (11-15) для этого случая неприменимы.

Активные нагрузочные потери в тяговом трехфазном трехобмоточном трансформаторе с учетом токов обратной последовательности будут следующие:

$$\sum \Delta p_{\text{а}} = \Delta p_{\text{ап}} + \Delta p_{\text{ат}} + \Delta p_{\text{ар}} = 3 I_{1\text{п}}^2 r_{\text{п}} + 3 I_{2\text{п}}^2 r_{\text{п}} + \\ + 3 I_{1\text{т}}^2 r_{\text{т}} + 3 I_{2\text{т}}^2 r_{\text{т}} + 3 I_{\text{р}}^2 r_{\text{р}}, \qquad (11\text{-}16)$$

где п, т и р — индексы первичной, тяговой и районной обмоток;

$r$ — сопротивление одной фазы соответствующих обмоток, приведенное к первичному фазовому напряжению;

$I_1$; $I_2$ — токи соответственно прямой и обратной последовательности в первичной и тяговой обмотках.

Составляющей потерь от токов обратной последовательности в районной обмотке ввиду ее незначительности пренебрегаем.

Токов нулевой последовательности в тяговой обмотке не возникает, так как она соединена в треугольник.

В соответствии с исследованиями ЦНИИ [15]:

$$\left.\begin{aligned} I_{1\text{п}}^2 &= \frac{1}{9} I_{\text{этп}}^2 (n^2 + 1 + 9m^2 + 2n + 6mn + 6m); \\ I_{2\text{п}}^2 &= \frac{1}{9} I_{\text{этп}}^2 (n^2 + 1 - n); \\ I_{1\text{тп}}^2 &= \frac{1}{9} I_{\text{этп}}^2 (n^2 + 1 + 2n); \\ I_{2\text{тп}}^2 &= \frac{1}{9} I_{\text{этп}}^2 (n^2 + 1 - n); \\ I_{1\text{рп}}^2 &= I_{\text{этп}}^2 m^2; \end{aligned}\right\} \qquad (11\text{-}17)$$

где $n = \dfrac{I_{\text{т}}''}{I_{\text{т}}'}$ — отношение тяговых нагрузок плеч питания $(0 \leqslant n \leqslant 1)$;

$m = \frac{I_р}{I'_т}$ — отношение тока фазы районной нагрузки к тяговому току наиболее нагруженного плеча питания (токи приведены к первичному фазовому напряжению);

$I_{этп}$ — эффективный ток наиболее нагруженного тягового плеча, приведенный к первичному напряжению.

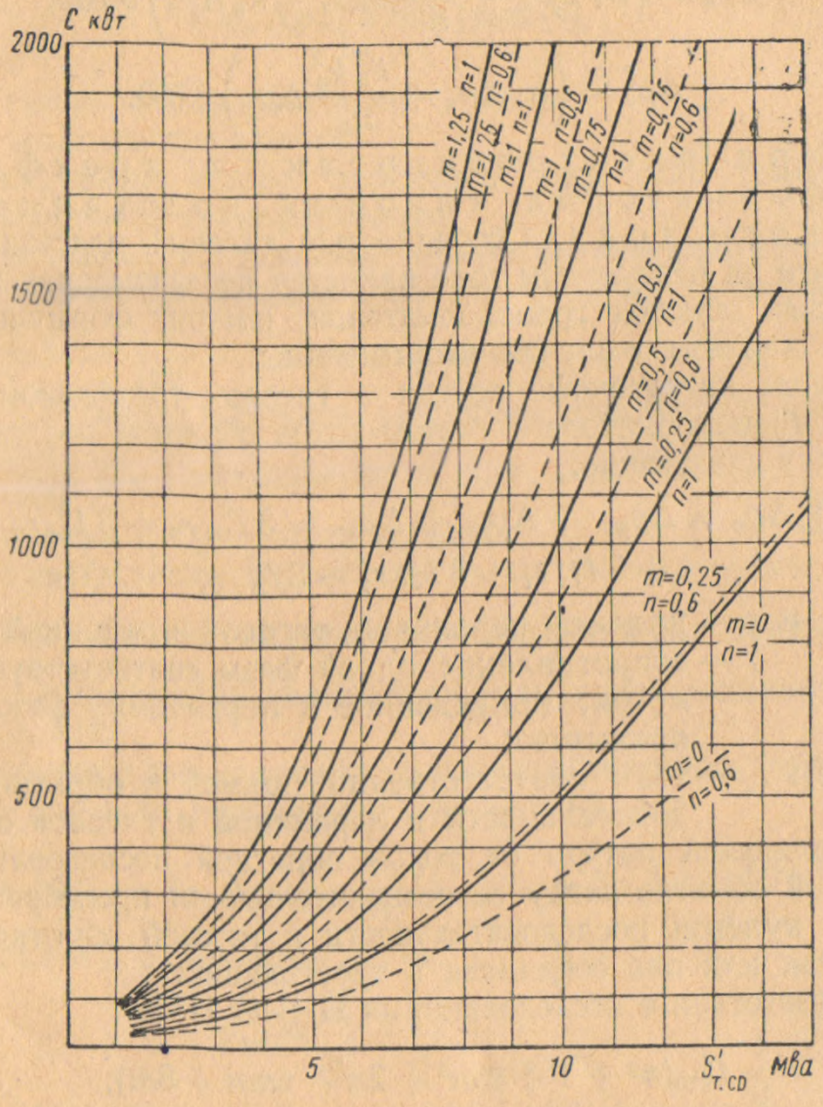



Рис. 11-12

Подставляя эти значения в формулы (11-15) и (11-16), получим: условные потери

$$\Delta p'''_{усл} = \left[ n_т (\Delta p_х + k_{эр} \Delta q_х) + \frac{k_з^2 k_э^2}{n_т} (\Delta p_а + k_{эр} \Delta q_а) \times \right.$$

$$\left. \times (9m^2 + 2n^2 + 3mn + 3m + n + 2) \right] 8\,760; \qquad (11\text{-}18)$$

активные потери

$$\Delta p_{\text{а}}''' = \left[ n_{\text{т}} \Delta p_{\text{х}} + \frac{k_{\text{з}}^2 k_{\text{э}}^2}{n_{\text{т}}} \Delta p_{\text{а}} (9m^2 + 2n^2 + \right.$$

$$\left. + 3mn + 3m + n + 2) \right] 8\,760. \qquad (11\text{-}19)$$

Если обозначить:

$$A_{\text{усл}} = n_{\text{т}} (\Delta p_{\text{х}} + k_{\text{эр}} \Delta q_{\text{х}});$$

$$B_{\text{усл}} = \frac{k_{\text{з}}^2}{n_{\text{т}}} (\Delta p_{\text{а}} + k_{\text{эр}} \Delta q_{\text{а}}) \frac{1}{S_{\text{н}}^2};$$

$$C_{\text{усл}} = (9m^2 + 2n^2 + 3mn + 3m + 2 + 2) S_{\text{ср}}^2,$$

$$\text{то} \quad \Delta p_{\text{усл}}''' = A_{\text{усл}} + B_{\text{усл}} + C_{\text{усл}}. \qquad (11\text{-}20)$$

Значения $A_{\text{усл}}$ и $B_{\text{усл}}$ для разных типов трансформаторов приведены в табл. 11-4 и 11-5.

Значения $C_{\text{усл}}$ в зависимости от $m$, $n$ и $S_{\text{ср}}$ приведены на рис. 11-12.

Аналогично принято:

$$A_{\text{а}} = n + \Delta p_{\text{х}}; \quad B_{\text{а}} = \frac{k_{\text{э}}^3}{n_{\text{т}}} \Delta p_{\text{а}} \frac{1}{S_{\text{п}}^2}; \quad C_{\text{а}} = C_{\text{усл}},$$

тогда

$$\Delta p_{\text{а}}'' = A_{\text{а}} + B_{\text{а}} + C_{\text{а}}.$$

Значения $A_{\text{а}}$ и $B_{\text{а}}$ также приведены в табл. 11-4 и 11-5.

Потери электроэнергии в однофазных трансформаторах тяговых подстанций переменного тока. Однофазные трансформаторы на тяговых подстанциях переменного тока включаются в открытый треуголь-

Таблица 11-4

| Показатели | Количество и мощность трехфазных трансформаторов в *Мва* | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1×10 | 1×15 | 1×20 | 1×31,5 | 1×40,5 | 2×10 | 2×15 | 2×20 | 2×31,5 | 2×40,5 |
| Без АРПН: | | | | | | | | | | |
| $A_{\text{усл}}$ | 73 | 111 | 134 | 185 | 227 | 146 | 222 | 264 | 371 | 454 |
| $B_{\text{усл}}$ | 1,99 | 1,26 | 0,91 | 0,55 | 0,43 | 0,995 | 0,63 | 0,45 | 0,27 | 0,21 |
| $A_{\text{а}}$ | 45 | 63 | 78 | 110 | 130 | 90 | 120 | 152 | 220 | 260 |
| $B_{\text{а}}$ | 1,07 | 0,645 | 0,449 | 0,26 | 0,20 | 0,535 | 0,322 | 0,244 | 0,13 | 0,10 |
| С АРПН: | | | | | | | | | | |
| $A_{\text{усл}}$ | 85,5 | 119 | 160 | 252 | 277 | 171 | 238 | 320 | 504 | 554 |
| $B_{\text{усл}}$ | 2,12 | 1,31 | 1,01 | 0,52 | 0,42 | 1,06 | 0,66 | 0,51 | 0,26 | 0,21 |
| $A_{\text{а}}$ | 49,5 | 65 | 80 | 125 | 145 | 99 | 130 | 160 | 250 | 290 |
| $B_{\text{а}}$ | 1,08 | 0,67 | 0,51 | 0,248 | 0,183 | 0,54 | 0,335 | 0,26 | 0,129 | 0,09 |

Таблица 11-5

| Показатели | Мощность однофазных трансформаторов в *Мва* | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 6,7 | 10,5 | 13,5 | 15 | 20 | 23 | 30 | 40 |
| $A_{усл}$ | 43,3 | 57,2 | 65,9 | 73 | 92,3 | 101,5 | 126 | 164 |
| $B_{усл}$ | 3,15 | 1,7 | 1,28 | 1,13 | 0,82 | 0,676 | 0,516 | 0,38 |
| $A_a$ | 24,5 | 29,5 | 33,5 | 37 | 47 | 50 | 66 | 84 |
| $B_a$ | 1,76 | 0,815 | 0,595 | 0,517 | 0,355 | 0,276 | 0,210 | 0,147 |

ник, каждое плечо питается отдельно одним или двумя однофазными трансформаторами. Районная нагрузка питается также отдельно одним или двумя трехфазными трансформаторами.

Присваивая индекс ′ более загруженному плечу питания и индекс ″ менее загруженному плечу, получаем по аналогии с предыдущим расчетные формулы:

$$\Delta p^0_{усл} = \Delta p'_{т\ усл} + \Delta p''_{усл};$$

$$\Delta p^0_{усл} = \left[n'_т\left(\Delta p'_x + k_{эр}\,\Delta q'_x\right) + n''_р + k_{эр}\,\Delta q''_x\right] +$$

$$+ \frac{k_з^2\,k_э^2}{n_т}\left(\Delta p'_a + k_{эр}\,\Delta q'_a\right) + \frac{k_з^2\,k_э^2}{n''_т}\left(\Delta p''_a + k_{эр}\,\Delta q_a\right) 8\,760. \quad (11\text{-}21)$$

Принимая:

$$A^{0'}_{усл} = \Delta p'_x + k_{эр}\,\Delta q'_x; \quad \Delta A^{0''}_{усл} = \Delta p''_x + k_{эр}\,\Delta q''_x;$$

$$B^{0'}_{усл} = \frac{k_з^2}{S_н^2}\left(\Delta p'_a + k_{эр}\,\Delta q'_a\right); \quad B^{0''}_{усл} = \frac{k_з^2}{S_н^2}\left(\Delta p''_a + k_{эр}\,\Delta q''_a\right),$$

тогда

$$\Delta p^0_{т\ усл} = \left(n'_т\,A^{0'}_{усл} + n''_т\,A^{0''}_{усл} + \frac{B^{0'}_{усл}}{n'_т} + \frac{B^{0''}_{усл}}{n''_т}\right) S_т^2 \cdot 8\,760. \quad (11\text{-}22)$$

Аналогично для активных потерь:

$$A^{0'}_a = \Delta p'_x; \quad A^{0''}_a = \Delta p''_x;$$

$$B^{0'}_a = \frac{k_э^2}{S_н}\,\Delta p'_a; \qquad B^{0''}_a = \frac{k_э^2}{S_н}\,\Delta p''_a.$$

Расчет потерь энергии в трансформаторах выпрямительных подстанций может производиться в зависимости от среднегодовой тяговой нагрузки $S_т$ и отношения загрузки обмотки для питания районных потребителей к мощности тяговой обмотки $m$ по графикам рис. 11-13 (номограмма для определения потерь активной мощности в понизительных трехобмоточных трансформаторах с регу-

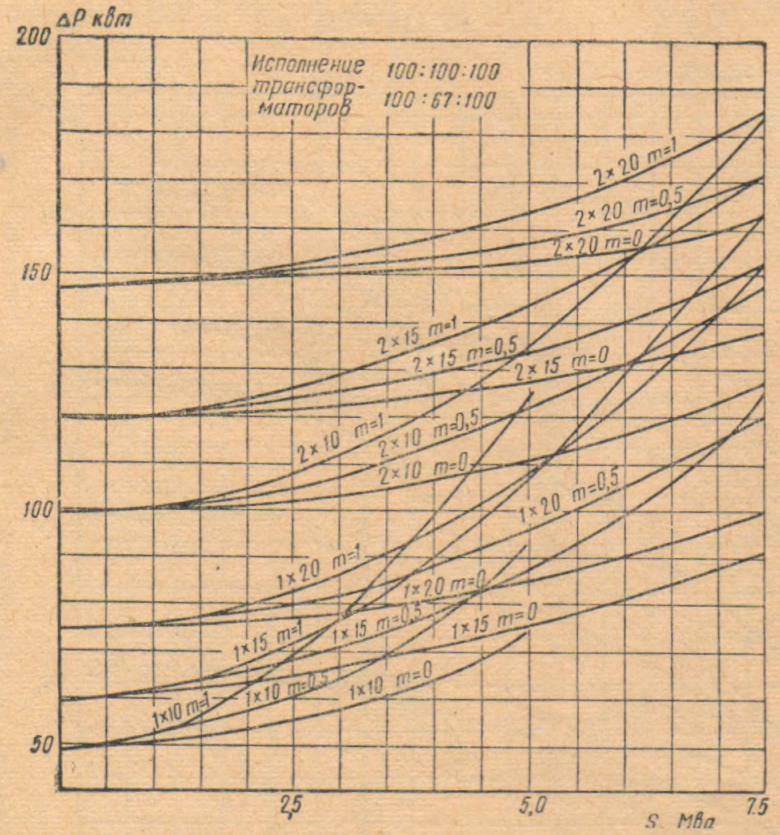



Рис. 11-13

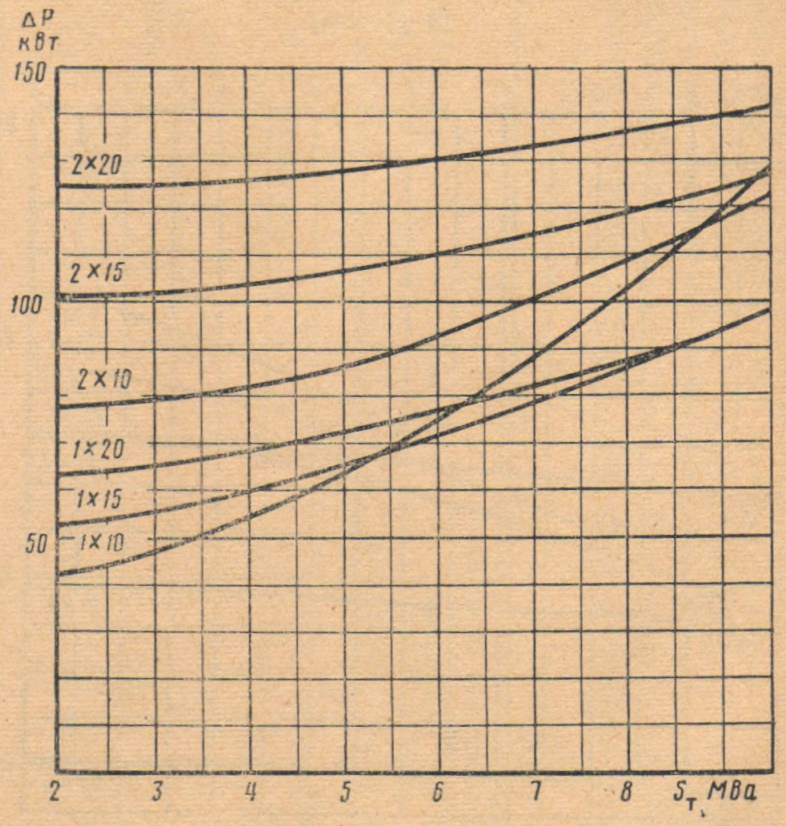



Рис. 11-14

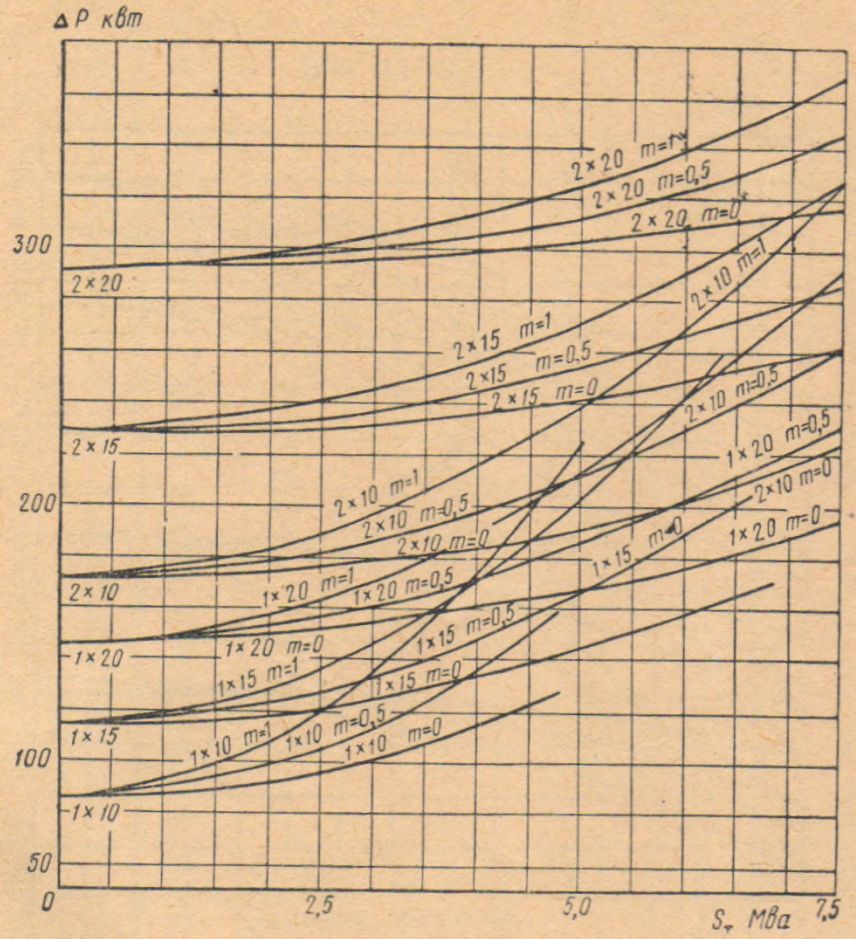



Рис. 11-15

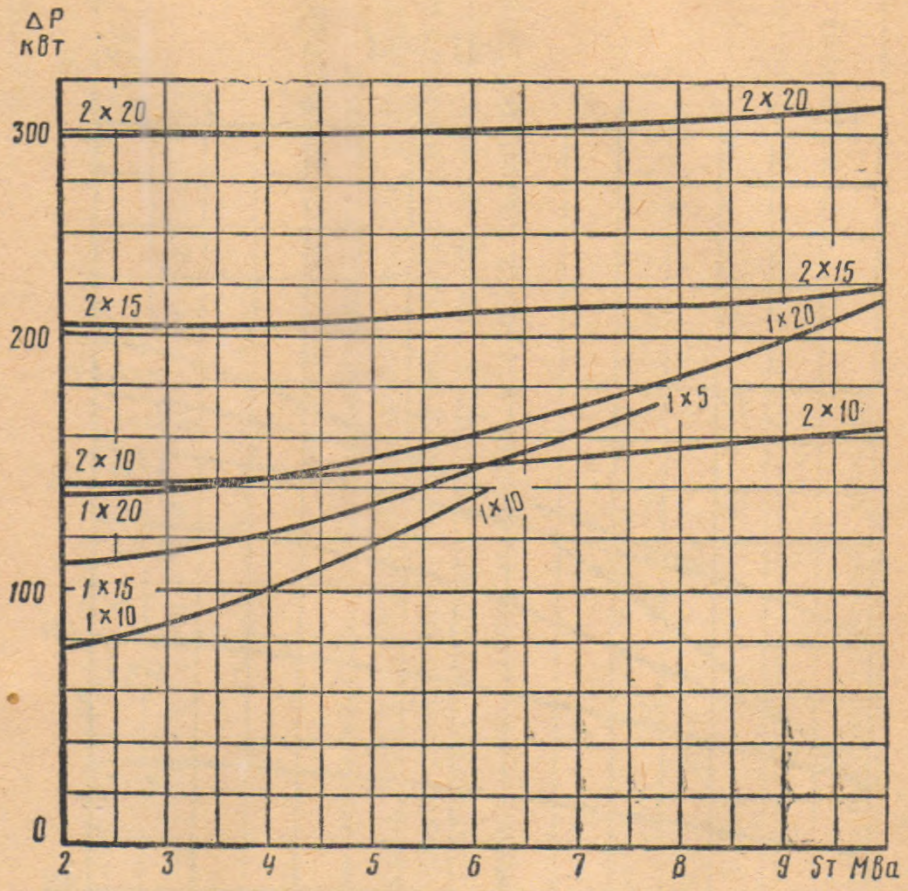



Рис. 11-16

лированием под нагрузкой типа ТД, ТНГ-110; 38,5; 10,5) и 11-14 (номограмма для определения потерь активной мощности в понизительных двухобмоточных трансформаторах с регулированием под нагрузкой типа ТДНГ-110/10,5) в трехобмоточных и двухобмоточных трансформаторах; на рис. 11-15 приведена номограмма для определения условных потерь мощности в понизительных трех-

Таблица 11-6

| Тип трансформатора | | Показатели | Мощность трехфазных трансформаторов 110 *кв* тяговых подстанций переменного тока в *Мва* | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 10 | 15 | 20 | 31,5 | 40,5 |
| Без регулирования напряжения | Двухобмоточный ТДГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 97,5 | 133 | 163 | 200 | 222 |
| | | $\Delta p_x$ » » | 38,5 | 50 | 60 | 86 | 115 |
| | | $u_к$ в % | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| | | $i_x$ » % | 3,5 | 3,5 | 3,0 | 2,7 | 2,6 |
| | Трехобмоточный ТДТГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 97 | 132 | 163 | 233 | 300 |
| | | $\Delta p_x$ » » | 45 | 63 | 78 | 110 | 130 |
| | | $u_к$ в % | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| | | $i_x$ » % | 4,4 | 4,0 | 3,5 | 3,0 | 3,0 |
| С регулированием напряжения | Двухобмоточный ТДГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 90,3 | 115 | 155 | 204 | — |
| | | $\Delta p_x$ » » | 37,3 | 50,0 | 65,0 | 96,0 | — |
| | | $u_к$ в % | 10,85 | 10,7 | 10,8 | 11,0 | — |
| | | $i_x$ » % | 3,9 | 3,0 | 4,5 | 2,6 | — |
| | Трехобмоточный ТДТГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 98,5 | 137 | 188 | 225 | 275 |
| | | $\Delta p_x$ » » | 49,5 | 65 | 80 | 125 | 145 |
| | | $u_к$ в % | 10,9 | 10,8 | 11,3 | 10,4 | 10,8 |
| | | $i_x$ » % | 4,5 | 4,5 | 5,0 | 5,0 | 4,0 |

Таблица 11-7

| Тип трансформатора | | Показатели | Мощность однофазных трансформаторов 110 *кв* в *Мва* | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 10,5 | 13,5 | 15 | 20 | 23 | 40 |
| Без регулирования напряжения | Двухобмоточный ОДГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 81,5 | 98,5 | (106)* | 129 | 158,5 | 216 |
| | | $\Delta p_x$ » » | 29,5 | 33,5 | 37 | 47 | 47 | 84 |
| | | $u_к$ в % | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 11,9 | 10,5 |
| | | $i_x$ » % | 3,3 | (3) | (3) | 2,35 | 2,1 | 2,5 |

* В скобках показаны значения, принятые по интерполяции за неимением данных в каталогах.

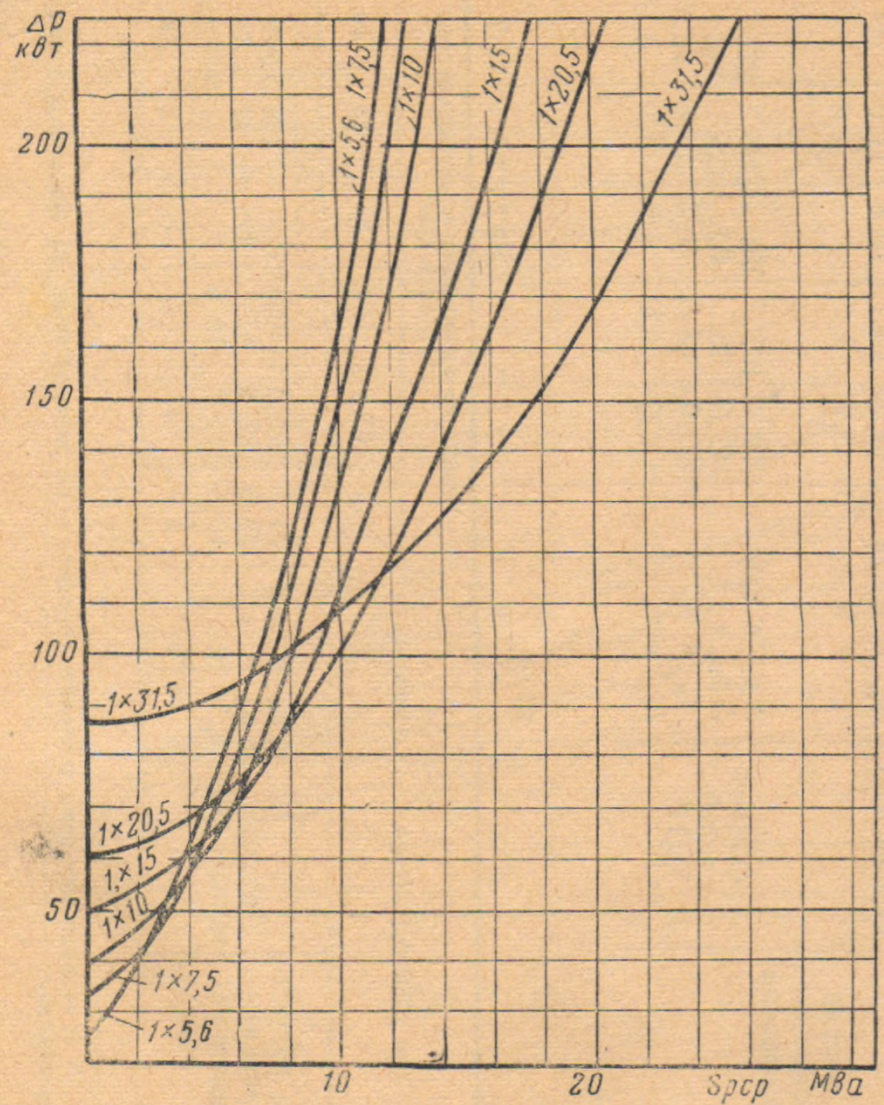



Рис. 11-17

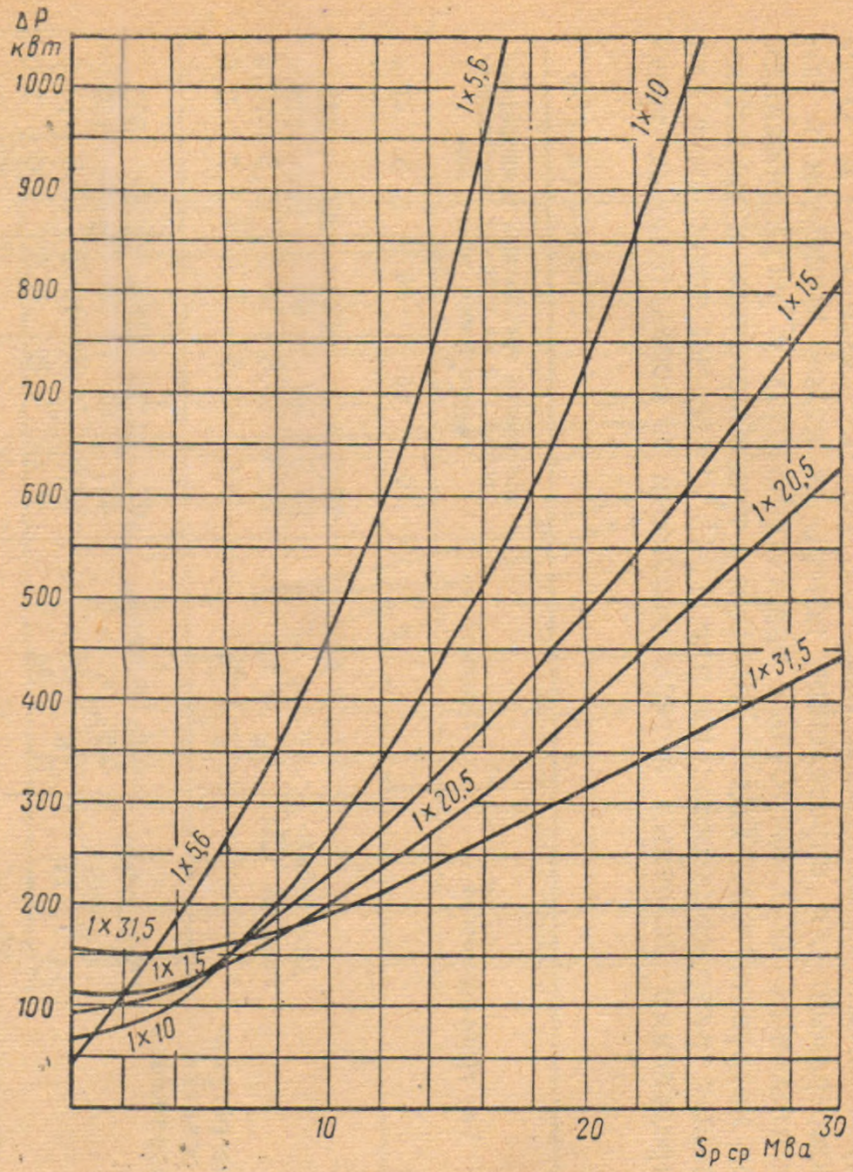



Рис. 11-18

обмоточных трансформаторах с регулировкой под нагрузкой типа ТДТНГ-110/38,5/10,5 исполнения 100 : 100 : 100; 100 : 67 : 100 и на рис. 11-16 показана номограмма для определения условных потерь мощностей в понизительном двухобмоточном трансформаторе с регулированием под нагрузкой типа ТДНГ-110/10,5. Для трансформаторов, питающих только районные потребители, потери актив-

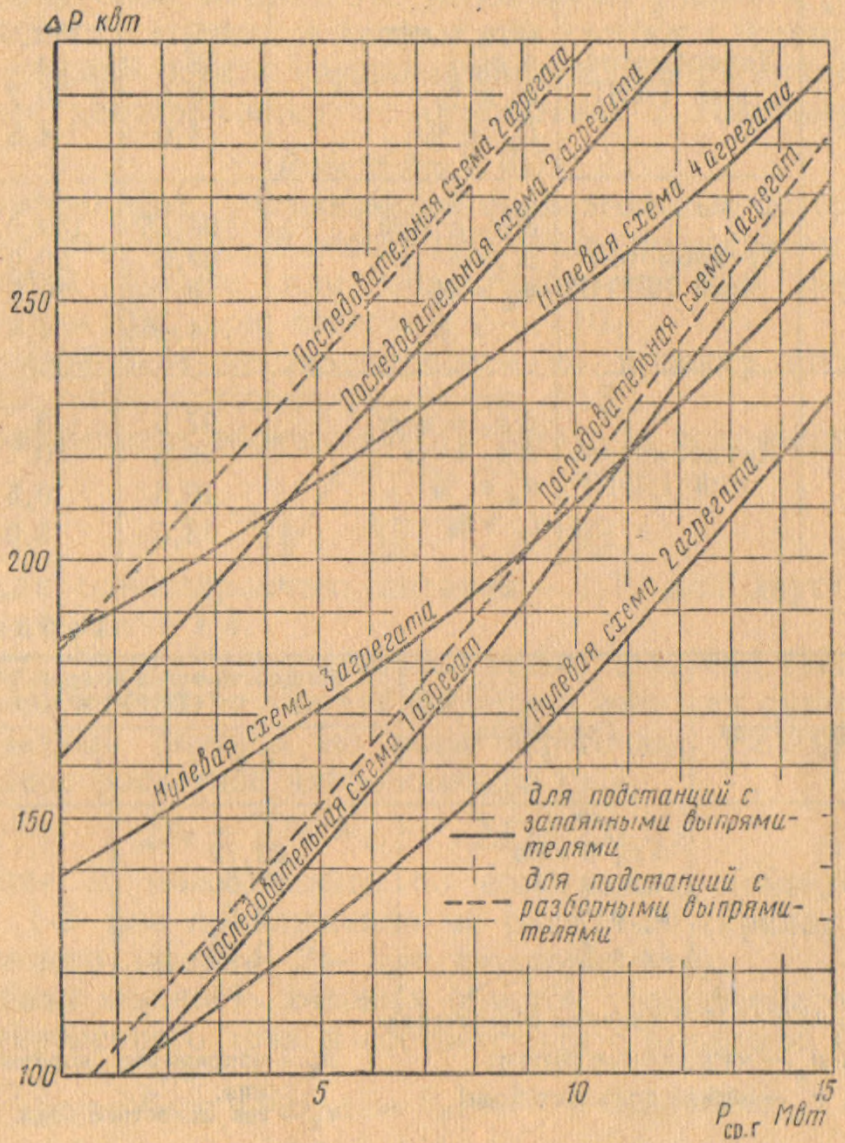



Рис. 11-19

ной мощности представлены на рис. 11-17 и условные потери — на рис. 11-18. На рис. 11-19 представлены потери мощности в различных преобразовательных агрегатах в зависимости от среднегодовой их загрузки.

Параметры трансформаторов, для которых определены эти значения, приведены в табл. 11-6—11-9.

Для еще большего облегчения расчетов можно пользоваться дополнительными номограммами, помещенными в нормативно-методических указаниях Трансэлектропроекта [3, 4, 5].

Таблица 11-8

| Тип трансформатора | | Показатели | Мощность понизительных трансформаторов тяговых подстанций постоянного тока в *Мва* | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 10 | 15 | 20 |
| С РПН | Двухобмоточный ТДНГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 100 | 130 | 158 |
| | | $\Delta p_x$ » » | 38 | 50 | 62 |
| | | $u_к$ в % | 10,5 | 10,7 | 10,8 |
| | | $i_x$ » % | 4,0 | 4,5 | 4,5 |
| | Трехобмоточный ТДТНГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 98,45 | 140,0 | 182 |
| | | $\Delta p_x$ » » | 49,5 | 60,0 | 78,9 |
| | | $u_к$ в % | 10,94 | 10,5 | 10,56 |
| | | $i_x$ » % | 4,46 | 4,5 | 4,5 |
| Без РПН | Двухобмоточный ТДНГ | $\Delta p_a$ в *квт* | 97,5 | 133 | 163 |
| | | $\Delta p_x$ » » | 38,5 | 50 | 60 |
| | | $u_к$ в % | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| | | $i_x$ » % | 3,5 | 3,0 | 3,0 |

Таблица 11-9

| Тип трансформатора | Показатели | Мощность тяговых трансформаторов (ТМРУ) в *Мва* | |
|---|---|---|---|
| | | 6,2 | 16,0 |
| Без РПН | $\Delta p_a$ в *квт* | 32,72 | 77,53 |
| | $\Delta p_x$ » » | 22,6 | 44,85 |
| | $u_к$ в % | 8,6 | 7,25 |
| | $i_x$ » % | 0,85 | 3,56 |

В табл. 11-6 — 11-9 приняты обозначения:

$\Delta p_a$ — нагрузочные потери;

$\Delta p_x$ — потери холостого хода;

$u_к$ — напряжение короткого замыкания;

$i_x$ — ток холостого хода.

## Определение мощности тяговых подстанций

Методика определения мощности тяговых подстанций, принятая в последнее время в практике проектирования и учитывающая выявленные на основании анализа графиков нагрузок действующих тяговых подстанций электрифицируемых линий вероятностные гистограммы распределения нагрузок и износ изоляции обмоток трансформаторов, изложена в главе 1 настоящего пособия.

В расчетах по сопоставлению вариантов размещения подстанций мощность их в зависимости от покилометровой нагрузки рекомендуется определять по следующим упрощенным формулам.

Средняя эффективная тяговая нагрузка подстанции в месяц наибольшего электропотребления

$$S_{\text{эт сим}} = \sum l p_{\text{сим}} k_{\text{э}} \ [Мвт \text{ или } Мва], \qquad (11\text{-}23)$$

где $l$ — половина расстояния до смежных подстанций (если линейная нагрузка $p_{\text{сим}}$ резко меняется вдоль электрифицируемой линии, это необходимо учесть в расчетах);

$p_{\text{сим}}$ — средняя нагрузка в *ква/км* или *квт/км* с учетом потерь в тяговой сети и неравномерности за месяц наибольшего электропотребления по отношению к годовому

$$p_{\text{сим}} = p_{\text{ср}} k_{\text{с}} k_{\text{н}};$$

$k_{\text{с}}$ — коэффициент, учитывающий среднегодовые потери в тяговой сети, который можно принимать по расчетам в предыдущем пункте или ориентировочно при переменном токе — 1,03, при постоянном — 1,07;

$k_{\text{н}}$ — коэффициент неравномерности по проекту организации движения или ориентировочно 1,15;

$k_{\text{э}}$ — коэффициент эффективности нагрузки подстанции:

$$k_{\text{э}} = \sqrt{\frac{c}{\sum t_{\text{т}}} + 1 - \frac{1}{\sum t}}, \qquad (11\text{-}24)$$

где $c$ — для одностороннего питания — 1,1, для двустороннего питания — 1,4.

Значения $\sum t_{\text{т}}$ и $\sum t$ — суммарное время хода под током и полное — определяются по каждой фидерной зоне как сумма времен хода расчетным поездом по всем перегонам, умноженное на максимальное расчетное число поездов (в *ч*)

$$\sum t_{\text{т}} = \sum t_{\text{тр}} N_{\text{р}}, \qquad \sum t = \sum t_{\text{р}} N_{\text{р}}.$$

Значение $k_{\text{э}}$ можно найти по номограмме, приведенной на рис. 1-1, 1-2 или приближенно на рис. 11-20 (кривая *1* — для одностороннего питания, *2* — для двустороннего).

Потребная мощность тяговых обмоток трансформаторов подстанции переменного тока в соответствии с формулой (1-24)

$$S_{\text{эт}} = \left(2S''_{\text{эт сим}} k''_{\text{м}} + 0{,}65\, S'_{\text{эт сим}} k'_{\text{м}}\right) 0{,}83 + S_{\text{эрс}} \ [Мва]. \qquad (11\text{-}25)$$

Здесь $S'_{\text{эт сим}}$ и $S''_{\text{эт сим}}$ — эффективные тяговые нагрузки плеч питания (с учетом потерь в тяговой сети и коэффициента неравномерности $k_{\text{н}}$) в *Мва*;

$S_{\text{эрс}}$ — средняя эффективная нагрузка нетяговых потребителей, питаемых от тяговой обмотки трансформаторов;

$k'_{\text{м}}$ и $k''_{\text{м}}$ — коэффициенты, учитывающие вероятность распределения нагрузок и износ изоляции обмоток трансформаторов.

Значения $k_{\text{м}} = f(p_{\text{сим}} l)$ или $k_{\text{м}} = f(A_{\text{сим}})$ следует принимать по номограмме, приведенной на рис. 1-10 или 1-11.

Потребная мощность выпрямительных агрегатов тяговой подстанции постоянного тока приближенно определяется следующим образом:

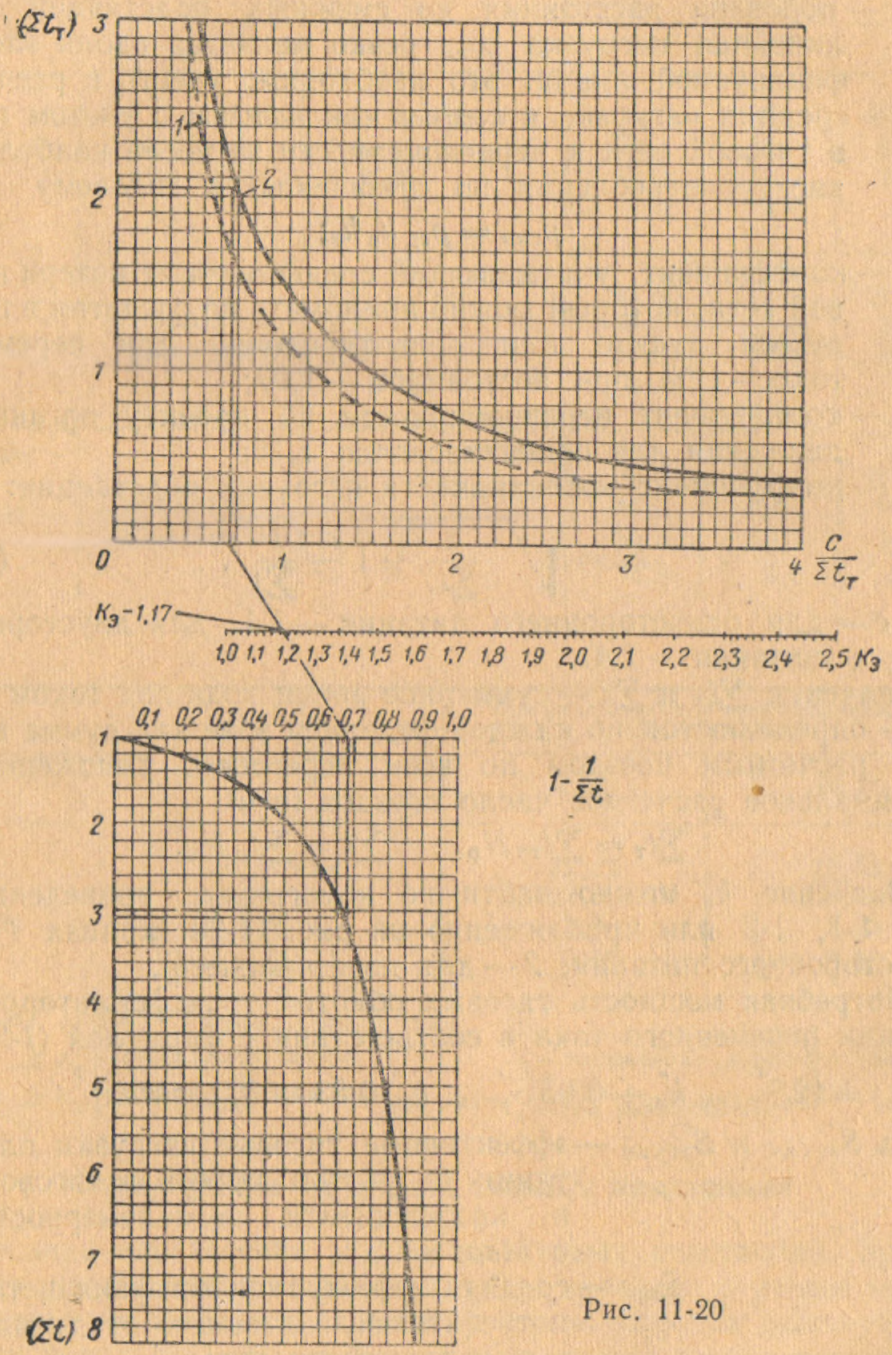



Рис. 11-20

на однопутных линиях

$$P_{эв} = \sum_{n=1}^{n} p_и \, l k_{эп} \cdot 10^{-3} \; Мвт \qquad (11\text{-}26а)$$

[значение $p_и$ смотри формулу (11-7)], или более приближенно

$$P_{эв} = l p_{сим} k_э \frac{N_0}{N} 10^{-3} \ Мвт; \qquad (11\text{-}26б)$$

на двухпутных линиях

$$P_{эв} = l p_{сим} k_э k_{нч} \cdot 10^{-3} \ Мвт; \qquad (11\text{-}26в)$$

здесь $p_{сим}$ в *квт/км*;

$N$ и $N_0$ — число поездов (в час или за сутки), соответствующее заданным размерам перевозок и заданному интервалу между ними;

$k_{нч}$ — коэффициент часовой неравномерности (рис. 10-3).

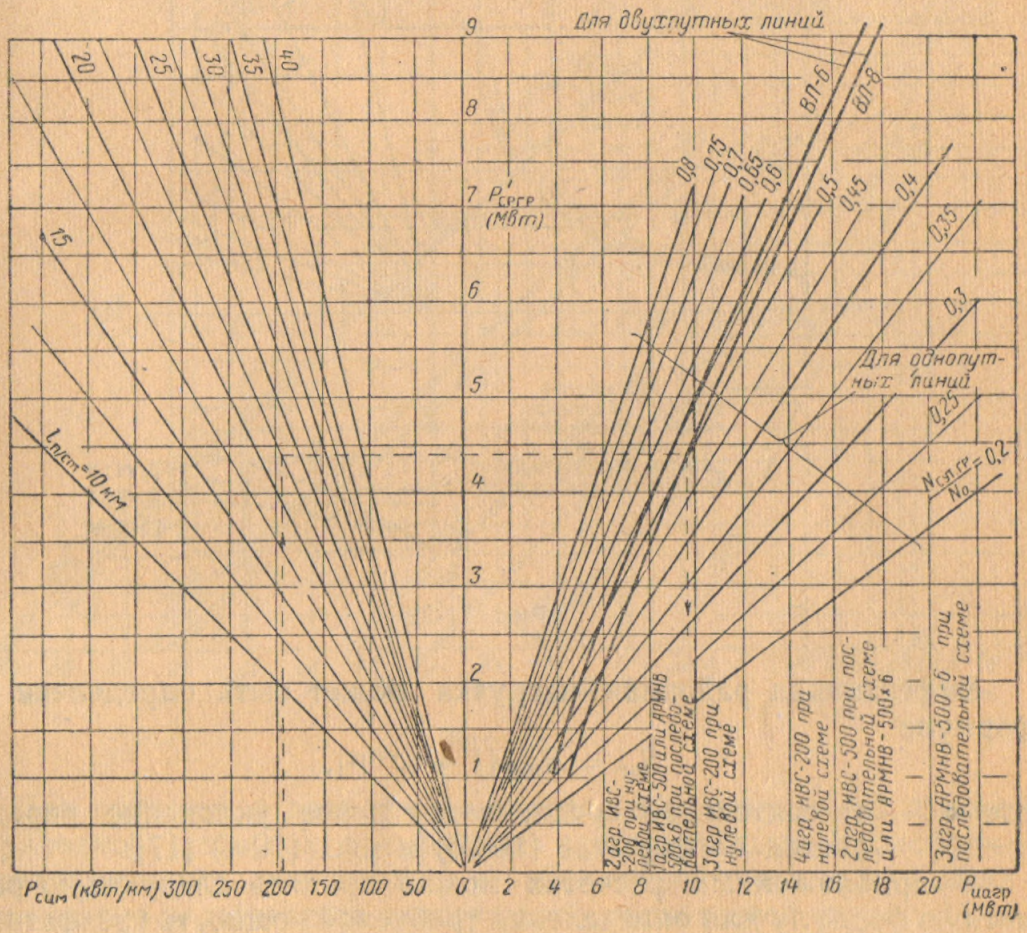



Рис. 11-21

Предварительные расчеты при сравнении вариантов по формулам (11-26) имеют некоторый запас по сравнению с формулой (1-25), которой следует пользоваться при выборе агрегатов на первый период.

На рис. 11-21 изображена номограмма для определения мощности ртутновыпрямительных агрегатов и выбора типа агрегата.

Расчетная мощность трехфазных трехобмоточных трансформаторов тяговой под-

станции переменного тока определяется суммой тяговых и районных эффективных нагрузок

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{эт}} + S_{\text{эрс}} + S_{\text{эрп}}, \qquad (11\text{-}27)$$

где $S_{\text{эт}}$ — эффективная тяговая расчетная нагрузка;
$S_{\text{эрс}}$ — эффективная районная нагрузка, питаемая по тяговой сети от тяговой обмотки трансформатора (однофазная $S_{\text{эрсо}}$ или трехфазная $S_{\text{эрс3}}$);
$S_{\text{эрп}}$ — то же от районной обмотки трансформатора.

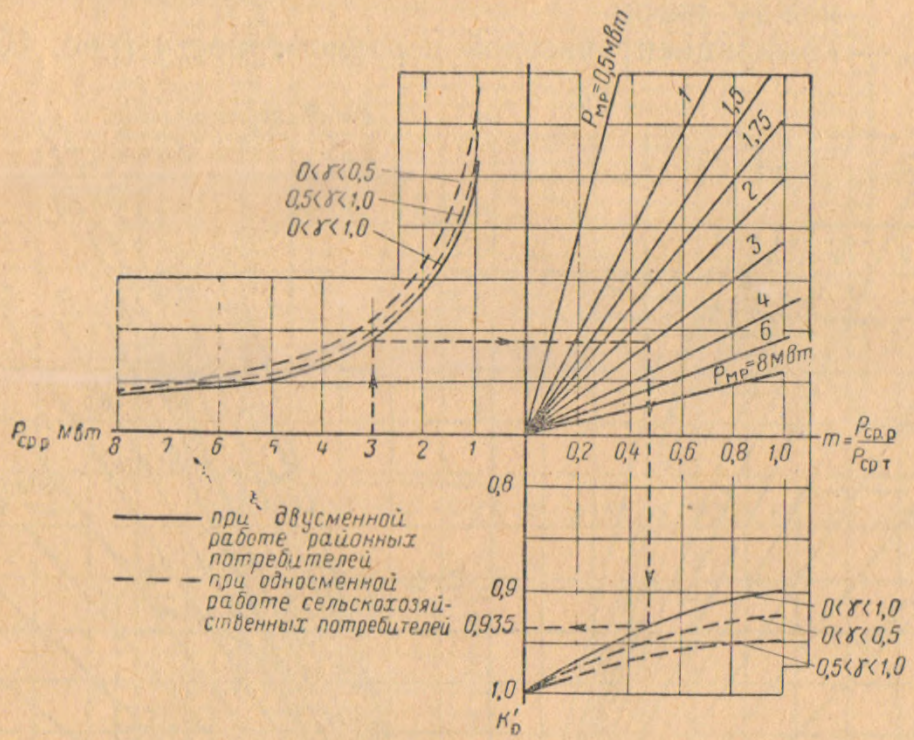



Рис. 11-22

Эффективная районная нагрузка может быть определена по формуле

$$S_{\text{эр}} = S_{\text{срр}}\,[1 + (\sigma^*)^2],$$

где $\sigma^*$ — относительное среднеквадратичное уклонение определяется по формуле (10-25) и рис. (10-4) [17].

В приближенных расчетах можно принять следующую расчетную формулу для определения требуемой мощности трехфазных трехобмоточных трансформаторов с учетом районной нагрузки:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{эт}} + S_{\text{эрсо}} + S_{\text{эрс3}} + S_{\text{эрп}}, \qquad (11\text{-}27')$$

где $S_{\text{эт}}$ — нагрузка тяги, определяемая по формуле (11-25).

Для районных нагрузок $S_{\text{эрсо}}$ и $S_{\text{эрс3}}$ принимаются не максимальные, а среднегодовые их значения, чем учитывается несовпадение максимумов этой районной и тяговой нагрузок; $S_{\text{эрп}}$ — районная нагрузка, питаемая от районной обмотки трансформаторов, определяемая по максимальной нагрузке районных потребителей $S_{\text{эрп макс}}$ с учетом коэффициентов спроса отдель-

ных категорий потребителей $k_{сп}$. Для этих потребителей учитывается также несовпадение максимумов тяговой и районной нагрузок введением коэффициента неодновременности $k_р = 0{,}9$ к районной нагрузке, т. е.

$$S_{эрп} = \sum_{n=1}^{n} S_{эрп\,n\,макс}\, k_{сп\,n}\, k_р\, k_{мр}. \qquad (11\text{-}27'')$$

Точнее коэффициент $k_р$ может быть определен по номограмме, приведенной на рис. 11-22 в зависимости от величины районной нагрузки $S_р$, отношения ее к тяговой $m$ и удельного веса сельскохозяйственной нагрузки в районной $\gamma$.

Значение $k_{м_р}$ см. ниже.

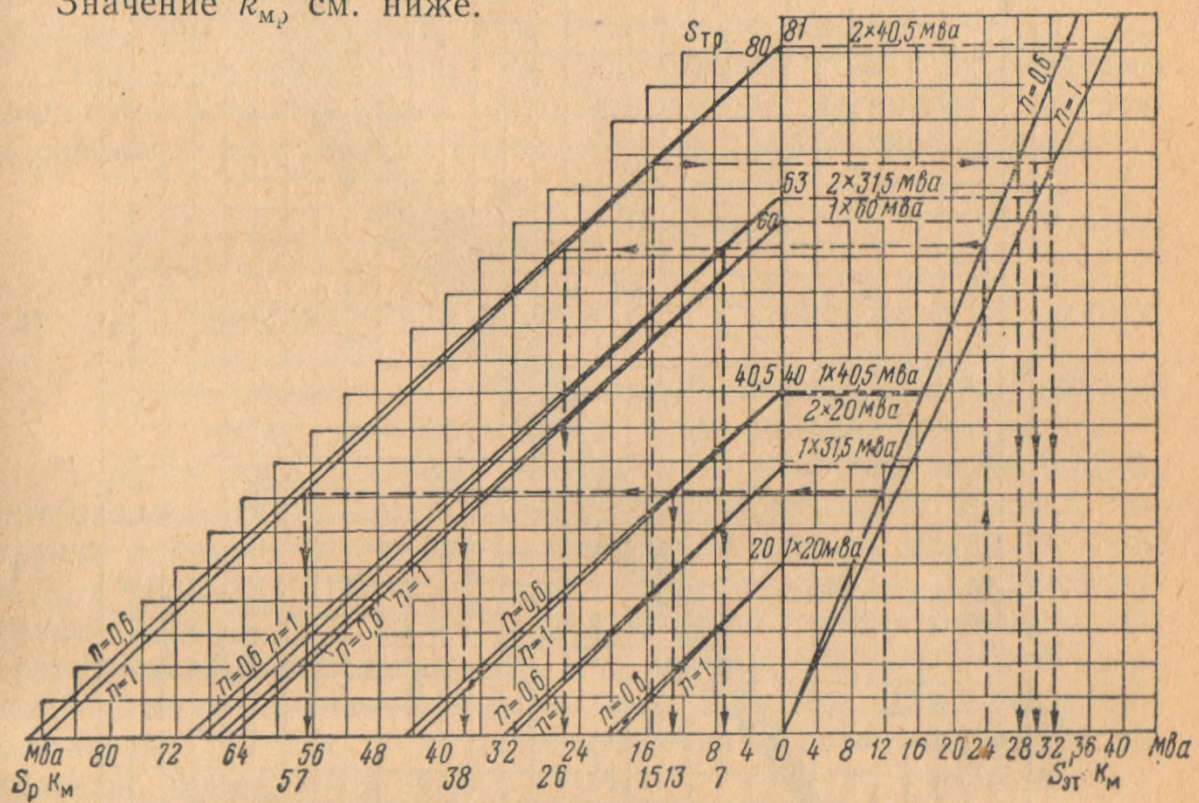



Рис. 11-23

Для облегчения расчетов по определению допустимых тяговой и районной нагрузок трехфазных трехобмоточных трансформаторов и распределения тяговой и районной нагрузок между обмотками можно пользоваться номограммой, приведенной на рис. 11-23.

На этой номограмме по оси абсцисс справа отложены среднегодовые значения нагрузки наиболее загруженного плеча питания с учетом допустимой перегрузки $S'_{эт}\, k_м$, слева — такие же районные нагрузки $S_р\, k_м$. По оси ординат отложены мощности трансформаторов. Лучевые линии при соотношении нагрузок плеч питания $n = \dfrac{S'_{эт}}{S''_{эт}} = 1$ и $n = 0{,}6$ дают возможность определить допустимую районную нагрузку при заданной тяговой и, наоборот, для любого типа тягового трансформатора.

Расчетная мощность однофазных тяговых трансформаторов, включенных по схеме открытого треугольника и питающих, кроме тяговой, также районную трехфазную или однофазную нагрузку от тяговых обмоток трансформаторов, определяется по формуле

$$S_{\text{расч}} = S'_{\text{эт}} + S_{\text{эсро}} + S_{\text{эср3}}\, k_{\text{фо}}. \qquad (11\text{-}28)$$

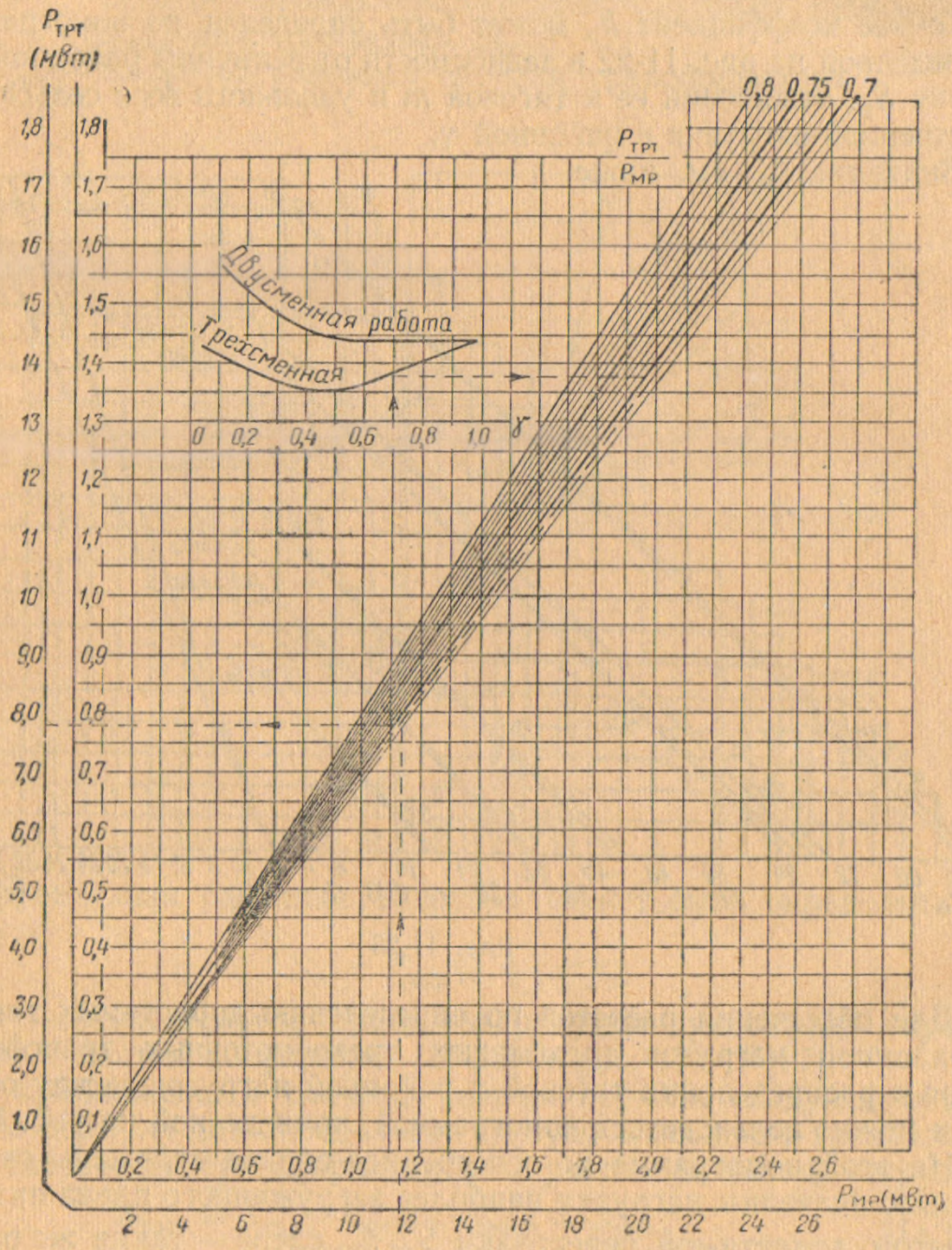



Рис. 11-24

Коэффициент $k_{\text{фо}}$ учитывает питание симметричной районной нагрузки по схеме открытого треугольника; значение его, выведенное ЦНИИ [10], рекомендуется принимать $k_{\text{фо}} = 1{,}15$.

В остальном значения $S'_{\text{эт}}$, $S_{\text{эсро}}$ и $S_{\text{эср3}}$ определяются по предыдущему [как и в формуле (11-27)].

Как видно, соотношение требуемых мощностей для тяговых подстанций с трехфазными и однофазными трансформаторами при одинаковой расчетной тяговой нагрузке $S'_{эт}$ и при одинаковой нагрузке плеч питания $n = 1$ следующее:

$$S_{тр3} = 1{,}2\,S'_{эт} + S_{эсро} + 0{,}9\,S_{эср3} \text{ (трехфазные);}$$

$$S_{тро} = S_{эт} + S_{эсро} + 1{,}15\,S_{эср3} \text{ (однофазные).}$$

Отсюда следует, что при $m = \dfrac{S_{эср3}}{S_{этр}} = 0{,}8$ требуемая рабочая мощность трехфазных и однофазных трансформаторов одинакова, при $m < 0{,}8$ рабочая мощность трехфазных трансформаторов больше, чем однофазных, при $m > 0{,}8$ — наоборот.

При электрификации на постоянном токе необходимая мощность понизительных трансформаторов, питающих тяговую и районную нагрузки, определяется по аналогичной формуле

$$S_{тр} = \frac{P_{эт}}{\cos\varphi} + S_{эрп}\,k_{мр}, \qquad (11\text{-}29)$$

где $P_{эт}$ определяется по формуле (1-25), $S_{эрп}$ — по формуле (11-27″);

$k_{мр}$ — коэффициент, учитывающий перегрузочную способность трансформаторов для районной нагрузки.

В случае если удельный вес районной нагрузки меньше 30%, преобладающим является влияние неравномерности тяговой нагрузки и потому значение $k_{мр}$ следует принимать таким же, как и $k_м$ в формулах (1-24 и 1-25). Если же удельный вес районной нагрузки больше 30%, то необходимую мощность для районной нагрузки следует определять так же, как она определяется в энергосистемах по кривым Шницера [1, рис. 1-5 и 1-6]. Для этого в приближенных расчетах можно пользоваться вспомогательной номограммой, приведенной на рис. 11-24.

## Определение экономических сечений контактной сети

Как указано в главе 2 пособия, экономическое сечение проводов контактной сети может быть определено по упрощенной общей формуле

$$q_{эк} = c\sqrt{\frac{B_0\,c_э}{K_{кс}\,(p_н + \alpha)}}. \qquad (11\text{-}30)$$

Однако, хотя использование этого выражения для определения экономических сечений и достаточно просто, но оно дает расчетные сечения проводов, отличные от реальных сортаментов их и типов подвески. Поэтому вместо определения расчетных экономических сечений целесообразнее установить области экономических сечений проводов или, точнее, значения расстояний между тяго-

выми подстанциями $l_{эк}$, ограничивающие зоны экономических сечений контактной сети для разных электрических нагрузок (размеров движения поездов) и разных схем питания контактной сети. Это вместе с экономическими расстояниями между тяговыми подстанциями $l_{эп}$ для разных сечений проводов позволит выбрать действительно оптимальные значения расстояний между подстанциями и сечений проводов контактной сети.

Основанием для определения значений $l_{эк}$ может служить основная формула экономических расчетов по сроку окупаемости

$$\frac{K_{2кс} - K_{1кс}}{Э_{1кс} - Э_{2кс}} = T = \frac{1}{p_н}, \qquad (11\text{-}31)$$

где $K_{1кс}$ и $K_{2кс}$ — капиталовложения по вариантам, в данном случае стоимость контактной сети при разных сечениях проводов;

$Э_{1кс}$ и $Э_{2кс}$ — соответствующие годовые эксплуатационные расходы по вариантам;

$T$ и $p_н$ — установленный срок окупаемости и коэффициент эффективности капитальных вложений.

Годовые эксплуатационные расходы на 1 *км* линии составляют соответственно

$$Э = \frac{\Delta A_{кс}}{l},$$

а потери электроэнергии на фидерной зоне

$$\Delta A_{кс} = \frac{r p_{ср}^2 l^3 c k_{эср}}{U^2}.$$

Подставляя эти значения в формулу (11-31), получим после преобразования

$$p_{ср} l_{эк} = \sqrt{\frac{(K_{2кс} - K_{1кс})(p_н + \alpha_{кс}) U^2}{(r_1 - r_2) 8\,760\, c c_э k_{эср}}} \qquad (11\text{-}32)$$

или

$$l_{эк} = \frac{1}{p_{ср}} \sqrt{\frac{(K_{2кс} - K_{1кс}) C_{кс}}{(r_1 - r_2) c_э}}. \qquad (11\text{-}32')$$

Коэффициент $C_{кс}$ в среднем имеет значения, приведенные в табл. 11-10.

Таблица 11-10

| Показатели | Значение $C_{кс}$ | |
|---|---|---|
| | Переменный ток | Постоянный ток |
| Двустороннее питание . . . . . | 86 | 2,6 |
| Одностороннее питание . . . . . | 25 | 0,8 |

Стоимость монтажных и строительных работ по контактной сети на 1 *км* однопутной линии для переменного и постоянного тока и для разных типов подвески может быть принята по данным табл. 11-11 и 11-12.

Таблица 11-11

| Тип подвески | Стоимость 1 *км* контактной подвески переменного тока в тыс. руб. | | | Тип подвески | Стоимость 1 *км* контактной подвески переменного тока в тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | строительных работ | монтажных работ | общая | | строительных работ | монтажных работ | общая |
| ПБСМ-70+ТФ-100 | 3,0 | 4,07 | 7,07 | М-95+ТФ-100 | 3,0 | 4,35 | 7,35 |
| ПБСМ-95+ТФ-100 | 3,0 | 4,21 | 7,21 | М-120+ТФ-100 | 3,0 | 4,61 | 7,61 |

На рис. 11-3—11-6 приведены, кроме $l_{эп}$, также значения $l_{эк}$, ограничивающие зоны экономических сечений контактной сети.

Для корректировок при других исходных данных также приведены поправочные коэффициенты σ (см. рис. 11-7, *б*).

Таблица 11-12

| Тип подвески | Стоимость 1 *км* контактной сети постоянного тока в тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|
| | строительных работ | монтажных работ | общая |
| ПБСМ-70+2ТФ-100 . . . . . | 3,0 | 4,30 | 7,30 |
| ПБСМ-70+2ТФ-100+А-185 . . . . . | 3,0 | 4,97 | 7,97 |
| ПБСМ-70+2ТФ-100+2А-185 . . . . | 3,0 | 5,43 | 8,43 |
| ПБСМ-70+2ТФ-100+3А-185 . . . . | 3,0 | 6,05 | 9,05 |
| ПБСМ-95+2ТФ-100 . . . . . | 3,0 | 4,43 | 7,43 |
| ПБСМ-95+2ТФ-100+А-185 . . . . . | 3,0 | 5,10 | 8,10 |
| ПБСМ-95+2ТФ-100+2А-185 . . . . | 3,0 | 5,56 | 8,56 |
| ПБСМ-95+2ТФ-100+3А-185 . . . . | 3,0 | 6,18 | 9,18 |
| М-120+2ТФ-100 . . . . . | 3,0 | 4,69 | 7,69 |
| М-120+2ТФ-100+А-185 . . . . . | 3,0 | 5,30 | 8,30 |
| М-120+2ТФ-100+2А-185 . . . . . | 3,0 | 5,75 | 8,75 |
| М-120+2ТФ-100+3А-185 . . . . . | 3,0 | 6,44 | 9,44 |

Примечания к табл. 11-11 и 11-12. 1. Стоимость приведена в ценах 1955 г. в новом масштабе цен, включая расходы по 2-й и 3-й частям генсметы.
2. В расчетах на перспективу принимать снижение стоимости на 15%.

Пересечения кривых $l_{эк}$ и $l_{эп}$ показывают область экономических расстояний между тяговыми подстанциями при экономических сечениях контактной сети.

Отступления отдельных параметров тягового энергоснабжения от оптимальных экономических значений могут иметь место и из ранее приведенных эксплуатационных соображений, и в результате проверки их по техническим показателям (по нагреву, по

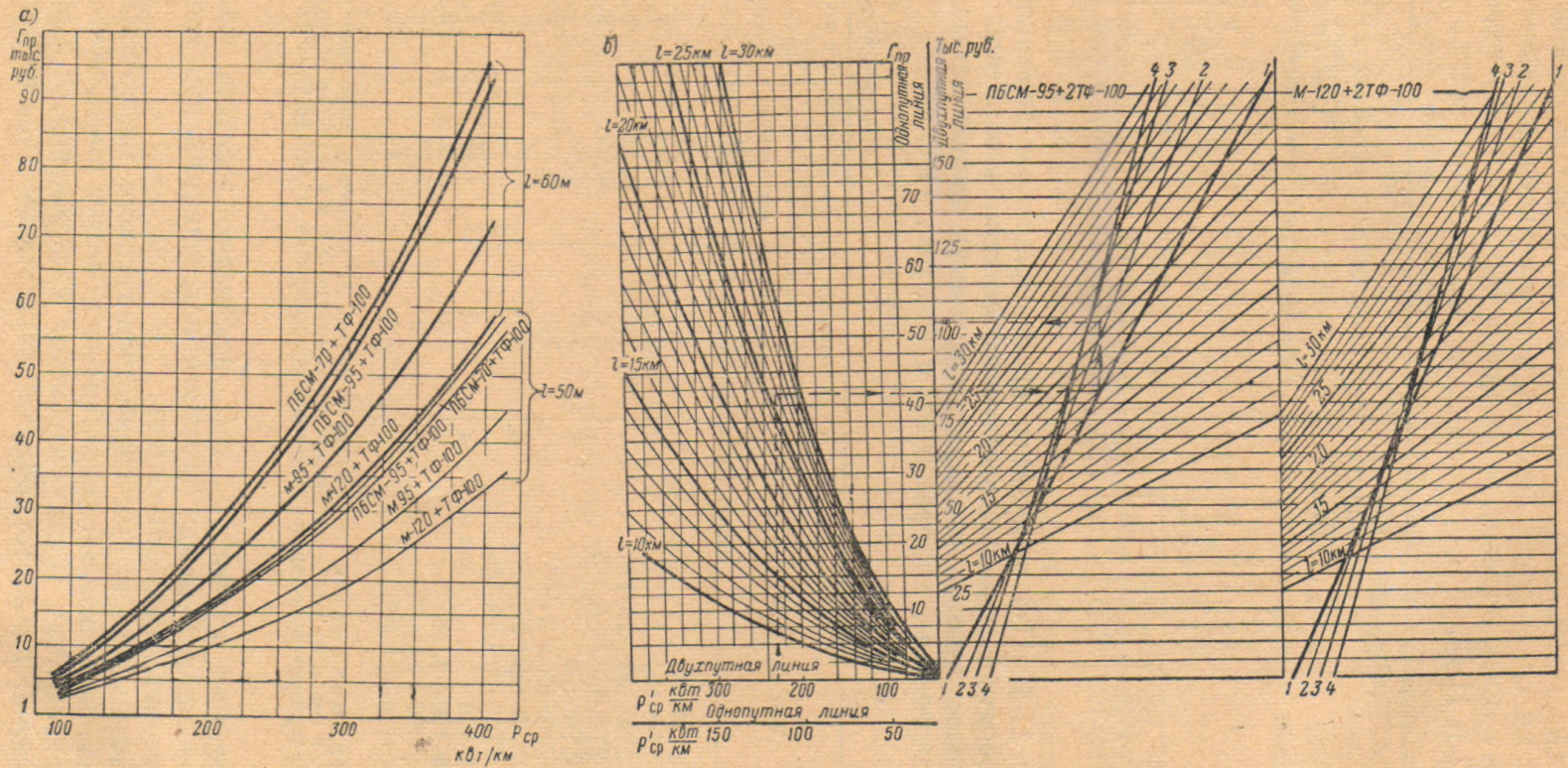

а)
Гпр тыс. руб.
l=60м
l=50м
ПБСМ-70+ТФ-100
ПБСМ-95+ТФ-100
М-95+ТФ-100
М-120+ТФ-100
ПБСМ-35+ТФ-100
ПБСМ-70+ТФ-100
М-95+ТФ-100
М-120+ТФ-100
Pср квт/км
б)
l=25км l=30км
l=20км
l=15км
l=10км
Двухпутная линия
Однопутная линия
Гпр тыс. руб.
ПБСМ-95+2ТФ-100
М-120+2ТФ-100
l=30км
l=10км
Двухпутная линия
P'ср квт/км
Однопутная линия
P'ср квт/км

Рис. 11-25

уровню напряжения, по защите от т. к. з. в контактной сети и иногда в силу различных конъюнктурных соображений (экономии цветных металлов, экономии электроэнергии и др.).

Эти отступления при электрификации дорог по системе переменного тока при относительно небольших потерях электроэнергии в контактной сети менее значимы, чем при системе постоянного тока и, как правило, могут в проектах не обосновываться.

Однако при значительных отступлениях от экономических параметров, особенно при замене проводов контактной подвески, с целью экономии цветных металлов (при постоянном токе) следует определять изменение эксплуатационных или приведенных расходов.

Для этого рекомендуется следующая формула:

$$\Gamma_{\text{пр}} = rl^3 p_{\text{ср}}^2 \frac{\kappa_{\text{эср}} c_{\text{э}} \cdot 8\,760}{U^2} + K_{\text{кс}} (p_{\text{н}} + \alpha). \qquad (11\text{-}33)$$

В этой формуле обозначения и значения приняты те же, что и в предыдущих формулах.

На рис. 11-25, *а* и *б* даны кривые приведенных расходов по контактной сети для разных типов подвески на переменном токе: двустороннее питание (*а*) и постоянном токе (*б*). По этим кривым можно непосредственно определять величину приведенных расходов для разных типов подвески.

На рис. 11-25, *б* обозначено: *1* — без усиливающих проводов; *2*—с проводом 1А-185 на один путь; *3* — то же с 2А-185; *4*—то же с 3А-185.

### Определение потерь напряжения

Допустимое минимальное напряжение $U_{\text{д}}$ на пантографе электровоза согласно новой редакции НиТУ при переменном токе 21 000 *в*, при постоянном токе — 2 700 *в* на любом блок-участке.

Допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{д}}$ в системе тягового энергоснабжения для каждой фидерной зоны определяется выражением

$$\Delta U_{\text{д}} = U_0 - U_{\text{д}} \geqslant \Delta U_{\text{вн}} + \Delta U_{\text{тп}} + \Delta U_{\text{тс}}, \qquad (11\text{-}34)$$

где $U_0$ — номинальное напряжение на вводах тяговой подстанции переменного тока, приведенное к тяговому напряжению, или напряжение холостого хода на шинах постоянного тока тяговой подстанции постоянного тока;

$\Delta U_{\text{вн}}$ — потеря или амплитуда колебаний напряжения во внешней сети;

$\Delta U_{\text{тп}}$ и $\Delta U_{\text{тс}}$ — потери напряжения на тяговых подстанциях и в тяговой сети.

Если энергосистема обеспечивает стабильное напряжение на вводах тяговой подстанции, то вместо потерь напряжения $\Delta U_{вн}$ должно быть учтено колебание напряжения, ограниченное стабилизирующим устройством,

$$\Delta U_д = U_0\left(1-\frac{k_{ст}}{100}\right)-U_д \geqslant U_{тп}+\Delta U_{тс}, \qquad (11\text{-}34')$$

где $k_{ст}$ — диапазон колебаний напряжения в %.

Если стабилизирующее устройство АРПН устанавливается на шинах тягового напряжения, то

$$\Delta U_д = U_0\left(1-\frac{k_{ст}}{100}\right)-U_д \geqslant \Delta U_{тс}. \qquad (11\text{-}34'')$$

Поскольку устройства АРПН и другие стабилизирующие устройства на шинах 27,5 *кв* на тяговых подстанциях переменного тока еще не отработаны в условиях эксплуатации, рекомендуется уровень напряжения в контактной сети определять на перспективу с учетом АРПН, а на первой период — без АРПН.

Для АРПН с $k_{ст} = \pm 1{,}25\%$ имеем по формуле (11-34)

$$\Delta U_д = 6\,812 \text{ } в.$$

При отсутствии АРПН и допустимом отклонении напряжения на 5% имеем по формуле (11-34)

$$\Delta U_д = 6\,125 \text{ } в.$$

При постоянном токе во всех случаях в электрических расчетах рекомендуется учитывать АРПН. При этом, учитывая токи холостого хода в формуле (11-34), следует принимать $U_0(1-\frac{k_{ст}}{100}) = 3\,600$ *в*. В тех случаях, когда АРПН почему-либо не применяется, это значение для формулы (11-34) принимается 3 300 *в*.

Расчетные формулы для упрощенных расчетов на перспективу для определения $\Delta U_{тс}$ принимаются следующие:

переменный ток

$$\Delta U_{тс} = \frac{z_{тс}\, p_и\, l^2 k_{пр}}{c'' U_н} k_{эн}; \qquad (11\text{-}35')$$

постоянный ток

$$\Delta U_{тс} = \frac{r_{тс} p_и\, l^2}{c' U_н} k_{эн}, \qquad (11\text{-}35'')$$

где $z_{тс}$ и $r_{тс}$ — полное и активное сопротивления контактной сети и рельсов;

$$k_{эн} = \frac{Tc''}{\sum t} + 1;$$

$c'$ и $c''$ — коэффициенты, учитывающие схемы питания участка.

При двустороннем питании $c' = 8$; $c'' = 1$.

При одностороннем питании $c' = 2$; $c'' = \frac{1}{2}$.

Остальные обозначения, как и ранее.

Значения $k_{э.н}$ приведены на рис. 11-26.

Потери напряжения в трансформаторах тяговых подстанций переменного тока приближенно можно определить по формуле

$$\Delta U_{тп} = \frac{p_и l k_{пр}}{U_н c}(z_{п1}\gamma_1 + z_{п2}\gamma_2). \qquad (11\text{-}36)$$

Здесь $\gamma = \frac{2 \pm n}{3}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность нагрузок плеч питания $n = \frac{I'_т}{I''_т}$ и вызываемую этим разницу напряжения на отстающей и опережающей фазах.

По приведенным выше формулам (11-34), (11-35) и (11-36) построены номограммы для определения приближенных значений $l_{доп}$ в зависимости от общей допустимой потери напряжения $\Delta U_д$.

На рис. 11-27 приведены значения $l_{доп}$ при наличии АРПН, где кривая *1* — для двухпутного участка с двусторонним питанием; *2* — то же однопутного; *3* — двухпутного участка с односторонним питанием; *4* — однопутного с односторонним питанием.

На рис. 11-28 приведены значения $l_{доп}$ в зависимости от допустимой максимальной потери напряжения при трехфазных тяговых трансформаторах без АРПН для двухпутного участка с двусторонним питанием, а на рис. 11-29 — с односторонним питанием.

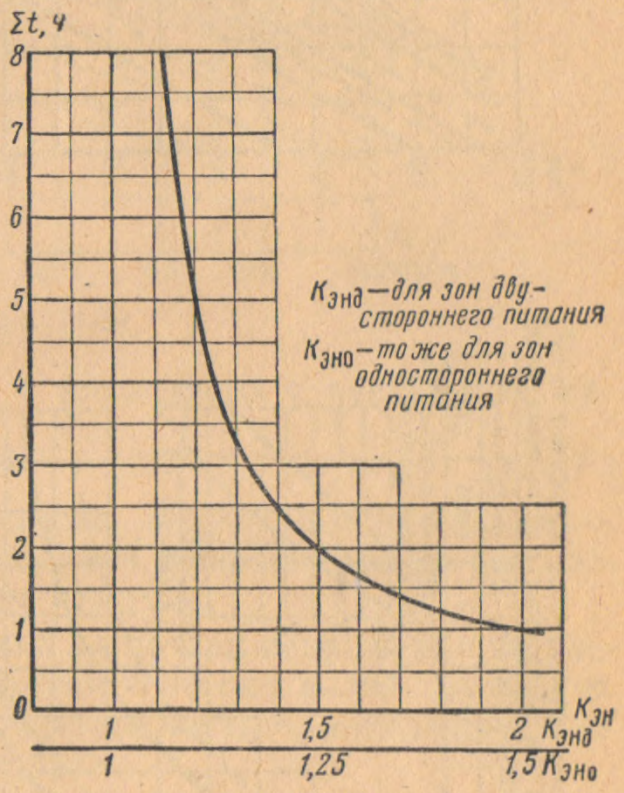



Рис. 11-26

Здесь *1* — тяговые трансформаторы $2 \times 40{,}5$ *Мва* ($z_{пл} = 2{,}22$); *2* — $2 \times 31{,}5$ *Мва* ($z_п = 2{,}85$); *3* — $2 \times 20$ (или $1 \times 40{,}5$) *Мва* ($z_п = 4{,}48$); *4* — $2 \times 15$ (или $1 \times 31{,}5$) *Мва* ($z_п = 6{,}03$); *5* — $2 \times 10$ (или $1 \times 20$) *Мва* ($z_{пс} = 9{,}09$). При других типах подвески следует пользоваться поправочными коэффициентами σ, приведенными на рис. 11-27. Более подробно об их построении изложено в методических указаниях Трансэлектропроекта [13].

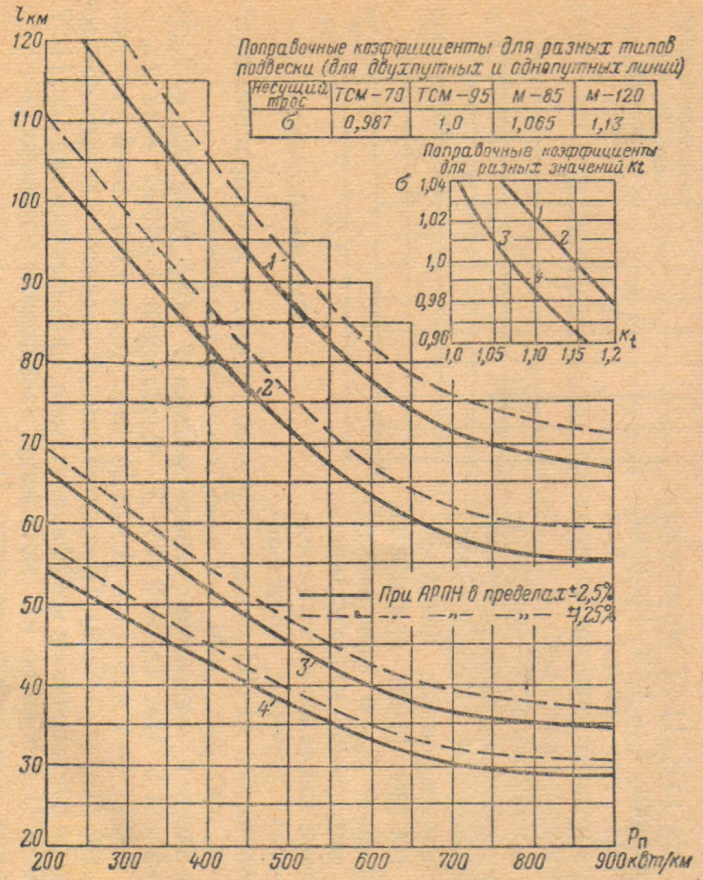



Рис. 11-27

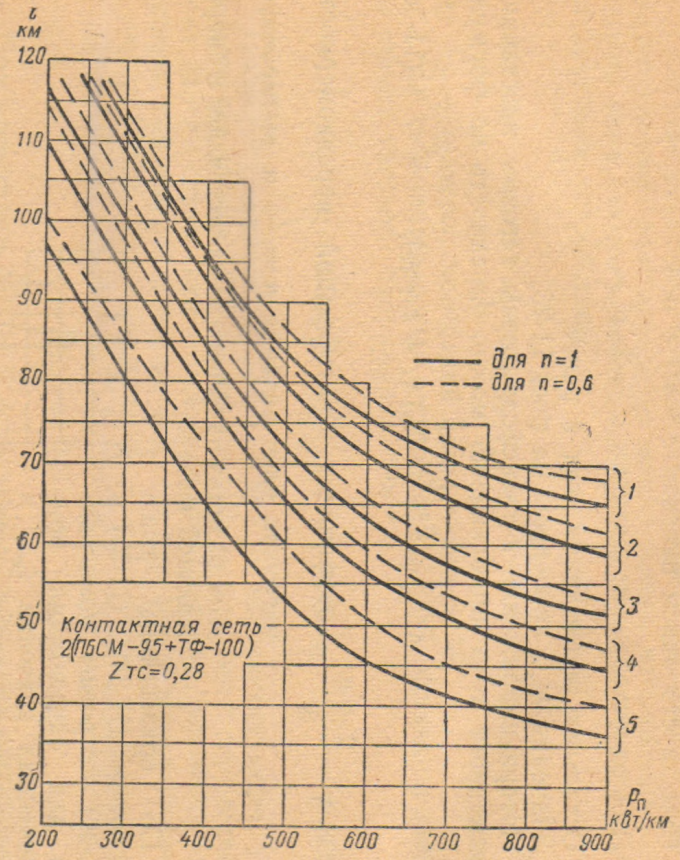



Рис. 11-28

Если значения, полученные по упрощенным формулам (11-35′) и (11-36), близки к допустимым значениям $\Delta U_д$, то следует определить $\Delta U_{тс}$ по более точным формулам и номограммам, предложенным ЦНИИ МПС [9]. Для двухпутных участков при параллельном соединении путей

$$\Delta U_{тс} = \Delta U' + \Delta U'' + \Delta U'''. \qquad (11\text{-}37')$$

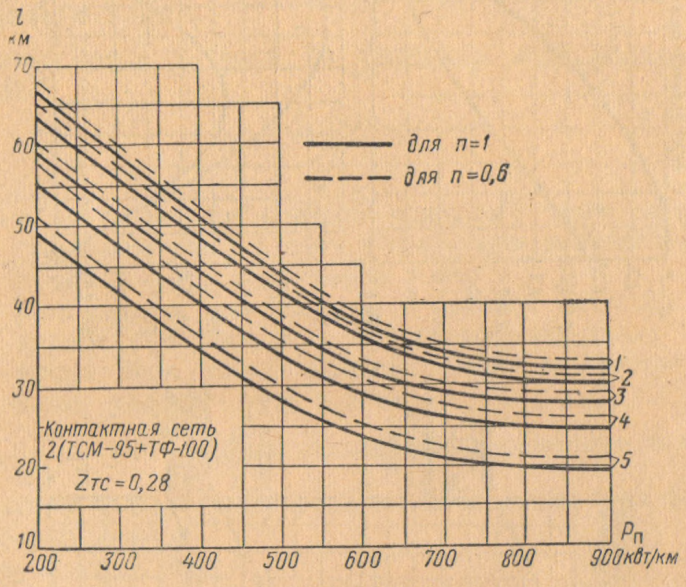



Рис. 11-29

Для однопутных участков и двухпутных с раздельным питанием путей

$$\Delta U_{тс} = \Delta U' + \Delta U'', \qquad (11\text{-}37'')$$

где $\Delta U' = BzlI_0'$ — составляющая полной потери напряжения, вызванная током поезда на рассматриваемом перегоне;

$\Delta U'' = CzlI_0''(n_0' - 1)$ — составляющая потеря напряжения на рассматриваемом перегоне, вызванная токами всех остальных поездов, находящихся на этом же пути.

$\Delta U''' = DzlI_0''' n_0''$ — составляющая потери напряжения, вызванная токами всех поездов, находящихся на другом пути.

Коэффициенты $B$, $C$, $D$ определяются по графикам, приведенным на рис. 11-30, *а*, *б* и *в* в зависимости от соотношения

$$\lambda = \frac{l_i}{l},$$

где $l_i$ — длина рассматриваемого перегона;
$l$ — длина фидерной зоны;

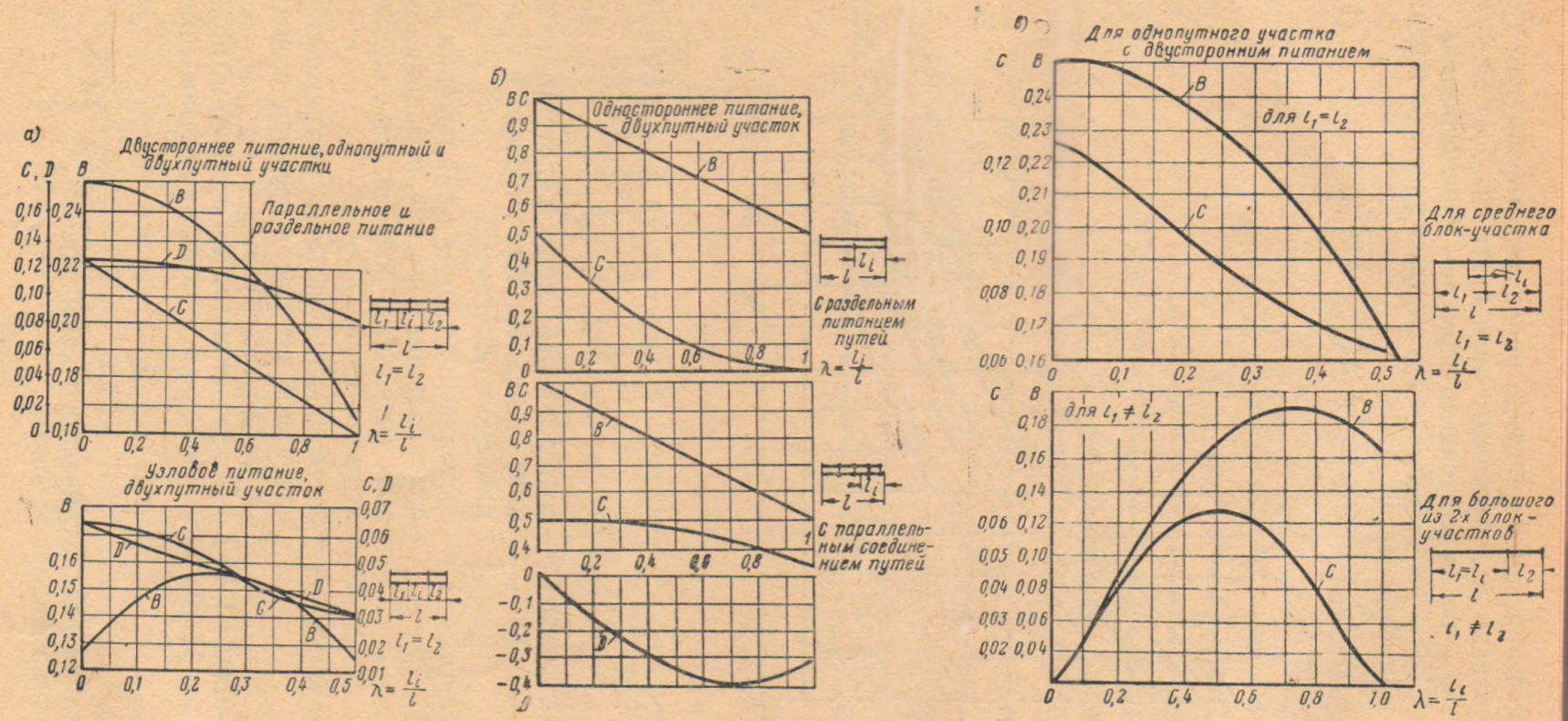

а)
Двустороннее питание, однопутный и двухпутный участки
Параллельное и раздельное питание
$l_1 = l_2$
$\lambda = \frac{l_i}{l}$
Узловое питание, двухпутный участок
б)
Одностороннее питание, двухпутный участок
С раздельным питанием путей
С параллельным соединением путей
в)
Для однопутного участка с двусторонним питанием
для $l_1 = l_2$
Для среднего блок-участка
для $l_1 \neq l_2$
Для большого из 2-х блок-участков

Рис. 11-30

$z$ — удельное полное сопротивление тяговой сети (для постоянного тока соответственно активное сопротивление);

$I_0'$ — средний ток поезда на рассматриваемом перегоне;

$I_0''$ — средний ток поезда за время хода на фидерной зоне, исключая время хода по рассматриваемому перегону;

$I_0'''$ — средний ток поезда на втором пути за время хода по фидерной зоне.

Величины среднего тока по фидерной зоне определяются по формуле

$$I_0 = \frac{A_0 \cdot 60\, k_{пр}}{U_н\, t_х}, \qquad (11\text{-}38)$$

где $A_0$ — расход энергии поездом основного типа на соответствующем участке пути в *ква·ч* при переменном токе, в *квт·ч* — при постоянном токе;

$U_н$ — номинальное напряжение в тяговой сети 25 *кв* при переменном токе, 3 *кв* при постоянном токе;

$t_х$ — время хода поезда основного типа по соответствующему участку пути в *мин*;

$k_{пр} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}}$ учитывается только при переменном токе.

Количество поездов, одновременно находящихся на фидерной зоне, $n_0$ определяется:

для двухпутных линий

$$n_0 = \frac{t_х}{T}$$

($T$ — при автоблокировке — расчетный интервал между поездами в *мин*);

для однопутных линий

$$n_0 = \frac{\sum_{i=1}^{m} (2t_{гр} + t_{обр}) + 4{,}5m}{T},$$

где $t_{гр}$ и $t_{обр}$ — время хода основного типа поезда в грузовом и обратном направлениях в *мин*;

$m$ — количество перегонов на фидерной зоне.

### Проверка проводов контактной сети на нагревание

Проверка проводов контактной сети на нагревание производится сопоставлением максимальных эффективных рабочих нагрузок фидеров с допустимыми по нагреванию нагрузками.

Эти допускаемые нагрузки $I_{доп}$ для разных типов подвески приведены в табл. 2-1.

В упрощенных расчетах максимальная нагрузка фидера за 15—20 *мин* при относительно равномерном электропотреблении по путям двухпутной линии определяется по формуле

$$I_{\text{э макс}} = \frac{p_{\text{и}} l k_{\text{н}} k_{\text{т}}}{2U_{\text{н}} c'} k_{\text{э}}\ a. \qquad (11\text{-}39)$$

Здесь $\frac{p_{\text{п}}}{2}$ — расчетная максимальная нагрузка на 1 *км*, на один путь (на токоприемнике электровоза);

$k_{\text{н}}$ — коэффициент неравномерности потребления по путям;

$k_{\text{т}}$ — коэффициент запаса, учитывающий неравномерность электропотребления в течение 1 *ч* (отношение средней нагрузки за 15—20 *мин* к средней за 1 *ч*).

При интервале между поездами $\theta > 10$ *мин* рекомендуется принимать $k_{\text{т}} = 1{,}1$; при $\theta \leqslant 10$ *мин*; $k_{\text{м}} = 1{,}0$;

$c'$ — коэффициент, учитывающий схему питания: для двустороннего питания $c' = 2$, для одностороннего $c' = 1$;

$k_{\text{э}}$ — коэффициент эффективности (см. рис. 11-11, *а* и *б*).

Принимая $I_{\text{э макс}} = I_{\text{доп}}$, можно из формулы (11-39) получить значение $l_{\text{доп нагр}}$ — длину фидерной зоны для каждого типа подвески, допустимую по нагреванию проводов,

$$l_{\text{доп нагр}} = \frac{I_{\text{доп}} U_{\text{н}} \cdot 2c'}{p_{\text{и}} k_{\text{т}} k_{\text{м}} k_{\text{э}}}. \qquad (11\text{-}40)$$

Эта формула послужила основанием для построения номограмм (рис. 11-31) для упрощенной проверки контактной сети на нагревание (*а* — двухпутный участок; *б* — однопутный).

В номограммах принято среднее значение $k_{\text{э}t} = 1{,}1$. При других значениях $k_{\text{э}}$ погрешность не выходит за пределы 6—10%.

Значение $k_{\text{э}}$ для двухпутной линии может быть выражено следующим образом:

$$k_{\text{э}} = \sqrt{\frac{1{,}4\,\alpha - 1}{n} + 1}.$$

Здесь $\alpha = \frac{t}{t_{\text{т}}}$ — отношение времени хода поезда ко времени хода под током;

$n$ — число поездов, одновременно находящихся на фидерной зоне при полном использовании пропускной способности линии.

Соответственно этому на номограммах приведены поправки, которые при желании (большие значения $\alpha$) могут быть учтены.

При значительной неравномерности электропотребления по путям $\left(\frac{A_{\text{I}}}{A_{\text{II}}} > 1{,}2\right)$ рекомендуется определять $l_{\text{доп}}$ отдельно по каждому пути, пользуясь номограммами однопутного участка. В номограммах учтено изменение распределения токов в подвеске с биметаллическими проводами.

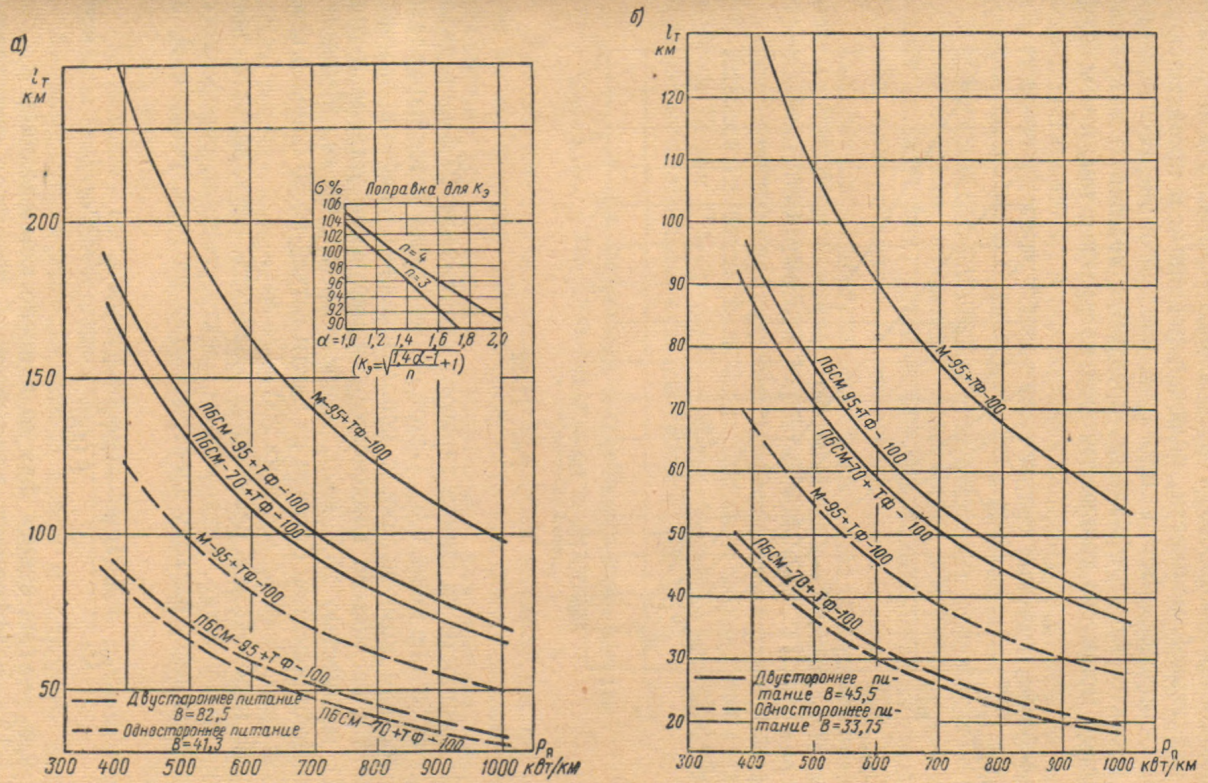

а)
$l_т$ км
200
150
100
50
δ %
Поправка для $K_э$
106
104
102
100
98
96
94
92
90
n=4
n=3
α'=1,0 1,2 1,4 1,6 1,8 2,0
$(K_э=\sqrt{\frac{1,4\alpha'-1}{n}+1})$
М-95+ТФ-100
ПБСМ-95+ТФ-100
ПБСМ-70+ТФ-100
М-95+ТФ-100
ПБСМ-95+ТФ-100
ПБСМ-70+ТФ-100
Двустороннее питание B=82,5
Одностороннее питание B=41,3
300 400 500 600 700 800 900 1000 $P_д$ квт/км
б)
$l_т$ км
120
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
М-95+ТФ-100
ПБСМ-95+ТФ-100
ПБСМ-70+ТФ-100
М-95+ТФ-100
ПБСМ-70+ТФ-100
Двустороннее питание B=45,5
Одностороннее питание B=33,75
300 400 500 600 700 800 900 1000 $P_д$ квт/км

Рис. 11-31

## Определение мощности и размещение компенсирующих устройств

Необходимая мощность и размещение устройств для компенсации реактивной мощности, включая районные и промышленные нагрузки, определяются в проектах внешнего энергоснабжения.

В проекте электрификации предусматривается компенсация реактивной мощности только тяговой нагрузки с тем, чтобы коэф-

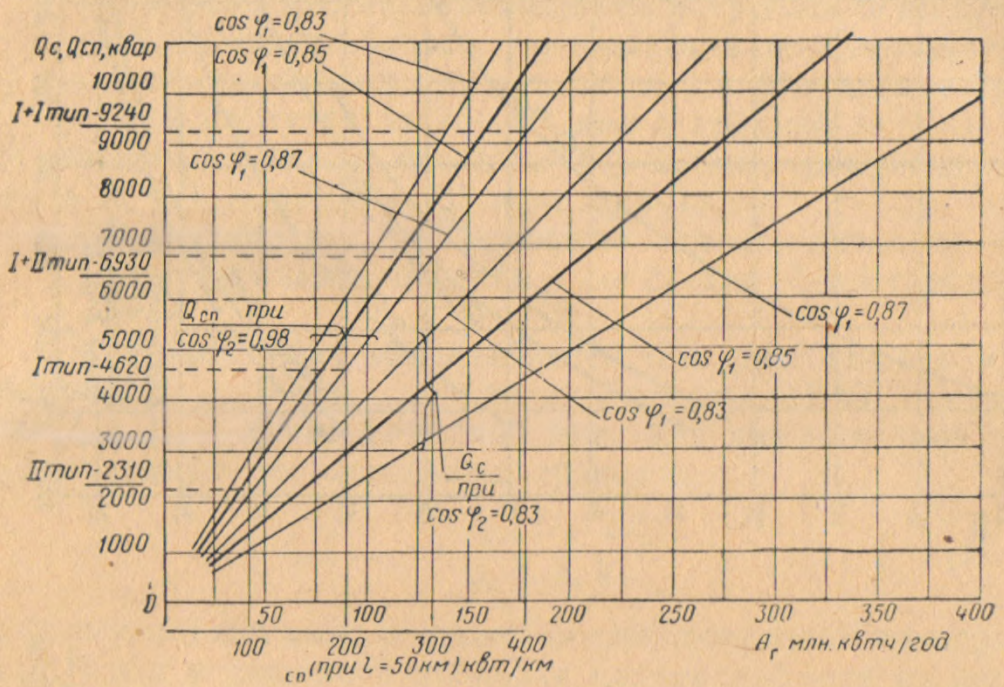



Рис. 11-32

фициент мощности на шинах тягового напряжения 27,5 *кв* в целом по участку был не менее 0,93. С этой целью применяется параллельная емкостная компенсация с использованием унифицированных устройств с масляными конденсаторами наружной установки типа КМН-II мощностью 25,7 *квар*, напряжением 1,05 *кв*. Мощность всей унифицированной батареи из шести ветвей по 30 банок в каждой 4 630 *квар*. Реактор к ней на 200 *а*, 75 *мгн*.

Общая необходимая реактивная мощность параллельной компенсации для участка, питаемого от электростанции, определяется по среднегодовому расходу электроэнергии на этом участке $A_г$ по формуле

$$Q_c = \frac{A_г(\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2)\,1{,}13\cdot 10^6}{8\,000}\ квар, \qquad (11\text{-}41)$$

где $\varphi_1$ и $\varphi_2$ — углы сдвига фаз до и после компенсации;

1,13 — коэффициент, учитывающий потери в реакторе и искажение формы приложенного напряжения;

8 000 — число часов работы компенсирующего устройства со среднегодовой нагрузкой.

В предварительных расчетах по сопоставлению вариантов размещения подстанции рекомендуется принимать $\cos \varphi_1 = 0{,}85$.

В целях экономии электроэнергии в питающих сетях расчетный угол сдвига фаз после компенсации для тяговых подстанций, удаленных от источника питания, следует принимать $\cos \varphi_2 = 0{,}98$. Исходя из этого, по формуле (11-41) определяется потребная расчетная мощность компенсирующего устройства, начиная от наиболее удаленной подстанции, по годовому электропотреблению этой подстанции $A_{гп}$ и подбирается ближайшая по мощности унифицированная батарея. Общее по участку питания значение $\cos \varphi_2$ должно быть около 0,93. Поэтому на ближайших к источнику питания тяговых подстанциях компенсирующие устройства не нужны.

Как правило, на каждой подстанции, где необходима компенсация, должно быть установлено лишь одно компенсирующее устройство, присоединенное к отстающей фазе.

Для ускорения расчетов по определению требуемой реактивной мощности и рациональному размещению ее по подстанциям рекомендуется пользоваться номограммой (рис. 11-32).

Унифицированные типовые компенсирующие устройства: тип I — батарея из шести ветвей по 30 банок мощностью 4 620 *квар*, реактор 76 *мгн*, 200 *а*; тип II — батарея из трех ветвей по 30 банок мощностью 2 310 *квар*, реактор 152 *мгн*, 100 *а*.

## § 11-6. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО СРАВНИВАЕМЫМ ВАРИАНТАМ

Характеристика основных технических показателей по вариантам на перспективу должна содержать как общие данные для всех вариантов, так и данные, характерные для каждого варианта. Первые нужны для сопоставления полученных показателей с рекомендуемыми и нормативными показателями или с аналогичными данными по другим проектам; вторые нужны для сопоставления рассматриваемых вариантов между собой.

К общим для всех вариантов показателям относятся расчетные веса поездов, расчетный режим (или расчетный интервал между поездами), годовое электропотребление на электротягу и полное с учетом нетяговых (включая районные) потребителей. Электропотребление приводится общее по участку (в млн. *квт·ч*) на 1 *км* линии (в тыс. *квт·ч*) (электроемкость) и среднегодовая нагрузка (в *квт* на 1 *км* линии).

По каждому из рассматриваемых вариантов должны быть определены следующие показатели.

Характеристика высоковольтных линий и устройств для питания тяговых подстанций: напряжение, число и длина воздушных линий (или кабелей), устройства по усилению электростанций и подстанций, по компенсации реактивной мощности, по защите от влияния тяговых токов, выполняемые энергосистемами и посторонними ведомствами и вызываемые введением электротяги. Ха-

рактеристика нетяговых (включая районные) потребителей, получающих питание от тяговых подстанций и линии продольного энергоснабжения.

Число тяговых подстанций, тип и количество тяговых и понизительных трансформаторов, выпрямительных агрегатов.

Тип подвески, число, сечение и общая длина проводов контактной сети на перегонах. Уровень напряжения в контактной сети в расчетном режиме и режиме выпадения тяговой подстанции.

Коэффициент мощности на шинах тяговых подстанций без влияния компенсирующих устройств и с учетом их влияния — количество и характеристика унифицированных компенсирующих устройств.

Число постов секционирования и пунктов параллельного соединения контактной сети и характеристика их оборудования.

Число дежурных пунктов контактной сети — совмещенных и не совмещенных с тяговыми подстанциями.

Количество и объем жилых домов, сооружаемых для персонала, обслуживающего устройства энергоснабжения.

Потребность основного оборудования и материалов.

Укрупненные показатели потребности основного оборудования по устройствам тягового энергоснабжения пока не разработаны. Потребность в них определяется по типовым проектам тяговых подстанций и контактной сети.

Затраты цветного металла являются важнейшим показателем для технико-экономических сравнений вариантов. Укрупненные показатели потребности в них приведены по трансформаторам тяговых подстанций в табл. 11-13, по контактной сети переменного

Таблица 11-13

| Тип трансформатора | Мощность трансформатора в *Мгва* | Затрата металла на трансформаторы в *т* | | Тип трансформатора | Мощность трансформатора в *Мгва* | Затрата металла на трансформаторы в *т* | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | меди | активной стали | | | меди | активной стали |
| ТМГ | 5,6 | 1,535 | 7,66 | ТДНГ | 10,0 | 2,859 | 11,486 |
| ТДГ | 10,0 | 2,14 | 9,825 | ТДНГ | 15,0 | (3,7) | (15,0) |
| ТДГ | 15,0 | 2,5 | 14,195 | ТДНГ | 20,0 | 4,482 | 17,841 |
| ТДГ | 20,0 | 3,0 | 17,055 | ТДНГ | 31,5 | 6,038 | 26,703 |
| ТДГ | 31,5 | 5,5 | 22,118 | ТДТНГ | 10,0 | 4,55 | 14,84 |
| ТДТГ | 15,0 | 4,3 | 17,46 | ТДТНГ | 15,0 | (6,0) | (17,8) |
| ТДТГ | 20,0 | 4,6 | 21,373 | ТДТНГ | 20,0 | 7,414 | 20,78 |
| ТДТГ | 31,5 | 6,0 | 30,97 | ТДТНГЭ | 31,5 | 9,003 | 34,28 |
| ТДТГ | 40,5 | 8,2 | 33,5 | ТДТНГ | 40,5 | 10,274 | 33,38 |
| ТДТГ | 60,0 | 14,263 | 44,6 | ТДТНГ | 60,0 | (16,0) | (50,0) |

тока с учетом питающих и отсасывающих линий на 1 *км* эксплуатационной длины линии в табл. 11-14, на 1 *км* развернутой длины контактной сети постоянного тока — в табл. 11-15, по линиям электропередач на 1 *км* — в табл. 11-16.

Таблица 11-14

| Подвеска контактной сети | Расход цветного металла на 1 км эксплуатационной длины для различных подвесок контактной сети (с учетом питающих и отсасывающих линий) в т | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Однопутный участок | | Двухпутный участок | |
| | Меди | Алюминия | Меди | Алюминия |
| ПБСМ-70+ТФ-100 | 2,30 | 0,09 | 4,0 | 0,2 |
| ПБСМ-95+ТФ-100 | 2,50 | 0,09 | 4,3 | 0,2 |
| М-95+ТФ-100 | 3,15 | 0,09 | 5,9 | 0,2 |
| М-120+ТФ-100 | 3,40 | 0,09 | 6,0 | 0,2 |

Эти таблицы позволяют выявить общую потребность в цветном металле по каждому варианту.

Также определяют годовые потери электроэнергии в питающих ЛЭП (если есть данные по проекту внешнего электроснабжения), в тяговых подстанциях и в контактной сети.

Таблица 11-15

| Подвеска контактной сети | Расход цветного металла на 1 км развернутой длины для разных подвесок контактной сети в кг | | |
|---|---|---|---|
| | меди | алюминия | всего в медном эквиваленте |
| ПБСМ-95+ТФ-85 | 1 110 | — | 1 110 |
| ПБСМ-95+ТФ-100 | 1 285 | — | 1 285 |
| М-95+ТФ-100 | 1 995 | — | 1 995 |
| М-120+ТФ-100 | 2 325 | — | 2 325 |
| ПБСМ-95+ТФ-100+А-185 | 1 285 | 500 | 2 115 |
| М-95+ТФ-100+А-185 | 1 995 | 500 | 2 825 |
| М-120+ТФ-100+А-185 | 2 325 | 500 | 3 155 |
| ПБСМ-95+ТФ-100+2А-185 | 1 285 | 1 000 | 2 945 |
| М-95+ТФ-100+2А-185 | 1 995 | 1 000 | 3 655 |
| М-120+ТФ-100+2А-185 | 2 325 | 1 000 | 3 985 |
| ПБСМ-95+2ТФ-100 | 2 360 | — | 2 360 |
| М-95+2ТФ-100 | 3 070 | — | 3 070 |
| М-120+2ТФ-100 | 3 400 | — | 3 400 |
| ПБСМ-95+2ТФ-100+А-185 | 2 360 | 500 | 3 190 |
| М-95+2ТФ-100+А-185 | 3 070 | 500 | 3 200 |
| М-120+2ТФ-100+А-185 | 3 400 | 500 | 4 280 |
| ПБСМ-95+2ТФ-100+2А-185 | 2 360 | 1 000 | 4 020 |
| М-120+2ТФ-100+2А-185 | 3 400 | 1 000 | 5 060 |
| М-95+2ТФ-100+2А-185 | 3 070 | 1 000 | 4 730 |

Коэффициент использования установленной мощности тяговых подстанций, установленной мощности конденсаторов и другого основного оборудования.

Таблица 11-16

| Тип проводов | | | Стоимость воздушных ЛЭП-110 *кв* на 1 *км* в тыс. руб. | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | На деревянных опорах с железобетонными пасынками | | На железобетонных опорах | | Металлические | | | |
| | | | | | | | узкобазные | | широкобазные | |
| Марка | Сечение в *мм* | Вес в *т* | без тросов | с тросами | одноцепные | двухцепные | одноцепные | двухцепные | одноцепные | двухцепные |
| А | 70 | 0,6 | 2,70 | 3,44 | — | — | 4,36 | 4,89 | 6,96 | 7,97 |
| | 95 | 0,8 | 2,86 | 3,61 | — | — | 4,53 | 5,06 | 7,33 | 8,34 |
| | 120 | 1,0 | 3,04 | 3,80 | — | — | 4,63 | 5,21 | 7,59 | 8,60 |
| | 150 | 1,3 | 3,39 | 4,06 | — | — | 5,05 | 5,61 | 8,03 | 9,04 |
| | 185 | 1,6 | 3,86 | 4,64 | — | — | 5,50 | 6,05 | 9,20 | 9,80 |
| АС | 70 | 0,9 | 2,80 | 3,54 | 3,15 | — | 44,6 | 4,99 | 7,15 | 8,16 |
| | 95 | 1,4 | 3,09 | 3,85 | 3,54 | — | 47,4 | 5,27 | 7,76 | 8,77 |
| | 120 | 1,6 | 3,36 | 4,04 | 3,83 | 8,34 | 50,3 | 5,59 | 7,99 | 9,00 |
| | 150 | 2,0 | 3,84 | 4,61 | 5,92 | 9,15 | 54,7 | 6,02 | 9,14 | 9,74 |
| | 185 | 2,4 | 4,18 | 5,06 | 6,16 | 9,89 | 60,2 | 6,49 | 10,10 | 10,71 |
| М | 70 | 2,0 | 4,13 | 4,51 | 4,60 | 9,87 | 68,0 | 6,86 | 9,54 | 10,55 |
| | 95 | 2,7 | 5,02 | 5,54 | 7,10 | 11,62 | 66,5 | 7,20 | 11,52 | 12,12 |
| | 120 | 3,4 | 5,64 | 6,35 | 7,73 | 13,03 | 75,8 | 8,05 | 13,22 | 13,83 |

## § 11-7. ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

**Капиталовложения по устройствам электроснабжения** для каждого варианта расположения тяговых подстанций подсчитываются на основании укрупненных показателей стоимости отдельных устройств. Эти показатели составляются и систематически корректируются проектными организациями по материалам типовых и реальных проектов и приводятся в технических или методических указаниях по проектированию.

Стоимость устройств электроснабжения по вариантам можно определять только по сравниваемой части, т. е. по элементам, показатели которых в разных вариантах отличаются друг от друга.

Ниже, в таблицах, показана стоимость отдельных устройств электроснабжения в ценах, действующих с 1 июля 1955 г. (в действующих сметных ценах), но с учетом снижения сметной стоимости строительства, достигнутой на 1 января 1963 г.

Стоимость тяговых подстанций разных типов приведена в табл. 11-17 (переменный ток) и 11-18 (постоянный ток). В этих таблицах не учитывается стоимость внешнего энергоснабжения (питающих линий 110, 35, 10—6 *кв*), подъездных путей, жилых домов, наружных водоканализационных сетей, продольных ЛЭП и районного энергоснабжения.

Таблица 11-17

| Схема тяговой подстанции | Тип трансформатора | Мощность трансформатора в *Мва* | Стоимость тяговых подстанций переменного тока с трехфазными трехобмоточными трансформаторами в тыс. руб. | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Опорная подстанция | Промежуточная подстанция |
| Два трехфазных трехобмоточных трансформатора | **Трансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой** | | | |
| | ТДТГ | 2×15 | 340 | 245 |
| | ТДТГ | 2×200 | 352 | 256 |
| | ТДТГ | 2×31,5 | 383 | 287 |
| | ТДТГ | 2×40,5 | 393 | 297 |
| | ТДТГ | 2×60 | 451 | 340 |
| | **Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой** | | | |
| | ТДТНГ | 2×15 | 360 | 265 |
| | ТДТНГ | 2×20 | 376 | 280 |
| | ТДТНГ | 2×31,5 | 408 | 312 |
| | ТДТНГ | 2×40,5 | 417 | 321 |
| | ТДТНГ | 2×60,0 | 464 | 353 |

Примечания. 1. Стоимости приводятся в ценах 1955 г. в новом масштабе цен, включая расходы по 2-й и 3-й частям генсметы.
2. В расчетах на перспективу следует принимать снижение стоимости на 20%.
3. Стоимость компенсирующих устройств в таблице не учитывается. Стоимость поперечной компенсации ориентировочно можно принимать 65 тыс. руб.

Таблица 11-18

| Тип подстанции по выпрямительным агрегатам | Мощность подстанции в *Мвт* | Составляющая стоимости | Стоимость одной подстанции постоянного тока в тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | опорной 110 *кв* | промежуточной 110 *кв* | 35 *кв* |
| С запаянными выпрямителями ИВС, включенными по нулевой схеме (на 4 агрегата) | 16,0 | Общая | 430 | 330 | 232 |
| | | Постоянная часть | 230 | 186 | 120 |
| | | Переменная на один агрегат | 50 | 36 | 28 |
| С разборными выпрямителями АРМИВ, включенными по последовательной схеме (на 2 агрегата) | 20,0 | Общая | 455 | 370 | — |
| | | Постоянная часть | 255 | 214 | — |
| | | Переменная на один агрегат | 100 | 78 | — |

Примечания. 1. Стоимости приведены в ценах 1955 г. в новом масштабе цен, включая расходы по 2-й и 3-й частям генсметы.
2. В расчетах на перспективу принимается снижение стоимости на 20%.
3. Для одноагрегатных подстанций ориентировочную стоимость постоянной части принимать 50%.

Выбор типов подстанций в предварительных расчетах на перспективу производится ориентировочно по вспомогательным таблицам и номограммам в соответствии с намечаемой для каждого варианта схемой энергоснабжения.

Стоимость контактной сети на 1 *км* электрифицируемого пути приведена выше, в табл. 11-11 и 11-12.

В сравнении по вариантам определяется стоимость контактной сети только главных путей. Электрификация станционных путей, не зависящая от размещения тяговых подстанций, может не учитываться.

При переменном токе контактная сеть над главными путями почти не зависит от размещения тяговых подстанций и поэтому в сопоставлении вариантов также может не учитываться.

Стоимость вспомогательных устройств электроснабжения приведена в табл. 11-19. К вспомогательным устройствам системы

Таблица 11-19

| Показатели | Объем здания в $м^3$ | Общая стоимость вспомогательных устройств и жилых домов |
|---|---|---|
| Пост секционирования переменного тока для двухпутных линий | — | 12,2 |
| Пост секционирования постоянного тока для двухпутных линий | — | 9,53 |
| Пункт параллельного соединения переменного тока | — | 4,8 |
| Пункт параллельного соединения постоянного тока | — | 2,0 |
| Жилой дом: | | |
| 2-квартирный | 406 | 11,8 |
| 8-квартирный | 1 850 | 34,6 |
| 12-квартирный | 2 560 | 40,0 |

электроснабжения, которые следует расценивать при экономическом сравнении вариантов, относятся посты секционирования, пункты параллельного соединения проводов контактной сети разных путей, дежурные пункты контактной сети, не совмещенные с тяговыми подстанциями, компенсирующие устройства. Также нужно учитывать специальные устройства по питанию нетяговых потребителей, по уменьшению влияния тяговых токов на линии связи, на силовые и осветительные линии, на подземные металлические сооружения и коммуникации, на систему внешнего электроснабжения. Стоимость их определяется ориентировочными предварительными расчетами. Остальные вспомогательные устройства (участки энергоснабжения, склады, разгрузочные платформы и пр.) могут не учитываться, как не зависящие от размещения тяговых подстанций.

К внешнему энергоснабжению относятся сооружаемые вновь линии электропередач 110, 35, 6—10 *кв*, питающие тяговые подстанции, и соответствующие им выводные ячейки на подстанциях энергосистемы, оборудуемые в связи с электрификацией железной дороги. Объем этих устройств определяется принимаемой энергосистемой схемой внешнего энергоснабжения по вариантам. Стоимость их в предварительных расчетах можно принимать по укрупненным показателям, разработанным Электросетьпроектом и приведенным в табл. 11-20 и 11-21.

Таблица 11-20

| Тип ЛЭП | Стоимость на самостоятельных опорах в среднем для сечений АС-50 | |
|---|---|---|
| | на деревянных опорах с железобетонными приставками | на железобетонных опорах |
| ЛЭП-35 *кв* . . . . . | 1,9 | 3,0 |
| ЛЭП-10 » . . . . . | 1,1 | 1,3 |

Стоимость комплектных подстанций (КПТ) 25/0,4 *кв* для питания от продольных линий электропередач (в тыс. руб. на одну подстанцию) указана в табл. 11-19.

Таблица 11-21

| Показатель | Стоимость одной подстанции мощностью в *ква* в тыс. руб. | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2 | 4 | 6 | 60 | 100 | 180 |
| Без РПН . . . . . | 0,95 | 1,07 | 1,12 | 1,66 | 1,48 | 1,65 |
| С РПН . . . . . | — | — | — | 3,98 | 3,56 | 4,0 |

*Подстанции потребительские*

| | |
|---|---|
| 10/0,4 *кв* мощностью до 100 *ква* . . . . . | 1,05 тыс. руб. |
| 35/0,4 » » » 200 » . . . . . | 27,0 » » |

Подъездные пути к тяговым подстанциям и дежурным пунктам расцениваются по суммарной длине всех путей по каждому варианту. Стоимость строительства 1 *км* подъездного пути в предварительных расчетах можно принимать укрупненную — 20 тыс. руб.

Стоимость сооружения наружных водоканализационных сетей и источников водоснабжения следует учитывать только для ртутновыпрямительных тяговых подстанций, т. е. при электротяге на постоянном токе при водяном охлаждении выпрямителей. В предварительных расчетах можно принимать стоимость наружных водоканализационных сетей 5 тыс. руб. на каждую тяговую подстанцию постоянного тока. Источники водоснабжения (скважины, колодцы) учитываются лишь в том случае, если тяговая подстанция размещается в пункте, где отсутствует водоснабжение; стоимость

сооружения и оборудования такого устройства водоснабжения в среднем может быть принята 12 тыс. руб. на одну подстанцию.

Стоимость одноагрегатных подстанций до разработки типового проекта можно принимать со снижением постоянной части примерно на 50% (по табл. 11-16 принимать 100 тыс. руб. вместо 214 тыс. руб).

Стоимость жилых домов принимается по табл. 11-17. Следует учитывать только жилые дома при тяговых подстанциях, количество которых отличается по вариантам размещения подстанции. Это различие сохраняется и при отсутствии постоянного дежурного персонала на подстанции (при системе телеуправления).

На основании приведенных выше данных составляется сводная таблица капитальных затрат на устройства электроснабжения по каждому варианту размещения тяговых подстанций на десятый год эксплуатации.

**Эксплуатационные расходы по устройствам энергоснабжения.** Годовые эксплуатационные расходы на содержание устройств электроснабжения слагаются из расходов на содержание тяговых подстанций и контактной сети (заработная плата обслуживающего персонала, материалы и инструмент), стоимости потерь электроэнергии на тяговых подстанциях и в контактной сети и амортизационных отчислений по капиталовложениям по вариантам. К этому следовало бы прибавить также соответствующие расходы и по питающим линиям электропередач, однако они очень мало зависят от размещения тяговых подстанций и поэтому, как правило, не учитываются, исключая отпайки ЛЭП к тяговым подстанциям. Если же схемы энергоснабжения по вариантам сильно отличаются, то и эксплуатационными расходами по ним, особенно стоимостью потерь электроэнергии, пренебрегать не следует.

При сопоставлении вариантов должны быть учтены дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с изменением скорости движения поездов вследствие разной потери напряжения в системе тягового энергоснабжения и разного уровня напряжения в контактной сети по вариантам. Способы определения этих расходов описаны в главе 10.

Расходы на содержание тяговых подстанций определяются на основании норм эксплуатационных расходов, приведенных ниже.

1. Содержание тяговой подстанции при автоматическом управлении без обслуживающего персонала . . . . . 4,0 тыс. руб. в год
2. То же при сохранении обслуживающего персонала (допускается в исключительных случаях и в предварительных расчетах на перспективу не принимается) . . . . . 8,0 тыс. руб. в год

Расходы на содержание контактной сети практически не зависят от ее сечения и потому будут одинаковыми для всех вариантов размещения подстанций и их не следует учитывать в сравнении вари-

антов. То же относится к содержанию вспомогательного персонала участков энергоснабжения, расходы на которые зависят от схемы административного деления линии и почти не зависят от размещения тяговых подстанций.

Амортизационные отчисления (реновация и капитальный ремонт) принимаются в процентах от размеров капитальных затрат в соответствии с приведенными в главе 10 нормативами.

Годовые эксплуатационные расходы, строго говоря, следует определять на первый год эксплуатации и учитывать коэффициент отдаленности на последующие годы.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Технико-экономические сопоставления трехфазных и однофазных трансформаторов для тяговых подстанций переменного тока. Трансэлектропроект и ЦНИИ МПС, 1961.
2. Технико-экономическое сопоставление вариантов схем тяговых подстанций постоянного тока. Трансэлектропроект, 1963.
3. Наставления по проектированию электрификации железных дорог на переменном токе. Трансэлектропроект, 1961.
4. Технические указания по расчету устройств энергоснабжения при электрификации железных дорог на переменном токе — сокращенная методика. Трансэлектропроект, 1961.
5. Технические указания по расчету устройств энергоснабжения при электрификации железных дорог на постоянном токе — сокращенная методика. Трансэлектропроект, 1962.
6. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.
7. Розенфельд В. Е., Сидоров Н. Н., Кузин С. Е. Электрические железные дороги. Трансжелдориздат, 1957.
8. Воронин А. В. Энергоснабжение электрических железных дорог. Трансжелдориздат, 1958.
9. Мирошниченко Р. И., Баранов А. М., Сегал А. Г., Ададурова Е. В. Эксплуатационные требования к параметрам устройств энергоснабжения. Труды ЦНИИ МПС, вып. 174. Трансжелдориздат, 1959.
10. Гохштейн Б. Я. Определение мощности тяговых подстанций переменного тока. Труды ЦНИИ, вып. 170. Трансжелдориздат, 1958.
11. Моченов И. Г. Регулирование напряжения на тяговых подстанциях. Труды ЦНИИ МПС, вып. 190. Трансжелдориздат, 1960.
12. Бородулин Б. М. Регулирование напряжения трехфазных тяговых трансформаторов. Труды ЦНИИ МПС, вып. 256. Трансжелдориздат, 1963.
13. Давыдов В. Н. Определение потерь напряжения в тяговом энергоснабжении с учетом стабилизации напряжения. Методические указания Трансэлектропроекта № 2, 1960.
14. Давыдов В. Н. Определение потерь электроэнергии в трехфазных трансформаторах тяговых подстанций. Методические указания Трансэлектропроекта, № 5, 1960.
15. Тамазов А. И. Расчет несимметрии в электроэнергетической системе, питающей тяговые нагрузки. Труды ЦНИИ, вып. 191. Трансжелдориздат, 1959.
16. Давыдов В. Н. Оптимальные расстояния между тяговыми подстанциями. Методические указания Трансэлектропроекта, № 2, 1960.
17. Порплиц Ю. П. Применение методов математической статистики при проектировании схем продольного энергоснабжения магистральных железных дорог. Труды МИИТ, вып. 104. Трансжелдориздат, 1959.

Глава 12

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

## § 12-1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В проектной практике в процессе электрических расчетов системы тягового электроснабжения определяются следующие параметры тяговых подстанций:

1) мощность главных понизительных трансформаторов (для тяговых подстанций, имеющих питающее напряжение 110 *кв* и выше);

2) мощность ртутновыпрямительных агрегатов и их число (для тяговых подстанций системы постоянного тока);

3) мощность специальных трансформаторов для питания нетяговой нагрузки (если есть в них необходимость);

4) максимальные нагрузки фидерных выключателей, питающих контактную сеть.

А. Методика определения мощности главных понизительных трансформаторов подробно изложена в главе 11. В проектной практике эти методы полностью используются. Необходимо только иметь в виду следующие соображения.

а) На тяговых подстанциях переменного тока нагрузка линий ДПР должна быть включена в сумму тяговых нагрузок соответствующих фаз с учетом своих коэффициентов спроса.

б) Нагрузка нетяговых потребителей учитывается в мощности тяговой обмотки полностью или в соответствующей части в том случае, если трансформатор для их питания подключен к шинам 27,5 *кв* (при системе переменного тока это в некоторых случаях практикуется). В остальных случаях она учитывается либо в мощности соответствующей обмотки главного понизительного трансформатора, либо при питании ее от отдельного трансформатора не учитывается вовсе. В любом случае, когда нетяговая нагрузка учитывается, это производится также с учетом коэффициента спроса и коэффициента одновременности.

При определении мощности главных понизительных трансформаторов используются выражения (11-29) для системы постоянного тока и (11-25), (11-27) для системы переменного тока. Эта

мощность определяется в процессе расчетов обычно только один раз — для нагрузок десятого года эксплуатации, так как смена трансформаторов до истечения этого периода нецелесообразна. Только в случае ожидаемых резких увеличений тяговой или районной нагрузки в период между первым и перспективным расчетным сроком (пятым и десятым годами эксплуатации) проверяют нагрузку на первый расчетный срок. В этом случае возможна установка в первый период одного, а затем в перспективе другого трансформатора.

Ввиду сравнительно большой стоимости главного понизительного трансформатора, а также сравнительно очень высокой надежности его по рассчитанной потребной мощности выбирают тип трансформатора исходя из установки не более двух трансформаторов на одной подстанции. В случае применения при системе переменного тока однофазных или специальных трансформаторов их тип определяется из условий установки не более двух групп трансформаторов. Группой трансформаторов называют такие, которые работают совместно от одного общего присоединения со стороны питающего напряжения.

При определении числа и типовой мощности трансформаторов на подстанции необходимо исходить также из условий резервирования тяговой нагрузки, описанных в § 11-3.

Мощность тяговой подстанции, определенная из условий расчетного режима, не должна превышать сумму типовой мощности главных понизительных трансформаторов более чем на 10%.

Б. Определение числа и мощности ртутно-выпрямительных агрегатов на тяговой подстанции при системе постоянного тока производится в соответствии с указаниями, приведенными выше [см. главу 1, выражение (1-19)]. При этом расчетная мощность определяется только исходя из тяговых нагрузок с учетом коэффициентов, приведенных в этом выражении.

При установке на тяговой подстанции выпрямителей, соединенных по последовательной схеме, условия их установки и резервирования описаны в главе 11. Условия установки запаянных выпрямителей, включенных по нулевой схеме, несколько иные. Резервирование таких выпрямителей обеспечивается установкой на каждой тяговой подстанции одного резервного агрегата. Однако и в этом случае может быть использовано резервирование за счет свободной мощности в том случае, если расчетная нагрузка подстанции меньше суммы типовой установленной мощности более чем на половину типовой мощности одного агрегата. В этом случае резервирование за счет свободной мощности смежных подстанций нередко позволяет уменьшить потребное количество агрегатов на подстанции.

Аналогично тому, как при определении типовой мощности главных понизительных трансформаторов, при определении потребной типовой мощности выпрямителей расчетная тяговая нагрузка

не должна более чем на 10% превышать сумму типовых расчетных мощностей выпрямителей (без учета резервного агрегата).

Следует отметить, что отсутствие опыта проектирования и эксплуатации полупроводниковых выпрямительных агрегатов не позволяет отнести к ним приведенные выше рекомендации. Такие рекомендации смогут быть сделаны только после получения подробных характеристик полупроводниковых выпрямителей и опыта их экспериментальной эксплуатации.

в) Мощность специальных трансформаторов для питания нетяговых нагрузок определяется по обычной методике, используемой для общепромышленных энергетических установок.

г) Максимальные нагрузки фидерных выключателей, питающих контактную сеть, рассчитываются, во-первых, для определения возможности обеспечения надежной защиты контактной сети от т. к. з., и, во-вторых, при системе переменного тока для установления методов и мероприятий по защите линий связи, расположенных вдоль железной дороги, от опасного влияния тяговых токов.

Максимальные токи фидерных выключателей определяют уставки защиты от т. к. з. на этих выключателях. Эти уставки в свою очередь являются исходной величиной для определения мероприятий по защите от опасного влияния тяговых токов на линии связи.

Для участков постоянного тока в соответствии с последними рекомендациями зависимость между током уставки быстродействующих автоматических фидерных выключателей $I_у$ и максимальным фидерным током $I_м$ определяется выражением

$$I_у = I_м \cdot 1{,}2. \qquad (12\text{-}1')$$

Коэффициент 1,2 учитывает возможную неточность настройки выключателя, а также запас.

Для участков переменного тока, где применяется релейная защита на фидерных выключателях, с одной стороны, неточность регулировки защиты может не учитываться, но, с другой стороны, должен быть учтен коэффициент надежности релейной защиты и коэффициент возврата защитного реле. Поэтому зависимость между током уставки защиты (на первичной стороне трансформаторов тока) и максимальным фидерным током выражается соотношением

$$I_у = I_м \cdot 2. \qquad (12\text{-}1'')$$

Вычисление максимальных фидерных токов является задачей достаточно сложной вследствие широкого диапазона изменений тока одного поезда в период движения, а также количества поездов, питающихся через рассматриваемый фидерный выключатель. Однако рассмотрение выражений (12-1′) и (12-1″) показывает, что некоторое преуменьшение фактических результатов расчета допусти-

мо ввиду примерно двадцатипроцентных запасов, принятых при расчете токов уставки защиты. Таким образом, представляется возможным использовать значение средних токов поездов с соответствующим повышающим коэффициентом для определения максимальных токов и с корректировкой, определяемой возможностью пуска одного поезда в непосредственной близости от тяговой подстанции (на той станции, где она расположена). Поэтому, зная число поездов, размещаемых на фидерной зоне по условиям пропускной способности перегонов, а также расход энергии каждым типом поезда на этой зоне, отнесенный к рассматриваемой подстанции, можно определить максимальный фидерный ток выключателя по следующим выражениям:

а) для однопутного участка, раздельной или узловой схемы питания путей двухпутного участка:

$$I_{\text{м}} = \frac{\sum_1^i A_i n_i}{U_{\text{н}}} + I_{\text{п}} \text{ для системы постоянного тока;} \quad (12\text{-}2')$$

$$I_{\text{м}} = \frac{\sum_1^i A_i n_i}{U_{\text{н}} \cos\varphi} + I_{\text{п}} \text{ для системы переменного тока;} \quad (12\text{-}2'')$$

б) для схемы параллельного питания путей двухпутного участка для одного выключателя:

$$I_{\text{м}} = \frac{\sum_1^i A_i n_i}{2U_{\text{н}}} + \frac{I_{\text{п}}}{2} \text{ для системы постоянного тока;} \quad (12\text{-}3')$$

$$I_{\text{м}} = \frac{\sum_1^i A_i n_i}{2U_{\text{н}} \cos\varphi} + \frac{I_{\text{п}}}{2} \text{ для системы переменного тока.} \quad (12\text{-}3'')$$

Во многих случаях в этих выражениях может быть использовано значение энергоемкости линии и коэффициенты годовой, суточной, часовой и 15-минутной неравномерности, с учетом которых значение максимального фидерного тока для любой схемы питания может быть определено по формуле

$$I_{\text{м}} = \frac{k_{\text{н}} \mathcal{Э}_{\text{е}} l}{2k_{\text{с}} U_{\text{н}}} + \frac{I_{\text{п}}}{k_{\text{с}}}, \text{ или } I_{\text{м}} = \frac{k_{\text{н}} \mathcal{Э}_{\text{е}} l}{2k_{\text{с}} U_{\text{н}} \cos\varphi} + \frac{I_{\text{п}}}{k_{\text{с}}}. \quad (12\text{-}4')$$

В выражениях (12-2) и (12-4):

$A_i$ — расход энергии поездом типа $i$ за время хода его по расчетному участку в *квт·ч*;

$I_{\text{м}}$ — максимальный рабочий ток фидера контактной сети в *а*;

$I_{\text{п}}$ — пусковой ток поезда в *а*;

$n_i$ — число поездов данного типа, проходящих за час на зоне питания;

$k_н$ — коэффициент, учитывающий неравномерность нагрузки по направлениям (путям), т. е. отношение расхода энергии расчетным поездам на фидерной зоне в одном направлении (наибольший расход) к потреблению энергии в другом направлении;

$k_с$ — коэффициент схемы питания;

$l$ — длина зоны питания в *км*;

$U_н$ — номинальное напряжение контактной сети в *в*;

$Э_е$ — энергоемкость железнодорожной линии в *квт·ч/км*.

Использование этого выражения допустимо только, если неравномерность расхода энергии по путям двухпутного участка не превышает 1—1,5, а размеры движения (пропускная способность) на зоне питания не претерпевает перелома. Значения коэффициента схемы $k_с$ здесь соответствуют числу главных путей на электрифицируемом участке.

Необходимо отметить, что значение максимальных фидерных токов выключателей на действующих участках (при их реконструкции или изменении режимов работы) наиболее целесообразно определять, используя записи на самопишущем амперметре за 5—7 дней месяца интенсивного движения.

## § 12-2. ПРОВЕРКА ПАРАМЕТРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Поскольку практически изменение сечения контактной сети в процессе эксплуатации осуществить сравнительно просто и оно может быть произведено как специально, так и во время очередной смены контактных проводов по износу, сравнительно большое значение получают определение и проверка параметров сети на первый период эксплуатации устройств энергоснабжения. При этом важное значение приобретают не экономические параметры (экономическое сечение подвески по путям), а технические — нагрев проводов, уровень напряжения в контактной сети при тяжелых расчетных режимах движения. Тем не менее, для участков, электрифицируемых на постоянном токе для определения первоначальных капитальных вложений, производят выбор экономических сечений контактной сети и на первый период эксплуатации. Этот выбор производится аналогично тому, как определяются экономические сечения на перспективный расчетный срок для выбора варианта размещения тяговых подстанций [см. выражение (11-30)].

На участках переменного тока для проверки выбирается минимальное сечение контактной подвески по механической прочности в составе контактного провода ТФ-100 и стале-медного троса ПБСМ-70.

В процессе электрических расчетов для условий первого периода эксплуатации (пятый год) сечения, выбранные по экономическим условиям (постоянный ток) или по механической прочности (переменный ток), проверяются по условиям нагрева максимальными нагрузочными токами и по обеспечиваемому в контактной сети режиму напряжения.

**Проверка проводов контактной сети на нагревание** производится по максимальной расчетной эффективной нагрузке за 20-минутный промежуток времени. Так как максимальная расчетная нагрузка определяется максимальным расчетным сгущением поездов, то она с достаточной точностью может быть определена по приближенной формуле (11-39), как это описано в главе 11.

Полученное значение $I_э$ следует сравнивать с допустимой нагрузкой (по условиям нагревания проводов контактной сети до температуры не выше 100° С для принятого типа подвески см. табл. 2-11).

Приведенные величины допустимых нагрузок и данные таблицы не учитывают износа контактного провода. В действительности же износ контактного провода несколько увеличивает сопротивление контактной сети, а следовательно, увеличивает и нагревание проводов. Поэтому износ контактного провода учитывают в расчетах нагревания проводов при системе постоянного тока, принимая его равным 15% и соответственно уменьшая допустимые токи подвески (конечно, не учитывая износа несущих и усиливающих тросов). В системе же переменного тока разница в значениях, допустимых по условиям нагревания токов, определенных с учетом износа контактного провода и без этого учета, невелика — 3—5%, поэтому учитывать износ контактного провода при системе переменного тока не следует.

Длина фидерной зоны, допустимая по нагреву проводов контактной сети, может быть определена на основании формулы (11-40).

**Проверка режима напряжения в контактной сети** имеет очень большое значение, так как характеризует условия работы подвижного состава. При этом рассматривается среднее падение напряжения на пантографе электровоза за время хода поезда по лимитирующему пропускную способность перегону, максимальное падение напряжения (в режиме толчка), уровень напряжения в контактной сети при применении на подстанциях устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (АРПН).

В связи с тем, что тяговые расчеты обычно производятся для среднего уровня напряжений в контактной сети, принимаемого равным для системы постоянного тока 3 000 *в*, а для системы переменного тока 25 *кв*, что соответствует среднему падению напряжения в контактной сети на зоне питания 10%, следует проверить действительную величину среднего падения напряжения на лимитирующем пропускную способность перегоне (блок-участке) при заданном расчетном режиме. В случае если действительное среднее падение напряжения окажется больше расчетного, действительное время хода поезда по этому перегону (блок-участку) увеличится и его необходимо определить для того, чтобы убедиться, что в связи с уменьшением скорости движения пропускная способность рассматриваемого участка не становится ниже заданной или потребной.

Определение величины действительного среднего падения напряжения на лимитирующем пропускную способность перегоне

производится по выражению (11-35). Расчет следует производить для режима, соответствующего полному использованию перегонной пропускной способности, который представляет наибольший интерес при проверке режима напряжения на пантографе электровоза поезда самого тяжелого веса.

Эта формула по существу определяет не среднюю, а максимальную потерю напряжения на фидерной зоне

$$\Delta U_{\text{макс}} = \frac{3}{2} \Delta U_{\text{тс}}. \qquad (12\text{-}7)$$

Однако это увязывается с требованием НиТУ обеспечить среднее напряжение не на всей фидерной зоне, а на любом блок-участке. На самом тяжелом блок-участке средняя потеря напряжения мало отличается от максимальной на фидерной зоне.

Чтобы облегчить расчеты, можно вместо определения потерь напряжения в цепи тягового тока проверять выбранное по экономическим соображениям расстояние между тяговыми подстанциями на обеспечение допустимой потери напряжения.

На основании выражения (11-35) имеем для этого случая

$$l = \sqrt{\frac{\Delta U_{\text{тс}} U_{\text{н}} c'}{z_{\text{к}} \Im_{\text{е}} k_t}}. \qquad (12\text{-}8)$$

Определение лимитирующего перегона, который должен быть проверен по уровню напряжения, производится по данным тяговых расчетов, причем выбирается тот перегон (блок-участок), время хода поезда по которому больше, чем по всем другим перегонам данной зоны питания. Этот перегон должен быть наиболее удален от тяговой подстанции при одностороннем (консольном) питании контактной сети или находиться как можно ближе к середине зоны питания при двустороннем ее питании.

На основании данных о среднем падении напряжения, полученных из выражений (11-36) и (12-7), проверяется время хода поезда. По однопутным участкам эта проверка производится по зоне питания с лимитирующим перегоном, где сравнивается действительное время хода со временем, потребным для обеспечения пропускной способности участка. По двухпутным участкам действительное время хода сравнивается с потребным интервалом попутного следования (10-минутным или заданным Министерством путей сообщения).

Определение действительного времени хода поезда по расчетному участку производится по выражению

$$t_{\text{д}} = (t_{\text{п}} - t_{\text{т}}) + \frac{U_{\text{р}}}{U_{\text{н}} - \Delta U_{\text{тс}}} t_{\text{т}}, \qquad (12\text{-}9)$$

где $t_{\text{д}}$ — действительное время хода в *мин*;

$t_{\text{т}}$ — время хода поезда по тяговому расчету в *мин* под током (по автоматической характеристике);

$t_п$ — полное время хода поезда в *мин* по тяговому расчету;
$U_н$ — номинальное напряжение в *в*;
$U_р$ — расчетное напряжение контактной сети в *в*;
$\Delta U_{тс}$ — падение напряжения в тяговой сети в *в*.

Сравнение $t_д$ и расчетного интервала пропускной способности позволяет судить о том, насколько полученные величины среднего падения напряжения изменяют пропускную способность участка. Если величина в результате корректировки получается больше, чем $T$, то для обеспечения необходимой пропускной способности требуется проведение каких-либо специальных мероприятий, в частности, использование АРПН.

Полная потеря напряжения как в системе тягового энергоснабжения, так и в системе внешнего энергоснабжения от тяговой нагрузки для каждой фидерной зоны определяется выражением (11-34) с учетом соответствующих рекомендаций, приведенных в главе 11.

На практике обычно ограничиваются определением длины зоны питания, исходя из условий обеспечения нормального уровня напряжений. Эта проверка производится по номограммам (см. рис. 11-27, 11-28 и 11-29). Номограммы эти составлены для контактной подвески со стале-медным несущим тросом (ТСМ-95+ТФ—100). Для других типов подвески значения $l$ могут быть найдены путем введения поправочных коэффициентов, приведенных на рис. 11-27. Как видно, значение этих поправок очень небольшое.

Для тяговых подстанций с трехфазными трансформаторами значения $l$ определены для крайних соотношений нагрузки тяговых плеч, когда $n = 1$ и $n = 0{,}6$. Для промежуточных значений $n$ следует интерполировать.

Если параметры трансформаторов тяговых подстанций, питающих участок (при двустороннем питании), различны, то следует определить $l$ отдельно для каждой подстанции (условно при двустороннем питании) и взять среднее из этих значений.

Как указывалось, приведенные выше номограммы дают возможность проверить по допустимой потере напряжения выбранное экономическим расчетом расстояние между подстанциями как в нормальном режиме, так и при выпадении подстанции. Однако при этом предполагается, что на шинах 110 *кв* тяговой подстанции стабилизирующими устройствами поддерживается постоянное напряжение. Если таких устройств нет, то дополнительные потери напряжения в первичной сети могут значительно снизить расстояние между подстанциями, обеспечивающее минимально допустимый уровень напряжения в контактной сети.

На рис. 11-28 и 11-29 были приведены различные кривые, учитывающие потери напряжения в первичной сети от тяговых нагрузок при отсутствии на тяговых подстанциях устройств по стабилизации напряжения на шинах 110 *кв* в зависимости от сопротивления подстанции (типа понизительного трансформатора).

Если результаты, полученные по номограммам, близки к расчетным или действительным, следует, как указывалось, проверить

их по более точным формулам. Для потери напряжения в контактной сети такие формулы приведены в методических указаниях Трансэлектропроекта (см. [13] в главе 11).

## § 12-3. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР МЕТОДОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ НИХ

Защита контактной сети от воздействия т. к. з. является важным условием, обеспечивающим надежную работу системы энергоснабжения электрифицированной железной дороги. Надежное отключение быстродействующими автоматическими выключателями поврежденных участков контактной сети может быть достигнуто, если токи уставки этих выключателей будут меньше минимального т. к. з. на защищаемом участке. С другой стороны, для исключения ложных срабатываний автоматических выключателей под действием больших рабочих токов токи уставки этих выключателей должны быть выше максимально возможного рабочего тока, как это видно из выражения (12-1). Поэтому важным элементом расчета системы тягового энергоснабжения является определение минимально возможных значений т. к. з. в контактной сети.

Для системы постоянного тока определение минимальных т. к. з. $I_{\text{кз мин}}$ производится аналитически по формуле

$$I_{\text{кз мин}} = \frac{U_{\text{н}}(1-p)(1+k_1+k_2) - \Delta U_{\text{д}} - I_{\text{н}} n_{\text{р}} \rho_{\text{п}}}{(r_{\text{р}}+r_{\text{к}})l + R_{\text{с}} + \rho_{\text{п}} + R_{\text{отс}}}, \qquad (12\text{-}10)$$

где $p$ — коэффициент, учитывающий колебания напряжения в питающей тяговую подстанцию сети, принимаемый равным 0,05;

$R_{\text{с}}$ — сопротивление питающих контактную сеть от данной тяговой подстанции линий в *ом*;

$R_{\text{отс}}$ — то же отсасывающих проводов в *ом*;

$\rho_{\text{п}}$ — эквивалентное сопротивление тяговой подстанции в *ом*;

$r_{\text{к}}$ — сопротивление 1 *км* контактной сети в *ом/км*;

$r_{\text{р}}$ — сопротивление 1 *км* рельсовой цепи в *ом/км*;

$n_{\text{р}}$ — число ртутновыпрямительных агрегатов подстанции, работающих в момент короткого замыкания;

$k_1$ — отношение падения напряжения в выпрямительном агрегате при его номинальной нагрузке к номинальному напряжению на шинах тяговой подстанции, принимаемое равным 0,04;

$k_2$ — отношение падения напряжения в линиях передачи, питающих подстанцию, при номинальной нагрузке подстанции к номинальному напряжению стороны питания, принимаемое равным 0,02;

$\Delta U_{\text{д}}$ — падение напряжения в дуге короткого замыкания, принимаемое на основании опытных данных равным 200 *в*.

Ввиду того что проектные расчеты всегда дают несколько преуменьшенные величины т. к. з., в проектной практике определение $I_{кз}$ производят по упрощенной формуле

$$I_{кз\ мин} = \frac{2\,850}{\rho_{П} + (r_{р} + r_{к})\,l} \qquad (12\text{-}10')$$

и только, если окажется, что найденная величина требует специальных мер по защите контактной сети от т. к. з., дополнительно производится уточненный расчет по выражению (12-10).

Выбор устройств защиты контактной сети от т. к. з. производится в следующем порядке.

1. Определяется величина т. к. з. и обеспеченность защитой зон питания при отсутствии специальных защитных устройств, кроме быстродействующих автоматических выключателей фидеров тяговых подстанций. Короткое замыкание предполагается в точке подключения к контактной сети фидеров смежной тяговой подстанции.

2. Для зон питания, защита которых не обеспечивается быстродействующими автоматическими выключателями тяговых подстанций, производится повторный расчет с учетом сооружения одного поста секционирования на каждой такой зоне питания. Местоположение поста выбирается возможно ближе к середине зоны питания. При расчете принимается, что местом к. з. является точка присоединения контактной сети к посту секционирования. Максимальные рабочие токи фидеров подстанции в этом случае остаются такие же, что и на первом этапе расчета.

3. Для зон питания, защита которых не обеспечивается сооружением постов секционирования, проверяется длина зон, защищаемых каждой тяговой подстанцией, и возможность осуществления защиты путем блокировки или телеблокировки быстродействующих автоматических выключателей фидеров смежных тяговых подстанций, питающих один и тот же путь. Следует отметить, что этот расчет производят как подготовительный для следующего этапа расчетов, так как результаты его не могут принципиально отличаться от результатов предыдущего расчета ввиду того, что пост секционирования и блокировка между тяговыми подстанциями отвечают своему назначению, только если зоны защиты от двух подстанций перекрывают друг друга. Поэтому во всех случаях защита контактной сети от к. з. путем блокировки автоматов смежных подстанций может быть заменена защитой с помощью поста секционирования и наоборот.

4. Для зон питания, защита которых от к. з. не обеспечивается постом секционирования или блокировкой быстродействующих автоматических выключателей фидеров соседних тяговых подстанций, следует проверить возможность защиты путем блокировки или телеблокировки быстродействующих автоматов поста секционирования и тяговой подстанции, питающих один и тот же путь. В этом случае предварительно следует определить максимальные рабочие токи

фидерных быстродействующих автоматических выключателей постов секционирования.

В случае если и в результате последнего этапа расчетов окажутся зоны питания, не обеспеченные защитой от т. к. з., следует сравнить экономическую эффективность сооружения двух постов секционирования или увеличения сечения контактной сети на этих зонах.

При сравнении следует учитывать, что увеличение сечения контактной сети снижает эксплуатационные расходы вследствие уменьшения потерь энергии и увеличения скорости движения поездов за счет снижения величины среднего падения напряжения в сети. Поэтому экономические показатели методов защиты контактной сети следует сравнивать исходя из срока окупаемости дополнительных капиталовложений для более дорогого метода защиты.

Во многих случаях, однако, проверку условий защиты контактной сети от т. к. з. можно производить более упрощенно. В первую очередь это относится к участкам, где контактная сеть всех путей соединена параллельно, а часто также к участкам с раздельным питанием путей и к однопутным участкам. В этих случаях следует построить кривые, соответствующие выражению

$$l(r_к + r_р) = \frac{U_н(1-p) - \Delta U_д}{I_м \cdot 1{,}2} \qquad (12\text{-}11)$$

при различных значениях $\rho_п$. При построении следует откладывать $l(r_к + r_р)$ по оси ординат, а $I_м$ (расчетный максимальный ток фидера) — по оси абсцисс. Тогда, располагая по оси абсцисс слева от оси ординат длину зоны питания, можно построить в левом квадранте прямые $l = f(r_к + r_р)$ разных сечений контактной подвески. Зная максимальный рабочий ток фидера, по кривой правого квадранта и прямой левого квадранта можно определить длину зоны защиты от данной тяговой подстанции и суммарную длину зон защиты по сравнению с длиной зоны питания. Соответствующие номограммы приведены на рис. 12-1.

Если длина зоны защиты от каждой из тяговых подстанций будет больше длины зоны питания, то дополнительных средств защиты от т. к. з. для рассматриваемой зоны предусматривать не требуется. Если длина зоны защиты от каждой тяговой подстанции будет меньше длины зоны питания, но сумма длин зон защиты от обеих тяговых подстанций будет больше длины зоны питания, то для защиты контактной сети рассматриваемой зоны питания от т. к. з. достаточно иметь пост секционирования вблизи середины этой зоны или блокировку автоматических выключателей смежных тяговых подстанций. Если сумма длин зон защиты обеих тяговых подстанций больше половины длины зоны питания, а сумма длин обеих зон защиты от поста секционирования больше длины незащищенного участка зоны питания, то, кроме постов секционирования, следует предусмотреть блокировку быстродействующих автоматических выключателей постов секционирования и тяговых подстанций.

Расчет т. к. з. в контактной сети системы переменного однофазного тока может быть произведен теми же способами, которыми обычно производится расчет т. к. з. в любых сетях переменного тока.

Ток трехфазного к. з. в этом случае определяется соотношением

$$I_{3кз} = \frac{P_б}{z_{ср}\sqrt{3}\,U_н}, \qquad (12\text{-}12)$$

где

$$z_{ср} = (z_{уп} + 0{,}5z_{кс}).$$

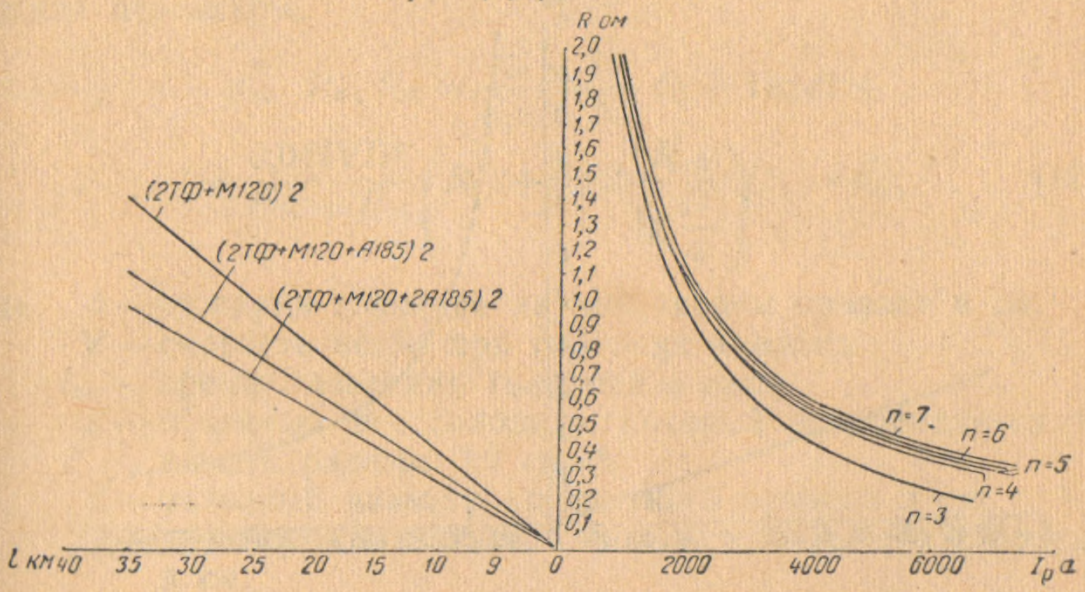



Рис. 12-1

В свою очередь:

$$z_{уп} = \frac{P_б}{P_{кз}}; \qquad (12\text{-}13')$$

$$z_{кс} = \frac{P_б}{U_н^2} z_{ок}. \qquad (12\text{-}13'')$$

Принимая во внимание, что к. з. в контактной сети является двухфазным, в соотношение между током трехфазного и двухфазного к. з., равное 0,87, можно подставить все вышеприведенные значения в выражение (12-12) и получить формулу для подсчета тока двухфазного к. з., равного т. к. з. в контактной сети,

$$I_{2кз} = \frac{U_н P_{кз}}{0{,}87\sqrt{3}\,(U_н^2 + 0{,}5P_{кз} z_{ок})}. \qquad (12\text{-}14)$$

В выражениях (12-12) — (12-14):

$z_{кс}$ — полное сопротивление системы контактная подвеска — рельс в *ом*;

$z_о$ — то же, отнесенное к 1 *км* длины линии, в *ом/км*;

$z_{уп}$ — условное приведенное сопротивление цепи к. з в *ом*;

$z_{ок}$ — полный импеданс контактной сети от тяговой подстанции до места к. з. в *ом*, определяемый как $z_о l_к$ (где $l_к$ — расстояние от места к. з. до тяговой подстанции);

$P_б$ — базисная мощность, принимаемая обычно равной 100 *Мва*;

$P_{кз}$ — мощность к. з. на шинах 27,5 *кв* тяговых подстанций, питающих контактную сеть рассматриваемой зоны, в *Мва*;

Проверка условий защиты от т. к. з. может быть произведена также графическим путем построения кривой $z = f(I_р)$.

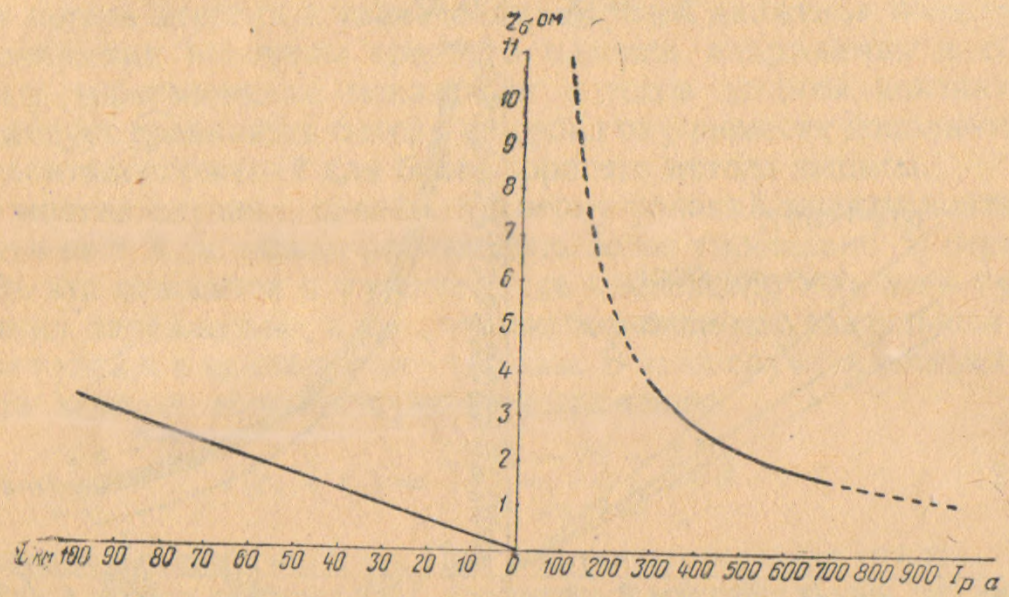



Рис. 12-2

Построение такой кривой возможно после преобразования выражения (12-14) относительно члена $lz_о = z_{о.к}$. Это преобразование приводит к выражению

$$lz_о = z_{о\,к} = \frac{U_н}{1{,}54 I_р} - \frac{U_н^2}{0{,}5 P_{кз}}, \qquad (12\text{-}15)$$

где первый член — полный допустимый импеданс системы $z_{доп}$, а второй член — импеданс, соответствующий мощности к. з. на шинах тяговой подстанции, питающей контактную сеть. Строя на графике кривую, соответствующую $z_{доп} = \frac{U_н}{1{,}54 I_р}$, и зная максимальный рабочий ток, определяют допустимый защитный импеданс (рис. 12-2). Отняв от этого импеданса путем уменьшения показателя на оси ординат импеданс, соответствующий мощности к. з. на шинах 27,5 *кв* тяговой подстанции, затем в левом квадранте графика получим на оси абсцисс длину зоны защиты для данной тяговой подстанции, сравнивая $z_{ок}$ с $z_о$.

Методика выбора устройств защиты: постов секционирования, блокировок или дистанционной защиты в случае использования системы переменного тока основана на тех же принципах, что и при системе постоянного тока. Однако дополнительная возможность устрой-

ства специальных защит (дистанционного типа), применение которых невозможно в системе энергоснабжения при постоянном токе в контактной сети, значительно облегчает выбор способов защиты.

Вплотную к расчетам т. к. з. примыкает определение токов и времени, необходимых для проведения плавки гололеда в контактной сети.

Наиболее полно процесс плавки гололеда описан в книге [1], где предлагается универсальная формула, связывающая все физические параметры,

$$I_{кз}^2 \; R_{кс}\, t_{пл} = \frac{t_п^\circ - t_н^\circ}{R_{т0} + R_{т1}}\, t_п + 10gdb + \\ + \frac{0{,}045VD^2}{P_{т0} + P_{т1}} \left( R_{т1} + 0{,}22 \frac{R_{т0}}{\lg \frac{D}{d}} \right) (t_п^\circ - t_н^\circ), \qquad (12\text{-}16)$$

где $b$ — толщина гололеда на контактном проводе в *см*;

$V$ — скорость ветра при гололеде в *м/сек*;

$t_{пл}$ — время плавления гололеда в *сек*;

$g$ — объемный вес гололеда, который рекомендуется принимать равным 0,9 *г/см*$^3$;

$d$ — условный диаметр контактного провода в *см*;

$D$ — диаметр контактного провода, покрытого гололедом, в *см*;

$t_п^\circ$; $t_н^\circ$ — температура плавления гололеда и оседания гололеда в °С;

$R_{т0}$; $R_{т1}$ — коэффициенты, характеризующие теплоемкость и теплоотдачу контактного провода, покрытого льдом.

Поскольку при электрификации железных дорог интересен только ток плавки гололеда на самом контактном проводе и время опадания гололеда, на рис. 12-3 приведены кривые т. к. з. в контактных проводах при разных подвесках системы постоянного и переменного тока для зон питания различной длины. При этом показаны токи, необходимые для плавки гололеда на одном пути (к. з. создается в смежной подстанции) или на двух путях сразу (петля через пост секционирования и к. з. у питающей подстанции). Кривые даны (для системы переменного тока) для различной мощности понизительных трансформаторов.

На правой стороне этого же рисунка показаны кривые тока, необходимого для плавки гололеда в функции времени плавки гололедной корки разной толщины (1, 2 и 3 *см*) для разных сил ветра (5, 10 и 15 *м/сек*). Эти кривые построены по материалам [1] на основании формулы (12-16).

Зная сечение подвески, тип понизительных трансформаторов и схему к. з. (расстояние от подстанции до закоротки, наличие или отсутствие напряжения на параллельном главном пути двухпутного участка или петлевую схему плавки), по кривым левых частей

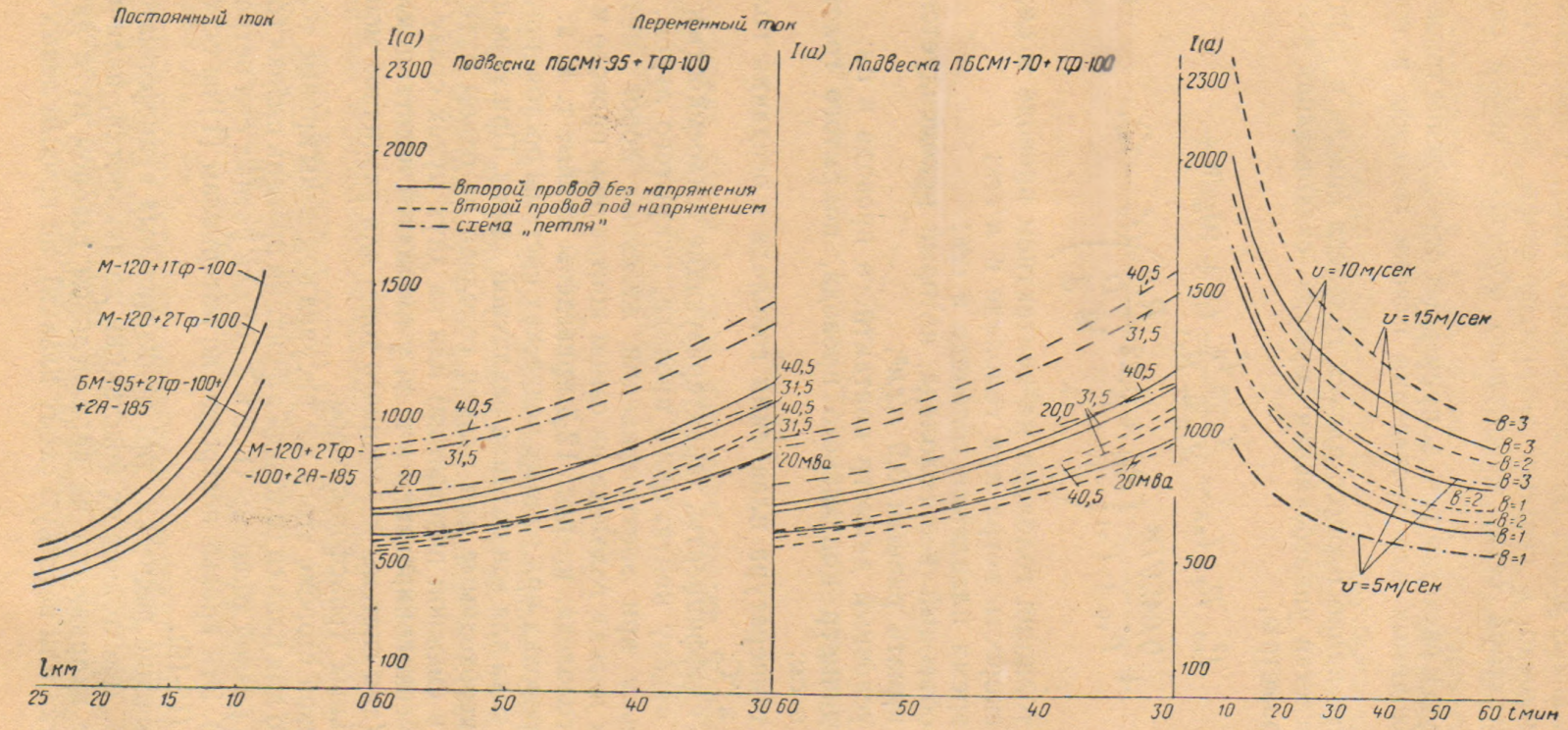

Постоянный ток
Переменный ток
I(a)
Подвеска ПБСМ1-95+ТФ-100
Подвеска ПБСМ1-70+ТФ-100
второй провод без напряжения
второй провод под напряжением
схема „петля"
М-120+1Тф-100
М-120+2Тф-100
БМ-95+2Тф-100+2А-185
М-120+2Тф-100+2А-185
40,5
31,5
20
20мва
v=10м/сек
v=15м/сек
v=5м/сек
в=3
в=2
в=1
2300
2000
1500
1000
500
100
lкм
tмин

Рис. 12-3

рисунка определяем т. к. з. в контактном проводе. Затем, проведя прямую, параллельную оси абсцисс в крайнем правом квадранте рисунка, находим время плавки, необходимое для заданных метеорологических условий.

Если по условиям движения такое время допустить нельзя, следует искать другую схему, обеспечивающую большие токи либо плавить гололед по участкам (от подстанции до поста секционирования).

Следует иметь в виду, что при плавке гололеда ввиду интенсивного охлаждения провода кратковременно (не более 15—20 *мин*) можно допускать в проводах контактной сети ток, в 1,3—1,6 раза превышающий допустимый по нагреву (приведенный в табл. 2-11).

## § 12-4. РАСЧЕТ ТОКОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЛИНИИ СВЯЗИ И НИЗКОВОЛЬТНЫЕ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧИ

В процессе электрических расчетов системы тягового энергоснабжения определяются токи в контактной сети, которые вызывают мешающие влияния на линии связи, проходящие вдоль железной дороги, и опасные напряжения в этих линиях и низковольтных электрических сетях силового и осветительного назначения.

Расчет этих токов необходим для того, чтобы определить меры защиты линий связи от мешающих токов и предусмотреть мероприятия по технике безопасности от опасных напряжений.

Расчет осложняется тем, что для последующих расчетов связевых и низковольтных сетей требуется знать не только какое-либо определенное значение тока в контактной сети, но и характер изменения тока вдоль линии между подстанциями.

Однако современные методы расчета позволяют ограничиться только значениями токов вблизи тяговых подстанций, а коэффициенты, определяющие характер изменения этих токов, вычисляются на основании числа поездов, одновременно находящихся в зоне питания.

Следует отметить, что расчет защиты от токов контактной сети производится только в системе переменного тока, так как индуктивное влияние в системе постоянного тока зависит от наличия высших гармоник. Эти гармоники поглощаются фильтрами на тяговых подстанциях, которые при их коэффициенте сглаживания порядка 50 и более практически обеспечивают нормальную работу линий связи.

При системе переменного тока необходимо рассчитывать токи мешающих влияний, токи опасных влияний при коротких замыканиях и токи опасных влияний при выходе из строя одной из тяговых подстанций.

Мешающие влияния на линии связи определяются максимальными токами контактной сети, имеющими длительность порядка 10—15 *мин*. Исходя из этого, определение этих токов может быть произведено по выражению

$$I_{\text{меш}} = \frac{\Theta_e l}{U_н} k_г k_{сут} k_{15}, \qquad (12\text{-}17)$$

где $I_{\text{меш}}$ — ток, определяющий мешающее влияние на линии связи, в $a$;

$k_г$; $k_{сут}$; $k_{15}$ — коэффициенты неравномерности движения — годовой, суточный и 15-минутный.

Значения коэффициентов неравномерности следует принимать по данным анализа графиков движения, т. е. по подготовленным для проекта размерам движения и статистическим данным о сгущениях поездов (см. главу 9).

Опасные влияния определяются в линиях связи и низковольтных линиях по двум режимам — режиму к. з. и режиму работы при выпадении одной из подстанций. Ток опасного влияния для режима к. з. в контактной сети определяется током уставки фидерного выключателя. Это объясняется весьма малым временем отключения этих выключателей (порядка 0,1—0,12 *сек*) и поэтому такие токи вполне удовлетворяют расчету по условиям безопасности. Вычисление этих токов производится по формулам (12-1′) и (12-1″). Расчет токов, вызывающих опасные влияния для режима выпадения тяговых подстанций, рассчитывается на первый момент выпадения по выражению

$$I_0 = 1{,}4 \frac{\Theta_e (l_1 + l_2)}{U_н} k_г k_{сут} k_{15}, \qquad (12\text{-}18)$$

где $l_1$ и $l_2$ — длины зон питания, граничащих с выпавшей подстанцией.

Коэффициент 1,4 в этом выражении учитывает повышение нагрузки в первый момент отключения при неизменной мощности потребителей и пониженном напряжении на токоприемниках.

Необходимое для расчета влияний количество одновременно находящихся на зоне питания поездов определяется формулой

$$n_0 = n_i \frac{v_{ср} \theta}{60 l}, \qquad (12\text{-}19)$$

где $\theta$ — расчетный интервал между поездами в *мин*.

Все перечисленные данные объединяют в сводную таблицу, которая и служит заданием для проектирования защитных мероприятий линий связи и электрических низковольтных сетей.

## § 12-5. ПРОВЕРКА СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РЕЖИМЕ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ОДНОЙ ИЗ ПОДСТАНЦИЙ

Для обеспечения движения поездов в условиях выхода из строя одной из тяговых подстанций в процессе электрических расчетов системы тягового электроснабжения проверяются некоторые параметры такой схемы. Так как рассматриваемый режим является аварийным, допускается не проверять на него такие параметры, как нагрев проводов контактной сети, условия защиты от т. к. з. и обес-

печение пропускной способности линии по среднему уровню напряжения на пантографе электровоза за время движения по рассматриваемому участку.

Для этого режима (называемого часто режимом выпадения подстанции) обычно рекомендуется рассматривать 2 параметра — мощность тяговых подстанций, оставшихся в работе, и уровень напряжения в контактной сети на зоне, в середине которой оказалась выпавшая подстанция.

Расчетные режимы движения поездов для этой аварийной схемы электроснабжения, естественно, исходят из условий равномерного пропуска поездов с интервалом значительно бóльшим, чем интервал попутного следования. Часто для рассмотрения режима выпадения задается необходимое число пар поездов в сутки, движение которых должна обеспечить система электроснабжения тяги.

Однако этого задания может и не быть. Поэтому принято считать, что в условиях выпадения одной из тяговых подстанций система тягового электроснабжения должна пропустить число поездов, равное числу грузовых поездов коммерческого графика в средние по размерам движения сутки года. При этом вес поезда принимается, если нет специального задания, равным среднему весу грузовых поездов на участке.

Система тягового электроснабжения считается работоспособной, если потребная мощность оставшихся в работе тяговых подстанций, подсчитанная аналогично такому же подсчету в нормальных условиях, обеспечивается принятыми к установке на этих подстанциях преобразовательными устройствами (трансформаторами и выпрямителями). Допускается отказ от резервной мощности или резервного агрегата в период выпадения, а также использование перегрузочной способности установленной аппаратуры. В случае если условия обеспечения требуемой мощности не выполняются, решение об увеличении установленной мощности оборудования или уменьшении заданных размеров движения принимает Министерство путей сообщения.

Уровень напряжения в контактной сети в условиях выпадения подстанций определяется на пантографе электровоза поезда расчетного веса при средних (расчетных) размерах движения теми же методами, что рекомендуются выше для нормальной схемы электроснабжения.

Следует иметь в виду, что во многих случаях проверку режима выпадения по уровню напряжений целесообразнее производить не по упрощенным, а по полным формулам, так как они дают более точный ответ на вопрос о необходимости усиления системы и объеме этого усиления.

Полученный уровень напряжения сравнивают с нормами допустимого минимального уровня напряжений.

Если заданные нормы не выдерживаются, следует дать рекомендации по усилению контактной сети, повышению уровня напряжения на шинах подстанции путем регулирования анцапфами или зарегу-

лирования АРПН, либо, наконец, пересмотреть размещение тяговых подстанций на участке с учетом их сближения.

В некоторых случаях с разрешения Министерства путей сообщения можно допустить нарушение норм. Однако при системе переменного тока нельзя допускать снижения уровня напряжения ниже 19 *кв* по условиям надежной работы вспомогательных машин подвижного состава.

Проверке на выпадение подвергаются не все тяговые подстанции подряд, а только наиболее ответственные по условиям электроснабжения данной линии.

## § 12-6. НЕКОТОРЫЕ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Полнота расчета системы тягового электроснабжения определяется вычислением некоторых специальных параметров ее и основных показателей.

К специальным параметрам относятся мощности компенсирующих устройств, устанавливаемых на тяговых подстанциях, и значения коэффициентов асимметрии напряжений на обмотках питания районных потребителей.

Основные показатели включают расход и потери энергии в целом по рассматриваемому участку и отдельно по зонам питания и подстанциям, а также коэффициенты использования установленной мощности и число часов использования максимума для отдельных подстанций и системы в целом.

Расчет мощности компенсирующих устройств для тяговых подстанций переменного тока производится в соответствии с методикой, приведенной выше (см. § 11-5). Следует отметить, что как для перспективных размеров движения, так и для размеров движения первого периода параметры компенсирующих устройств рекомендуется принимать одинаковыми. Значение средневзвешенного коэффициента мощности для того и другого случая должно быть не ниже нормируемой величины 0,92.

Значение коэффициентов асимметрии напряжений на шинах районных нагрузок тяговых подстанций переменного тока определяется также в соответствии с рекомендациями главы 1. При этом, хотя до настоящего времени не разработаны нормы асимметрии, принято считать допустимой в нормальном режиме асимметрию напряжений, равную 5%, а в режиме выпадения одной из подстанций — 8%.

Энергетические показатели работы системы тягового электроснабжения определяются только для первого периода эксплуатации с целью определить и выработать нормы расхода и потерь энергии, а также коэффициенты, характеризующие участие тяги в использовании мощности питающей энергосистемы.

Расход энергии определяется обычно на основании данных об энергоемкости тяги, потерях в контактной сети, нагрузках нетяго-

вых потребителей и потерях в трансформаторах тяговых подстанций и приводится к шинам питающего напряжения тяговых подстанций. Подсчет расхода энергии (энергоемкости) на тягу показан в главе 9, потерь энергии в контактной сети и трансформаторах подстанции — в главе 10. Подсчет расхода энергии нетяговых потребителей производится на основании данных об установленной мощности, коэффициенте спроса и часах использования установленной мощности

$$A_{\text{р}} = \frac{P_{\text{у}} T_{\text{пр}}}{k_{\text{сп}}}. \qquad (12\text{-}20)$$

Подсчет производится для каждой подстанции в отдельности по выражению (11-8″).

Полученные для каждой подстанции годовые расходы энергии суммируются для того, чтобы определить загрузку энергосистемы, от которой рассматриваемые подстанции питаются.

Аналогично для каждой подстанции и участка в целом подсчитывают коэффициент использования установленной мощности

$$k_{\text{у}} = \frac{A_{\text{п}}}{P_{\text{уст}} \cdot 8\,760}, \qquad (12\text{-}21)$$

учитывая при этом для трансформаторов всю нагрузку подстанции, а для ртутновыпрямительных агрегатов только тяговую нагрузку и потери в контактной сети. Число часов использования максимума определяется также для каждой подстанции и всей системы по полной или тяговой нагрузке (соответственно для трансформаторов или ртутновыпрямительных агрегатов) по выражению

$$T_{\text{н}} = \frac{A_{\text{п}}}{P_{\text{уст}}}. \qquad (12\text{-}22)$$

Все эти параметры на последующие годы эксплуатации участка определяются статистически и поэтому рассчитываются при проектировании только для первых лет эксплуатации.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Бучинский В. Е. Гололед и борьба с ним. Гидрометеоиздат, 1960.

# Глава 13

# ПРИМЕР РАСЧЕТА

## § 13-1. ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Рассматриваемый двухпутный участок *АБ* (рис. 13-1) имеет холмистый профиль с руководящим подъемом 11‰ как в грузовом, так и в негрузовом направлении. Эксплуатационная длина 400 *км*.

На станции *Б* участок граничит с ранее электрифицированными участками, где применяется электрическая тяга на системе постоянного тока. Технико-экономическим сравнением показано, что стыкование систем тяги (т. е. переход от системы постоянного тока к системе переменного тока промышленной частоты) целесообразно осуществлять на станции *К*, расположенной в 128 *км* от *Б*. Наличие тяговой подстанции постоянного тока на станции *Б* и необходимость сооружения тяговой подстанции в пункте стыкования (станция *К*) определяют предварительные варианты размещения тяговых подстанций.

Таким образом, некоторые факторы при конкретном проектировании могут предопределять размещение тяговых подстанций на тех или иных раздельных пунктах.

Следует также отметить, что наличие крупных узлов *П* и *А* требует размещения тяговых подстанций либо непосредственно в этих узлах, либо на ближайших предузловых станциях, что также следует предусмотреть при составлении вариантов размещения тяговых подстанций.

Грузопоток в грузовом направлении задан на расчетный срок (на 10-й год эксплуатации) 53 млн. *т*; коэффициент годовой неравномерности 1,15; в обратном направлении грузопоток 17,5 млн. *т* и коэффициент годовой неравномерности 1,2. Перевозки осуществляются поездами унифицированного веса для всего направления, равного 4 000 *т*. Порожняковые поезда имеют вес 1 500 *т*; такой же вес имеют сборные и другие служебные поезда, число которых, однако, незначительно. Пассажирское движение осуществляется поездами весом 1 000 *т*. Так как пригородных поездов на участке незначительное количество, при проектировании принято, что их вес также равен 1 000 *т*.

Общие размеры движения на участке *АБ* и обратно на расчетный срок приведены в табл. 13-1.

Питание электроэнергией тяговых подстанций предусматривается от двухцепной продольной линии передачи напряжением 110 *кв*. В качестве опорных питающих пунктов используются подстанции 220/110 *кв* на станции *К* и в узлах *П* и *Б*. Ввиду отсутствия опорной точки в узле *А* предусматривается, что тяговая подстанция в этом узле или вблизи него должна явиться опорной с питающим напряжением 220 *кв* и распределительным устройством 110 *кв*, к которому будут подключены линии 110 *кв*, отходящие в сторону *П*.

Основные исходные данные для расчета системы электроснабжения — результаты тяговых расчетов — приведены в табл. 13-2. В этой же таблице показаны типы электровозов, для которых произведен расчет (ВЛ80 и ВЛ8

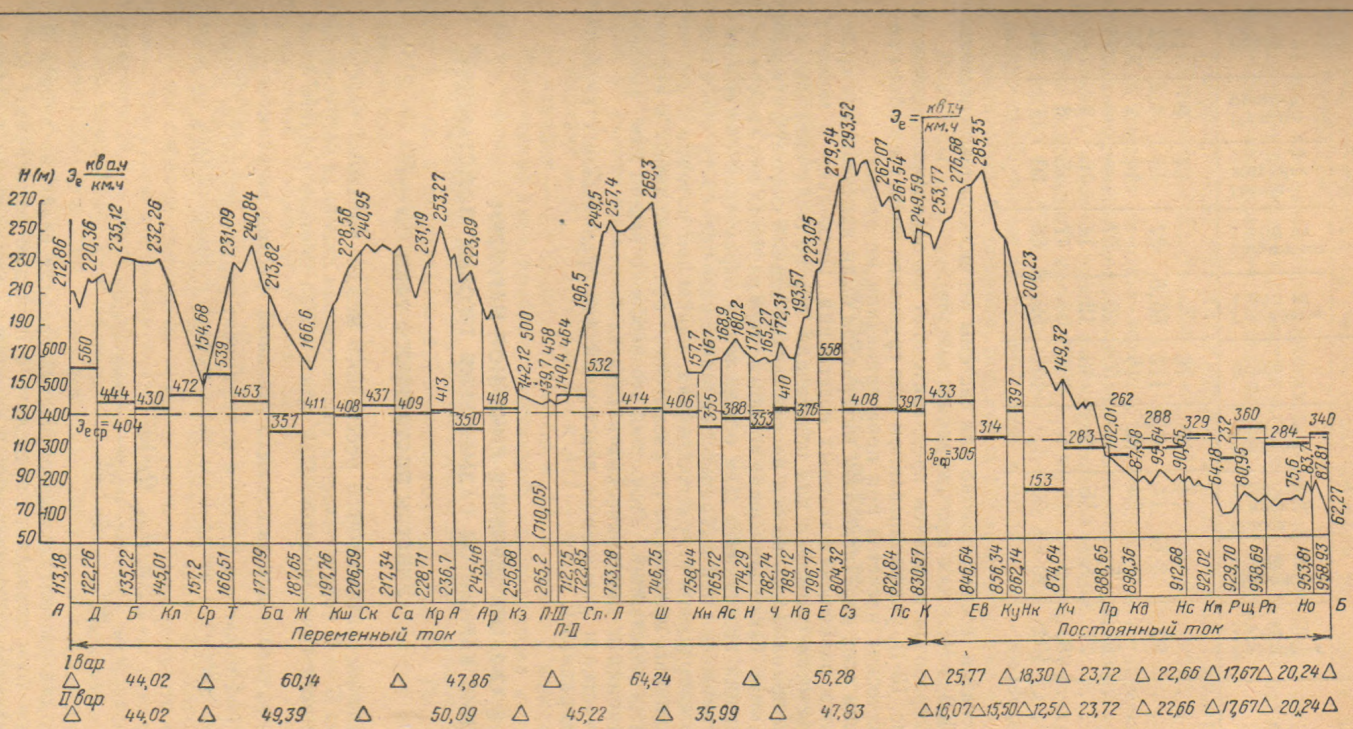

H(м)
Э квач км.ч
Э ср = 404
Э ср = 305
Э = квт.ч км.ч
Переменный ток
Постоянный ток
А Д Б Кл Ср Т Ба Ж Кш Ск Са Кр А Ар Кз П-Ш Сл Л Ш Кн Ас Н Ч Ка Е Сз Пс К Ев Куик Кч Пр Кв Нс Кп Рщ Рп Но Б
1 вар. Δ 44,02 Δ 60,14 Δ 47,86 Δ 64,24 Δ 55,28 Δ 25,77 Δ 18,30 Δ 23,72 Δ 22,66 Δ 17,67 Δ 20,24 Δ
II вар. Δ 44,02 Δ 49,39 Δ 50,09 Δ 45,22 Δ 35,99 Δ 47,83 Δ 16,07 Δ 15,50 Δ 12,5 Δ 23,72 Δ 22,66 Δ 17,67 Δ 20,24 Δ

Рис. 13-1

Таблица 13-1

| Участок | А—Б | | | | | Б—А | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Грузовые 4 000 *т* | Порожняк 1 500 *т* | Пассажирские 1 000 *т* | Пригородные | Всего | Грузовые 4 000 *т* | Порожняк 1 500 *т* | Пассажирские 1 000 *т* | Пригородные | Всего |
| *А-АII* . . . . . | — | — | 14 | 2 | 16 | — | — | 14 | 2 | 16 |
| *АII-ПIII* . . . . | 90 | 3,5 | 14 | 4,5 | 112 | 56,5 | 37 | 14 | 4,5 | 112 |
| *ПIII-ПI* . . . . | — | — | 14 | 2 | 16 | — | — | 14 | 2 | 16 |
| *ПIII-ПII* . . . . | 51,0 | 5 | — | — | 56 | 29 | 27 | — | — | 56 |
| *ПI-ПII* . . . . . | 21 | 5 | 15 | 2 | 43 | 12 | 14 | 15 | 2 | 43 |
| *ПII-НО* . . . . . | 80 | 5 | 15 | 6 | 106 | 38 | 47 | 15 | 6 | 106 |
| *Но-Б* . . . . . | 100 | 20 | 30 | 11 | 161 | 52 | 68 | 30 | 11 | 161 |

для грузовых поездов соответственно для системы переменного или постоянного тока и ВЛ60 и ЧС1 для пассажирских поездов).

Выбор электровозов выполнен предварительно на основании данных о профиле (см. рис. 13-1), унифицированном весе грузового поезда и в объем тяговых и электрических расчетов при проектировании не входит.

На основании всех перечисленных материалов были намечены для сравнения 2 варианта размещения тяговых подстанций. Поскольку к моменту производства расчетов площадки для подстанций еще не были выбраны, их местоположение принималось по оси пассажирских зданий соответствующих раздельных пунктов. Такое допущение возможно при расчетах для выбора вариантов размещения подстанций. Для определения параметров системы тягового электроснабжения при выбранном варианте размещения тяговых подстанций обычно координаты их расположения, длины зон питания и другие характерные величины принимают по разметочной оси выбранных в натуре площадок тяговых подстанций. Уточнение это особенно важно для выбора мощности подстанций и энергетических показателей.

Профиль участка и размещение подстанций для сравниваемых вариантов приведены на рис. 13-1.

## § 13-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИНЕЙНОЙ НАГРУЗКИ И НАЗНАЧЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗМЕЩЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### Участок постоянного тока *Б—К*

Для определения оптимального расстояния между тяговыми подстанциями на участке *Б — К* подсчитывается среднегодовая линейная нагрузка на этом участке от всех типов поездов. Для этого число поездов данного типа умножается на вес такого поезда и на его удельный расход энергии в $\frac{вт \cdot ч}{ткм}$ и делится на 24 (число часов в сутки) и коэффициент неравномерности. Полученная линейная нагрузка от данного типа поезда суммировалась по всем типам поездов

$$Э = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{a_у N_{ср_t} Q_t \cdot 10^{-3}}{k_н \cdot 24} \; квт \cdot ч/км. \qquad (13\text{-}1)$$

Полученная для рассматриваемого участка средняя величина линейной нагрузки 305 *квт·ч/км* позволяет определить с помощью номограммы (см. рис. 11-5) оптимальное расстояние между тяговыми подстанциями в области

экономических сечений. Это расстояние составит 17 *км*, что соответствует размещению на участке (с учетом существующей подстанции на станции *Б*) 7—8 подстанций.

Исходя из размещения тяговых подстанций на раздельных пунктах и необходимости сооружения подстанции в пункте стыкования двух родов тока *К* намечаем расположение подстанций в двух вариантах:

I вариант — *Б*; *Рп*; *Кп*; *Кнд*; *Кч*; *Ку*; *К* — всего 7 подстанций;
II вариант — *Б*; *Рп*; *Кп*; *Кнд*; *Кч*; *Нк*; *Ев*; *К* — всего 8 подстанций.

Как следует из этого перечня, на участке *Б* — *Кч* пункты размещения тяговых подстанций совпадают, что объясняется условиями расположения раздельных пунктов вдоль рассматриваемой линии.

Все подстанции, кроме *Б*, будут иметь питающее напряжение 110 *кв*, а подстанции *Б* —35 *кв*. Подстанции в пунктах *Кп*, *Кч*; *Ку* и *Ев* не совмещенные с дежурным пунктом контактной сети, а остальные — совмещенные.

Подстанция *Кч* опорная, остальные 110 *кв* подстанции проходного и отпаечного типов.

Величины нагрузок нетяговых потребителей в соответствии с заявками совнархозов приведены в табл. 13-3.

## Участок переменного тока

Принцип подхода к расчету в этом случае аналогичен тому, что сказано выше для участка постоянного тока. По данным табл. 13-2 для участка *К—ПII—А* получается средняя линейная нагрузка 404 *ква·ч*. По упомянутой номограмме (см. рис. 11-3) такой нагрузке соответствует оптимальное расстояние между подстанциями 40 *км* или для всего участка 6—7 тяговых подстанций. Намечая варианты, учитываем, что тяговая подстанция в *К* определяется стыкованием в этом пункте двух систем тока. Тяговые подстанции следует также разместить вблизи узлов *П* и *А* или непосредственно в этих узлах. С учетом высказанных требований намечаем следующие 2 варианта размещения тяговых подстанций:

I вариант — *К*; *Н*; *ПII*; *Са*; *Ср* и *АII* — всего 6 подстанций;
II вариант — *К*; *Ч*; *Ш*; *Кз*; *Ск*; *Ср* и *АII* — всего 7 подстанций.

Размещение двух крайних подстанций, примыкающих к узлу *А*, совпадает по вариантам вследствие необходимости иметь тяговую подстанцию в узле *А*.

Предусматривается питать все тяговые подстанции, кроме *АII*, напряжением 110 *кв*, а подстанцию *АII* — напряжением 220 *кв*. Подстанции *ПII*; *Са*; *АII*; *Кз* не совмещенные с дежурным пунктом контактной сети, остальные совмещенные.

Подстанции *ПII*, *АII* и *Ш* опорные, а остальные — проходного и отпаечного типов.

Величины нагрузок нетяговых потребителей в соответствии с заявками совнархозов приведены в табл. 13-3.

В табл. 13-3 показана установленная мощность нетяговых потребителей, подключенных как к шинам 10 *кв*, так и к шинам 35 *кв*, а для тех подстанций, где есть распределительные устройства того и другого напряжения, — суммарная мощность, которая только и учитывается при электрических расчетах. В этой же таблице приведены коэффициенты одновременности нетяговых нагрузок. Нагрузки нетяговых потребителей, питаемых от проводов ДПР напряжением 27,5 *кв*, здесь не учтены и должны быть при определении мощности тяговых подстанций арифметически прибавлены к нагрузкам шин 27,5 *кв* величиной 25—30 *ква/км*. Схема питания ДПР такова, что эти провода питают консольно перегон от одной подстанции. При расчете принято, что подстанция *ПII* провода ДПР не питает.

На участке постоянного тока нагрузка продольной ЛЭП-10 *кв*, подвешенной на опорах контактной сети, учтена в табл. 13-3.

| Перегон | Длина в км | Направление А—Б | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $Q$ = 4 000 $т$ ВЛ80 */ВЛ10 | | | | $Q$ = 1 500 $т$ ВЛ80/ВЛ10 | | | | $Q$ = 1 000 $т$ ВЛ60/ЧС1 | | | |
| | | $t_п$ в мин | $t_т$ в мин | $A$ в ква·ч | $A_а$ в квт·ч | $t_п$ в мин | $t_т$ в мин | $A$ в ква·ч | $A_а$ в квт·ч | $t_п$ в мин | $t_т$ в мин | $A$ в ква·ч | $A_а$ в квт·ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| *АI-АII* . . . . | 3,41 | — | — | — | — | — | — | — | — | 3,5 | 3,5 | 244 | 208 |
| *АII-Д* . . . . | 9,08 | 9,1 | 9,1 | 1 092 | 888 | 7,2 | 7,2 | 757 | 629 | 6,0 | 6,0 | 275 | 243 |
| *Д-Бк* . . . . . | 12,96 | 9,3 | 9,3 | 930 | 800 | 8,7 | 7,7 | 728 | 634 | 8,4 | 7,4 | 386 | 345 |
| *Бк-Кл* . . . . | 9,79 | 6,4 | 4,2 | 359 | 312 | 6,1 | 4,4 | 343 | 302 | 6,1 | 3,2 | 158 | 141 |
| *Кл-Ср* . . . . | 12,19 | 9,0 | 3,2 | 300 | 260 | 8,3 | 3,0 | 267 | 232 | 7,9 | 1,7 | 86 | 77 |
| *Ср-Т* . . . . . | 9,31 | 8,8 | 8,8 | 1 350 | 1 110 | 7,2 | 7,2 | 835 | 715 | 7,4 | 7,4 | 487 | 428 |
| *Т-Ба* . . . . . | 10,58 | 8,4 | 4,6 | 535 | 454 | 7,1 | 4,2 | 398 | 346 | 7,0 | 4,0 | 218 | 195 |
| *Ба-Ж* . . . . | 10,56 | 7,5 | 3,1 | 180 | 155 | 7,1 | 4,1 | 368 | 320 | 6,8 | 1,8 | 94 | 84 |
| *Ж-Кш* . . . . | 10,11 | 7,7 | 7,7 | 780 | 666 | 7,2 | 5,9 | 618 | 531 | 7,0 | 5,8 | 336 | 297 |
| *Кш-Кс* . . . . | 8,83 | 7,1 | 7,1 | 884 | 750 | 6,2 | 6,2 | 623 | 540 | 6,1 | 6,1 | 338 | 302 |
| *Ск-Са* . . . . | 10,75 | 7,4 | 7,4 | 665 | 575 | 6,8 | 6,8 | 570 | 498 | 6,9 | 5,0 | 253 | 228 |
| *Са-Кр* . . . . | 11,37 | 8,8 | 5,0 | 535 | 465 | 7,9 | 4,5 | 468 | 403 | 7,7 | 4,5 | 253 | 225 |
| *Кр-Ан* . . . . | 7,99 | 6,5 | 3,7 | 445 | 374 | 5,6 | 4,5 | 458 | 396 | 5,5 | 3,5 | 199 | 177 |
| *Ан-Ар* . . . . | 8,76 | 6,5 | 1,3 | 75 | 65 | 5,8 | 2,0 | 184 | 160 | 5,5 | 1,1 | 54 | 48 |
| *Ар-Кз* . . . . | 11,22 | 9,0 | 1,7 | 175 | 149 | 8,4 | 2,6 | 270 | 232 | 7,4 | 1,5 | 78 | 70 |
| *Кз-ПIII* . . . | 8,52 | 7,1 | 4,2 | 266 | 229 | 6,4 | 3,6 | 316 | 277 | 5,9 | 1,7 | 89 | 79 |
| *ПIII-ПI* . . . | 2,80 | — | — | — | — | — | — | — | — | 3,2 | 0 | 0 | 0 |
| *ПI-ПII* . . . . | 2,46 | — | — | — | — | — | — | — | — | 2,9 | 2,9 | 210 | 179 |
| *ПIII-ПII* . . . | 2,70 | 4,6 | 4,6 | 590 | 445 | 3,2 | 3,2 | 388 | 306 | 7,4 | 7,4 | 438 | 390 |
| *ПII-Сл* . . . . | 10,10 | 8,6 | 8,6 | 1 200 | 1 000 | 7,2 | 7,2 | 728 | 626 | 8,0 | 8,0 | 516 | 450 |
| *Сл-Л* . . . . . | 10,43 | 9,8 | 9,8 | 1 550 | 1 290 | 7,8 | 7,8 | 852 | 728 | 8,0 | 5,9 | 301 | 269 |
| *Л-Щ* . . . . . | 13,47 | 10,0 | 6,4 | 636 | 550 | 9,1 | 5,5 | 502 | 437 | 7,8 | 2,9 | 301 | 269 |
| *Ш-Кн* . . . . | 11,69 | 9,2 | 2,9 | 298 | 256 | 9,0 | 2,9 | 295 | 254 | 7,8 | 2,3 | 119 | 106 |
| *Кн-Ас* . . . . | 7,28 | 5,1 | 5,1 | 490 | 424 | 4,8 | 4,8 | 433 | 377 | 4,9 | 4,9 | 221 | 197 |
| *Ас-Н* . . . . . | 8,57 | 6,0 | 5,3 | 546 | 473 | 5,6 | 4,6 | 416 | 362 | 5,7 | 5,7 | 247 | 222 |
| *Н-Ч* . . . . . | 8,45 | 5,7 | 4,4 | 386 | 336 | 5,3 | 5,3 | 445 | 390 | 5,5 | 5,5 | 228 | 204 |
| *Ч-Кд* . . . . . | 6,38 | 4,3 | 4,3 | 383 | 334 | 4,1 | 4,1 | 354 | 310 | 4,1 | 4,1 | 180 | 161 |

Таблица 13-2

Направление *Б — А*

| $Q = 4\,000$ *т* ВЛ80/ВЛ10 | | | | $Q = 1\,500$ *т* ВЛ80/ВЛ10 | | | | $Q = 1\,000$ *т* ВЛ60/ЧС1 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $t_п$ в *мин* | $t_т$ в *мин* | $A$ в *ква·ч* | $A_а$ в *квт·ч* | $t_п$ в *мин* | $t_т$ в *мин* | $A$ в *ква·ч* | $A_а$ в *квт·ч* | $t_п$ в *мин* | $t_т$ в *мин* | $A$ в *ква·ч* | $A_а$ в *квт·ч* |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| — | — | — | — | — | — | — | — | 3,0 | 1,0 | 49 | 43 |
| 7,6 | 3,8 | 315 | 270 | 3,4 | 3,4 | 307 | 266 | 6,3 | 4,2 | 222 | 197 |
| 9,1 | 6,7 | 660 | 568 | 8,7 | 6,3 | 575 | 500 | 8,3 | 5,6 | 286 | 256 |
| 7,6 | 7,6 | 905 | 774 | 6,5 | 6,5 | 597 | 520 | 6,7 | 6,2 | 344 | 308 |
| 10,4 | 10,4 | 1 565 | 1 315 | 8,8 | 8,8 | 812 | 700 | 8,9 | 8,7 | 518 | 456 |
| 7,3 | 0,2 | 24 | 20 | 7,0 | 0,9 | 85 | 73 | 6,3 | 0 | 0 | 0 |
| 8,7 | 6,5 | 855 | 720 | 7,5 | 5,6 | 560 | 482 | 7,6 | 6,1 | 356 | 317 |
| 8,0 | 8,0 | 895 | 765 | 7,3 | 7,3 | 707 | 612 | 7,2 | 7,2 | 392 | 351 |
| 7,6 | 3,6 | 362 | 312 | 6,5 | 3,9 | 343 | 298 | 6,6 | 2,7 | 142 | 127 |
| 5,9 | 2,3 | 116 | 102 | 6,0 | 2,1 | 203 | 176 | 5,6 | 1,8 | 90 | 81 |
| 7,3 | 7,3 | 630 | 548 | 6,8 | 6,8 | 572 | 500 | 6,8 | 5,8 | 298 | 266 |
| 9,3 | 6,2 | 800 | 676 | 7,8 | 5,9 | 600 | 516 | 7,9 | 4,9 | 278 | 247 |
| 6,4 | 4,0 | 477 | 406 | 5,7 | 4,0 | 397 | 343 | 6,6 | 3,5 | 197 | 176 |
| 7,0 | 7,0 | 855 | 727 | 6,0 | 6,0 | 577 | 500 | 6,2 | 6,2 | 353 | 314 |
| 9,4 | 9,4 | 1 245 | 1 050 | 8,1 | 8,1 | 840 | 722 | 8,2 | 8,2 | 487 | 432 |
| 8,6 | 8,6 | 1 014 | 812 | 7,0 | 7,0 | 719 | 494 | 5,7 | 5,7 | 309 | 276 |
| — | — | — | — | — | — | — | — | 3,0 | 3,0 | 217 | 183 |
| — | — | — | — | — | — | — | — | 2,4 | 0,9 | 28 | 25 |
| 2,8 | 0 | 0 | 0 | 2,8 | 0,8 | 74 | 64 | — | — | — | — |
| 8,0 | 2,0 | 218 | 186 | 6,8 | 1,7 | 166 | 143 | 6,9 | 2,3 | 70 | 63 |
| 7,8 | 1,6 | 148 | 129 | 7,1 | 2,1 | 198 | 172 | 6,9 | 1,5 | 77 | 68 |
| 10,8 | 9,1 | 1 257 | 1 060 | 9,3 | 7,8 | 768 | 665 | 9,6 | 8,2 | 487 | 428 |
| 10,2 | 10,2 | 1 340 | 1 125 | 8,1 | 8,6 | 920 | 790 | 8,9 | 8,9 | 504 | 443 |
| 4,9 | 3,2 | 242 | 210 | 4,8 | 3,0 | 262 | 229 | 4,7 | 3,8 | 141 | 126 |
| 5,8 | 4,8 | 440 | 381 | 5,6 | 4,6 | 412 | 358 | 5,6 | 5,6 | 226 | 202 |
| 5,4 | 5,4 | 450 | 391 | 5,4 | 5,4 | 462 | 404 | 5,5 | 5,5 | 235 | 210 |
| 4,6 | 4,6 | 448 | 386 | 4,2 | 3,3 | 299 | 260 | 4,3 | 3,6 | 191 | 171 |

| Перегон | Длина в км | Направление А—Б | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Q = 4 000 т ВЛ80*/ВЛ10 | | | | Q = 1 500 т ВЛ80/ВЛ10 | | | | Q = 1 000 т ВЛ60/ЧС1 | | | |
| | | $t_п$ в мин | $t_т$ в мин | А в ква·ч | $А_а$ в квт·ч | $t_п$ в мин | $t_т$ в мин | А в ква·ч | $А_а$ в квт·ч | $t_п$ в мин | $t_т$ в мин | А в ква·ч | $А_а$ в квт·ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Кд-Е | 7,65 | 6,4 | 6,4 | 828 | 700 | 5,5 | 5,5 | 566 | 487 | 5,7 | 5,7 | 342 | 300 |
| Е-Сз | 7,55 | 7,5 | 7,5 | 1 272 | 1 040 | 5,8 | 5,8 | 665 | 568 | 6,2 | 6,2 | 425 | 368 |
| Сз-Пс | 17,52 | 13,6 | 8,6 | 982 | 840 | 11,8 | 7,4 | 695 | 605 | 11,6 | 8,0 | 370 | 320 |
| Пс-К | 8,73 | 7,7 | 1,0 | 118 | 100 | 6,5 | 3,1 | 286 | 249 | 6,6 | 1,0 | 59 | 52 |
| К-Ев | 16,07 | 14,2 | 14,2 | — | 1 270 | 12,1 | 12,1 | — | 973 | 10,7 | 10,7 | — | 480 |
| Ев-Ку | 9,70 | 7,5 | 3,6 / 3,5 | — | 311 / 224 | 6,9 | 3,3 | — | 246 | 5,3 | 2,0 | — | 98 |
| Ку-Нк | 5,80 | 5,0 | 0 / 5,0 | — | 1 / 292 | 4,7 | 0 | — | 0 | 3,2 | 0 | — | 0 |
| Нк-Кч | 12,50 | 9,9 | 4,4 / 3,3 | — | 263 / 156 | 9,0 | 4,2 | — | 322 | 6,9 | 2,8 | — | 144 |
| Кч-Пр | 14,01 | 9,4 | 3,4 / 2,7 | — | 236 / 84 | 9,5 | 4,0 | — | 288 | 7,5 | 2,3 | — | 107 |
| Пр-Кнд | 9,71 | 6,7 | 6,7 | — | 229 | 6,2 | 5,3 | — | 382 | 5,3 | 2,5 | — | 128 |
| Кнд-Нс | 14,32 | 9,9 | 9,9 | — | 606 | 9,2 | 7,9 | — | 570 | 7,9 | 5,8 | — | 290 |
| Нс-Кп | 8,34 | 5,3 | 5,3 | — | 370 | 5,2 | 5,2 | — | 364 | 4,4 | 3,8 | — | 181 |
| Кп-Рщ | 8,68 | 6,0 | 3,15 | — | 220 | 5,9 | 3,1 | — | 238 | 4,7 | 2,1 | — | 103 |
| Рш-Рп | 8,99 | 6,2 | 6,2 | — | 510 | 6,0 | 5,2 | — | 398 | 4,8 | 3,9 | — | 187 |
| Рп-Но | 15,12 | 9,9 | 9,9 | — | 690 | 9,6 | 9,6 | — | 687 | 8,0 | 6,3 | — | 296 |
| Но-Б | 8,45 | 6,3 | 2,0 / 2,0 | — | 97 / 96 | 5,8 | 2,9 | — | 217 | 5,6 | 0,4 | — | 20 |

* В числителе — тип электровоза на участке переменного тока, в знаменателе —

Примечания. 1. При наличии дробных чисел: в числителе —

2. В направлении Б—А на перегонах Ев — Ку и Ку — Нк поезда весом

Направление *Б — А*

| $Q = 4\,000$ *т* ВЛ80/ВЛ10 | | | | $Q = 1\,500$ *т* ВЛ80/ВЛ10 | | | | $Q = 1\,000$ *т* ВЛ60/ЧС1 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $t_п$ в *мин* | $t_т$ в *мин* | $A$ в *ква·ч* | $A_а$ в *квт·ч* | $t_п$ в *мин* | $t_т$ в *мин* | $A$ в *ква·ч* | $A_а$ в *квт·ч* | $t_п$ в *мин* | $t_т$ в *мин* | $A$ в *ква·ч* | $A_а$ в *квт·ч* |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 6,3 | 0,8 | 88 | 75 | 5,2 | 0,2 | 16 | 14 | 5,1 | 0 | 0 | 0 |
| 6,0 | 0 | 0 | 0 | 5,0 | 0 | 0 | 0 | 5,0 | 0 | 0 | 0 |
| 13,1 | 11,4 | 1 258 | 1 095 | 11,7 | 10,6 | 995 | 865 | 11,7 | 10,2 | 552 | 494 |
| 8,8 | 8,8 | 1 048 | 850 | 7,1 | 7,1 | 725 | 577 | 7,1 | 7,1 | 432 | 380 |
| 12,8 | 3,7 | — | 158 | 11,8 | 4,6 | — | 350 | 9,6 | 1,7 | — | 88 |
| 8,6 | 8,6 | — | 1 037 | 7,2 | 6,7 | — | 590 | 6,2 | 6,2 | — | 353 |
| 7,5 | 7,5 | — | 1 038 | 4,7 | 4,7 | — | 452 | 3,9 | 3,9 | — | 234 |
| 11,9 | 11,0 | — | 912 | 9,0 | 8,4 | — | 698 | 7,2 | 6,6 | — | 300 |
| 11,1 | 11,1 | — | 1 020 | 9,6 | 9,6 | — | 750 | 7,7 | 7,7 | — | 385 |
| 6,7 | 6,7 | — | 520 | 6,4 | 6,4 | — | 480 | 5,0 | 5,0 | — | 225 |
| 9,6 | 8,1 | — | 598 | 9,5 | 7,5 | — | 567 | 7,7 | 5,8 | — | 278 |
| 5,8 | 5,8 | — | 454 | 5,4 | 5,4 | — | 398 | 4,4 | 3,5 | — | 159 |
| 6,1 | 4,5 | — | 366 | 5,8 | 4,6 | — | 350 | 4,8 | 3,5 | — | 179 |
| 6,0 | 5,2 | — | 396 | 5,9 | 5,9 | — | 440 | 4,8 | 4,3 | — | 204 |
| 9,8 | 8,7 | — | 577 | 9,6 | 7,9 | — | 565 | 8,1 | 5,3 | — | 270 |
| 6,4 | 6,4 | — | 561 | 6,0 | 5,1 | — | 425 | 6,9 | 6,9 | — | 368 |

на участке постоянного тока.

режим тяги, в знаменателе — рекуперация.

4 000 *т* обслуживаются двойной тягой.

Таблица 13-3

| Вариант | Участок постоянного тока | | | Участок переменного тока | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Подстанция | Установленная мощность в тыс. *ква* | Коэффициент одновременности | Подстанция | Установленная мощность в тыс. *ква* | Коэффициент одновременности |
| I | *Б* | — | — | *К* | — | — |
| | *Рп* | 3,42 | 0,78 | *Н* | 8,90 | 0,92 |
| | *Кп* | 5,95 | 0,86 | *ПП* | 26,70 | 0,87 |
| | *Кнд* | 7,83 | 0,94 | *Са* | 3,30 | 0,95 |
| | *Кч* | 12,45 | 0,93 | *Ср* | 39,00 | 0,80 |
| | *Ку* | 3,20 | 0,94 | *А II* | — | — |
| | *К* | 10,45 | 0,94 | | | |
| II | *Б* | — | — | *К* | — | — |
| | *Рп* | 3,42 | 0,78 | *Ч* | 7,78 | 0,91 |
| | *Кп* | 5,95 | 0,86 | *Ш* | 6,67 | 0,89 |
| | *Кнд* | 7,83 | 0,94 | *Кз* | 18,35 | 0,78 |
| | *Кч* | 7,45 | 0,89 | *Ск* | 1,67 | 0,98 |
| | *Нк* | 7,20 | 0,97 | *Ср* | 39,00 | 0,80 |
| | *Ев* | 3,92 | 0,98 | *А II* | — | — |
| | *К* | 7,52 | 0,93 | | | |

## § 13-3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ПОЕЗДОВ МЕЖДУ ТЯГОВЫМИ ПОДСТАНЦИЯМИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Для производства электрических расчетов системы тягового энергоснабжения необходимо произвести некоторую дополнительную вспомогательную обработку результатов тяговых расчетов, а именно: определить для участ-

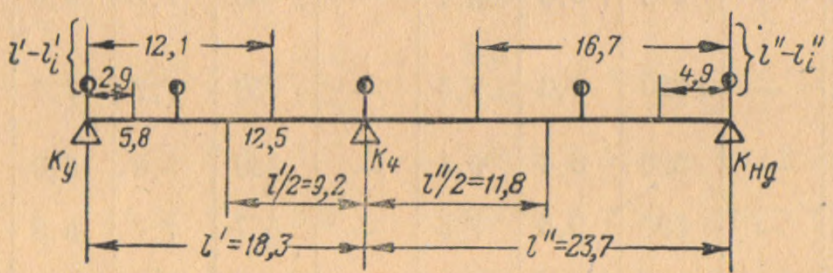



Рис. 13-2

ков двустороннего питания, как нагрузка поездов распределяется между питающими участок тяговыми подстанциями. В качестве примера рассмотрены две двойные фидерные зоны: *Ку—Кч—Кнд* для участка постоянного тока и *Ш — Ч — К* для участка переменного тока (рис. 13-2 и 13-3). На рисунках показаны принимаемые в расчете расстояния и места приложения нагрузок.

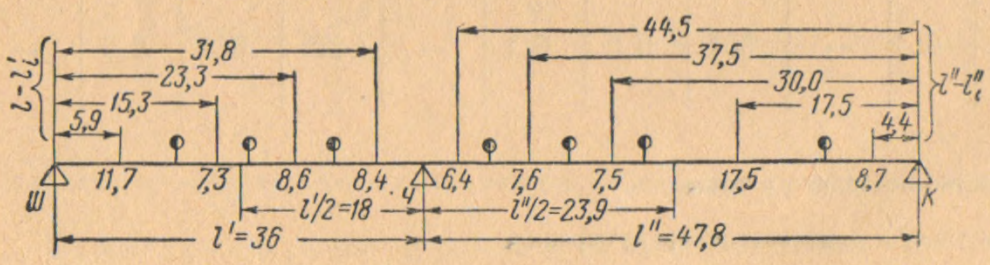



Рис. 13-3

## Участок постоянного тока

Предварительно по формулам (9-10) была определена тонно-километровая работа участков *Кч—Ку* и *Ку—Кнд* и умножением на соответствующие данным типам поездов удельные расходы энергии получен годовой расход энергии на каждой зоне с учетом необходимых коэффициентов *kд*, *kн* и *kз* (принятых по исходным данным и рекомендациям, приведенным в главе 9) для каждого типа поезда. Суммированием аналогично выражению (9-11) получены значения $A'_г$ и $A''_г$, равные соответственно 45,7 и 42,9 млн. *квт·ч*, и по выражению (9-9)— соответствующие им линейные нагрузки $Э'_с = 125$ *квт·ч/км* и $Э''_с = 117$ *квт·ч/км*. По кривым рис. 10-3 определены $k'_м = 1{,}52$ и $k''_м = 1{,}53$. Затем рассчитаны потребные тяговые мощности плеч питания $P' = 5{,}23 \cdot 1{,}52 = 7{,}95$ *Мвт* и $P'' = 4{,}9 \cdot 1{,}53 = 7{,}5$ *Мвт*.

Общая тяговая мощность подстанции *Кч* составила 15,45 *Мвт*, а с учетом коэффициента эффективности, принятого по рис. 11-20 и равного $k_э = 1{,}05$, $P_п = 16{,}200$ *квт*. Приняв к установке агрегат РМНВ-500 × 6П мощ-

Таблица 13-4

| Вариант | Подстанция | Расчетная эффективная мощность ртутновыпрямительных агрегатов в *квт* | Количество ртутновыпрямительных агрегатов | |
|---|---|---|---|---|
| | | | расчетное | необходимое, реальное и принятое установленное |
| I, II | *Рп* | 12 620 | 1,28 | 2 |
| | *Кп* | 13 400 | 1,35 | 2 |
| | *Кнд* | 14 600 | 1,48 | 2 |
| I | *Кч* | 16 200 | 1,64 | 2 |
| | *Ку* | 21 600 | 2,18 | 2 |
| | *К* | 9 160 | 0,925 | 1 |
| II | *К* | 4 600 | 0,47 | 1 |
| | *Кч* | 14 200 | 1,43 | 2 |
| | *Ев* | 11 300 | 1,14 | 1 |
| | *Нк* | 16 400 | 1,66 | 2 |

Таблица 13-5

| Подстанция | Мощность понизительного трансформатора в *Мва* | | | |
|---|---|---|---|---|
| | расчетная | | | принятая установленная с учетом коэффициентов спроса и одновременности |
| | только на нужды тяги | только на нужды района | на нужды тяги и района суммарно | |
| *Рп* | 12,6 | 2,7 | 15,3 | 1×15 |
| *Кп* | 13,4 | 5,1 | 18,5 | 1×15 |
| *Кд* | 14,6 | 7,4 | 22,0 | 2×10 |
| *Кч* | 16,2 | 11,6 | 27,8 | 2×15 |
| *Ку* | 21,6 | 3,0 | 24,6 | 2×10 |
| *К* | 9,16 | 9,9 | 19,06 | 2×10 |
| *Кч* | 14,2 | 6,7 | 20,9 | 2×10 |
| *Нк* | 16,4 | 7,0 | 23,0 | 2×10 |
| *Ев* | 11,3 | 3,9 | 15,1 | 1×15 |
| *К* | 4,6 | 7,0 | 11,6 | 1×15 |

ностью 9 900 *квт*, получаем расчетное число агрегатов 1,64 и принимаем к установке 2 агрегата. Аналогичные расчеты произведены для всех подстанций двух вариантов и результаты сведены в табл. 13-4.

Добавляя нагрузку района, заданную энергосистемой (для подстанции $Кч = 12{,}45 \cdot 0{,}93 = 11{,}6$ *Мва*), учитывая коэффициент спроса районной нагрузки, равный $k_с = 0{,}7$, и коэффициент одновременности районной и тяговой нагрузок $k_0 = 0{,}85$, получаем потребную мощность понизительных трансформаторов $P_{тр} = (16{,}2 + 0{,}7 \cdot 11{,}6)0{,}85 = 20{,}8$ *Мва*.

Принимаем к установке 2 трансформатора по 15 *Мва*.

Для других подстанций расчет сведен в табл. 13-5.

## Участок переменного тока

Для системы переменного тока расчет производим для зоны *Ш-Ч-К* (подстанция *Ч*), показанной на рис. 13-3. Аналогично тому, как это найдено для участка постоянного тока, определяем $A'_г = 46{,}8$ и $A''_г = 73{,}2$ *Мва·ч* и находим по кривым (10-3) $k'_м = 1{,}75$ и $k''_м = 1{,}53$.

Затем находим коэффициенты эффективности каждой зоны (так как они питаются от разных фаз) по кривым рис. 11-20: $k'_э = 1{,}08$ и $k''_э = 1{,}08$. После этого с учетом заданной мощности района (7,78 *Мва*) определяем мощность трансформатора ($k_с = 0{,}9$). Учет коэффициента одновременности производится по кривым рис. 11-22 при $\frac{P_{ср.р}}{P_{ср}} = 0{,}15$ и $k_0 = 0{,}87$. Тогда с учетом нагрузки на провода ДПР, равной 2 *Мва*, получим $P_{тр} = 0{,}87\,(2 \cdot 6{,}4 \times \times \cdot 1{,}75 \cdot 1{,}08 + 0{,}65 \cdot 10 \cdot 1{,}53 \cdot 1{,}08) + 2 + 0{,}9 \cdot 7{,}78 = 38{,}1$ *Мва*.

Расчеты для остальных подстанций сведены в табл. 13-6.

Таблица 13-6

| Вариант размещения подстанций | Наименование подстанций | Расчетная мощность подстанций на тягу с учетом линейной нагрузки $S_т + S_л$ в *Мва* | Заданная мощность района $S_р$ в *Мва* | Расчетная мощность, определяющая выбор трансформаторов, $S_{тр.потр} = k_{нер} \times \times [k_{пер}(S_т + S_л) + S_р]$ в *Мва* | Устанавливаемая мощность трансформаторов |
|---|---|---|---|---|---|
| I | *К* | 50,04 | — | 36,0 | 2×20 |
| | *Н* | 67,55 | 8,9 | 52,3 | 2×31,5 |
| | *ПII* | 89,75 | 26,7 | 81,5 | 2×40,5 |
| | *Са* | 62,26 | 3,3 | 43,7 | 2×20 |
| I, II | *Ср* | 63,38 | 39,0 | 80,4 | 2×40,5 |
| | *А* | 76,6 | — | 55,4 | 2×120 |
| | *К* | 41,05 | — | 28,2 | 2×20 |
| | *Ч* | 36,85 | 7,78 | 38,1 | 2×20 |
| II | *Ш* | 51,18 | 6,67 | 39,6 | 2×20 |
| | *Кз* | 56,09 | 18,35 | 53,5 | 2×31,5 |
| | *Ск* | 54,52 | 1,67 | 37,2 | 2×20 |
| | *Ср* | 58,42 | 39,0 | 77,0 | 2×40,5 |

## § 13-4. ВЫБОР ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

### Участок постоянного тока

Для участка постоянного тока производится выбор экономических сечений и проверка их на токи нагрева. Рассматривая зону *Ку-Кч*, сначала по выражению (11-9) определяем значение $\Delta A_{гт}$, а затем значение $B_0 = 8\,880\,000$ *квт·ч/ом·год* для параллельного соединения путей. По условиям токосъема основную подвеску принимаем 2 (ПБСМ-1-95 + 2ТФ-100), т. е. 765 *мм²* по

меди. Стоимость электроэнергии принята $m = 0{,}013$ *руб/квт·ч*, тогда по выражению (11-30) $q_y = 2\sqrt{8\,880\,000 \cdot 0{,}013 \cdot 10} - 1{,}65 \cdot 765 = 1\,065$ *мм²*, т. е. при применении усиливающего провода А-185 требуется $\frac{1\,065}{185} = 5{,}7$ провода на 2 пути.

Расчеты по остальным участкам сведены в табл. 13-7.

Таблица 13-7

| Вариант | Зоны питания | Длина зоны в *км* | Расчетное сечение усиливающих проводов в *мм²* | Принимаемое число проводов А-185 по путям | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | из *Б* | в *Б* |
| I, II | *Б-Рп* | 23,57 | 7,15 | 4 | 3 |
| I, II | *Рп-Кп* | 17,57 | 5,4 | 3 | 2 |
| I, II | *Кп-Кд* | 23,25 | 7,2 | 4 | 3 |
| I, II | *Кд-Кч* | 21,72 | 7,5 | 4 | 4/3* |
| I | *Кч-Ку* | 19,60 | 5,7 | 3 | 3 |
| I | *Ку-К* | 23,20 | 8,8 | 5 | 4 |
| II | *Кч-Нк* | 13,20 | 5,0 | 3 | 2 |
| II | *Нк-Ев* | 15,50 | 10,2 | 5 | 5 |
| II | *Ев-К* | 14,17 | 3,5 | 2 | 2 |

* Числитель — до поста, знаменатель — за постом.

Проверку по нагреву производим путем определения максимальных эффективных токов у подстанций по выражению (11-39) и сравнения этих токов с допустимыми, приведенными в табл. 2-11.

Для зоны *Ку-Кч* одновременно на оба пути с учетом их параллельного соединения:

$$I'_{эф.т} = \frac{10\,324 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}38}{3 \cdot 2} \approx 2\,625\,a;$$

$$I''_{эф.т} = \frac{8\,020 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}38}{2 \cdot 3} \approx 2\,030\,a.$$

Учитывая, что подвеска 2ТФ-100 + ПБСМ-1-95 допускает ток 1 345 *а*, а усиливающий провод А-185 — 550 *а*, принимаем подвеску 2 (2ТФ-100 + + ПБСМ-1-95). Для остальных зон результаты расчета приведены в табл. 13-8.

Таблица 13-8

| Вариант | Название зоны | Длина зоны в *км* | Максимальный ток в *а* | Принятая подвеска |
|---|---|---|---|---|
| I, II | *Б-Рп* | 23,57 | 2 155 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100) |
| I, II | *Рп-Кп* | 17,57 | 2 850 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100+А-185) |
| I, II | *Кп-Кд* | 23,25 | 3 280 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100+А-185) |
| I, II | *Кд-Кч* | 21,72 | 2 880 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100+А-185) |
| I | *Кч-Ку* | 19,60 | 2 625 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100) |
| I | *Ку-К* | 23,20 | 3 020 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100+А-185) |
| II | *Ку-Нк* | 13,20 | 2 020 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100) |
| II | *Нк-Ев* | 15,50 | 2 700 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100) |
| II | *Ев-К* | 14,47 | 1 895 | 2 (ПБСМ-1-95+2ТФ-100) |

## Участок переменного тока

Для этого участка экономические сечения не определяются. Принимается подвеска ПБСМ-1-95 + ТФ-100 и проверяется на нагрев. Максимальные эффективные токи от подстанции *Ч* в обе стороны составят:

по пути из *Б*

$$I'_{эф} = \frac{7\,800 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}08}{25 \cdot 1} = 371\ а;$$

$$I''_{эф} = \frac{8\,110 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}11}{25 \cdot 1} = 396\ а;$$

по пути в *Б*

$$I'_{эф} = \frac{738 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}1}{25} = 373;$$

$$I''_{эф} = \frac{16\,720 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}1}{25} = 810.$$

Подвеска допускает 745 *а*, т. е. по условиям нагрева усиления не требует.

Расчет для остальных зон приведен в табл. 13-9. Там, где ток превышает 745 *а*, предлагается брать несущий трос М-95.

Таблица 13-9

| Вариант размещения подстанций | Фидерная зона | Подстанция | Расчетный максимальный эффективный ток в проводах контактной сети вблизи подстанции. Путь с направлением движения в *а* | | Вариант размещения подстанций | Фидерная зона | Подстанция | Расчетный максимальный эффективный ток в проводах контактной сети вблизи подстанции. Путь с направлением движения в *а* | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | из *Б* | в *Б* | | | | из *Б* | в *Б* |
| | | *К* | 697 | 621 | I, II | *К-Ч* | *А* | 466 | 641 |
| | *К-Н* | *Н* | 502 | 804 | | | *К* | 627 | 474 |
| | | *Н* | 721 | 621 | | *Ч-Ш* | *Ч* | 396 | 810 |
| I | *Н-ПП* | *ПП* | 523 | 962 | | | *Ч* | 371 | 373 |
| | *ПП-Са* | *ПП* | 562 | 193 | | *Ш-Кз* | *Ш* | 546 | 298 |
| | *Са-Ср* | *Са* | 762 | 397 | II | | *Ш* | 506 | 683 |
| | *Ср-А* | *Са* | 505 | 704 | | *Кз-Ск* | *Кз* | 495 | 616 |
| | | *Ср* | 510 | 802 | | | *Кз* | 792 | 258 |
| | | *Ср* | 773 | 345 | | *Ск-Ср* | *Ск* | 602 | 461 |
| | | | | | | | *Ск* | 406 | 619 |
| | | | | | | | *Ср* | 452 | 697 |

## § 13-5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ

### Для участка постоянного тока

Расчет производится для той же зоны *Ку-Кч* по кривым, приведенным в главе 11 (см. рис. 11-27). Однако вместо того, чтобы по линейной нагрузке определять длину зоны (как при расчете числа подстанций), здесь идем обратным путем: по длине зоны определяем максимально допустимую линейную нагрузку для данного блок-участка. Затем, считая, что допустимая нагрузка $Э_е$ соответствует максимальному падению напряжения (900 *в*) и что ее изменение пропорционально падению напряжения, определяем падение напряжения и затем его уровень. Фактическую линейную нагрузку перегона (блок-участка) принимаем по тяговому расчету для поезда максимального веса. Так, если для участка *Ку-Кч* максимальная линейная нагрузка имеет место на 5 *км* перегона вблизи $Н_к$=1 660 *квт/км*, а для длины 20 *км* $Э_е$=1 800 *квт/км*, то $\Delta U_{факт} = \frac{1\,660}{1\,800}\,900 = 830\ в$. Остальные расчеты произведены аналогично и сведены в табл. 13-10.

Таблица 13-10

| Вариант | I, II | I, II | I, II | I, II |
|---|---|---|---|---|
| Зона | *Б-Рп* | *Рп-Кп* | *Кп-Кд* | *Кд-Кч* |
| Длина зоны фактическая | 23,57 | 17,67 | 24,66 | 21,72 |
| Падение напряжения в *в* | 780 | 650 | 950 | 775 |
| Уровень » » » | 2 520 | 2 670 | 2 350 | 2 525 |

Продолжение

| Вариант | I | I | II | II | II |
|---|---|---|---|---|---|
| Зона | *Кч-Ку* | *Ку-К* | *Кч-Нк* | *Нк-Ев* | *Ев-К* |
| Длина зоны фактическая | 19,60 | 23,20 | 13,20 | 15,50 | 14,17 |
| Падение напряжения в *в* | 830 | 1 000 | 435 | 610 | 410 |
| Уровень » » » | 2 470 | 2 300 | 2 865 | 2 690 | 2 890 |

### Для участка переменного тока

Тот же расчет (только по рис. 11-28) произведен для системы переменного тока (зона *Ч-К* длиной 48,63 *км*). Максимальная энергоемкость для этой зоны составит на перегоне *Сз-Пс*—672 *квт/км*, что соответствует допустимой длине зоны 72 *км*, а с учетом коэффициента схемы $k_c$ — 62,5 *км*. Таким образом, для 48,6 *км* допустима энергоемкость около 1 650 *квт·ч/км* (за пределами шкалы). Считая номинальным на шинах подстанции напряжение 25 675 *в*, а максимально допустимое падение в контактной сети 6 *кв*, получим $\Delta U = \frac{6{,}672}{1\,550} = 2\,600$ *в* и уровень 23 075 *в*. Для других зон расчет приведен в табл. 13-11.

Таблица 13-11

| Вариант размещения подстанций | Фидерная зона | Длина фидерной зоны в *км* | Потери выпрямленного напряжения в тяговой сети в *в* | Уровень действующего напряжения на токоприемниках поездов в *в* |
|---|---|---|---|---|
| | *К-Н* | 58,98 | 3 740 | 22 035 |
| I | *Н-ПII* | 58 | 4 100 | 21 575 |
| | *П-II-Са* | 54,2 | 3 000 | 22 675 |
| I, II | *Са-Ср* | 58,34 | 3 000 | 22 675 |
| | *Ср-Р* | 45,22 | 2 280 | 23 395 |
| | *К-Ч* | 48,63 | 2 600 | 23 075 |
| | *Ч-Ш* | 37,29 | 1 540 | 24 235 |
| II | *Ш-Кз* | 45,63 | 2 500 | 23 175 |
| | *Кз-Кк* | 49,09 | 2 730 | 23 045 |
| | *Ск-Ср* | 48,89 | 2 220 | 23 455 |

## § 13-6. РАСЧЕТ Т. К. З. И ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА

### Участок постоянного тока

Расчет т. к. з. производился по кривым рис. 12-2, а максимальных токов — по выражению (12-4). Для проверки условий защиты использовалось условие выражения (12-1). При расчете использовались кривые рис. 12-1. Ввиду простоты расчета все расчеты непосредственно приведены в табл. 13-12.

Таблица 13-12

| Наименование подстанций | Максимальный фидерный ток подстанций в *а* | Длина зоны в *км* | | Необходимость в дополнительных защитных устройствах |
|---|---|---|---|---|
| | | защищаемой питающей подстанцией | фидерной | |
| *Рп* | 2 025 | 11,8 | 20,63 | Пост |
| *Кп* | 1 950 | 12,7 | | |
| *Кп* | 2 335 | 10,8 | 25,17 | Пост и блокировка |
| *Кд* | 2 245 | 11,2 | | |
| *Кд* | 2 290 | 11 | 25,03 | То же |
| *Кч* | 2 315 | 10,85 | | |
| *Кч* | 2 420 | 10,5 | 21,0 | » |
| *Ку* | 3 295 | 7,95 | | |
| *Ку* | 3 170 | 7,8 | 24,17 | » |
| *К* | 2 200 | 11,45 | | |
| *Кч* | 1 980 | 10,9 | 14,7 | Пост |
| *Нк* | 1 980 | 10,9 | | |
| *Нк* | 3 165 | 9,01 | 18,8 | Пост и блокировка |
| *Ев* | 2 970 | 9,7 | | |
| *Ев* | 1 765 | 12,2 | 17,7 | Пост |
| *К* | 1 765 | 12,2 | | |

Расчет плавки гололеда производился из условий допустимого тока не свыше 1 200 *а* и времени плавки не свыше 25 *мин*. Толщина гололеда 1 *см*, скорость ветра не свыше 5 *м/сек*. Для зоны *Кч-Ку* значение получено по кривой рис. 12-3. $I_{пл}$ при к. з. у *Ку* 460 *а* создает очень большое время. При к. з. у поста секционирования $I_{пл} = 980$ *а* и время $t = 13$ *мин*, что и принимаем. Результаты расчета по остальным зонам сведены в табл. 13-13.

Полученное время на перегоне *Рп-Кп* дано в двух вариантах, так как оба они не очень подходят. Поэтому схему следует выбирать на практике из возможно получаемого интервала между поездами.

Таблица 13-13

| Вариант | Зона | Длина зоны в *км* | Место к. з. | Ток плавки в *а* | Время плавки в *мин* |
|---|---|---|---|---|---|
| I, II | *Б-Рп* | 23,57 | У поста | 870 | 13 |
| I, II | *Рп-Кп* | 17,57 | У подстанции *Кп* | 580 | 40,0 |
| | | — | У поста | 1 100 | 8,0 |
| I, II | *Кп-Кд* | 23,25 | » » | 850 | 14,0 |
| I, II | *Кд-Кч* | 21,72 | » » | 900 | 12,0 |
| I | *Кч-Ку* | 18,60 | » » | 950 | 11,0 |
| I | *Ку-К* | 23,20 | » » | 850 | 14,0 |
| II | *Кч-Нк* | 13,20 | У подстанции *Нк* | 730 | 21,0 |
| II | *Нк-Ев* | 15,50 | То же | 650 | 28,0 |
| II | *Ев-К* | 14,17 | У подстанции *К* | 700 | 23,0 |

## Участок переменного тока

Максимальный ток фидера подстанции *Ч* в соответствии с кривыми рис. 12-2 составит

$$I_м = \frac{15\,150 \cdot 1{,}1}{25 \cdot 2} + 426\ а = 760\ а$$

Ток короткого замыкания у подстанции *Ш*, питаемый от подстанции *Ч*, будет равен

$$I_{кз} = \frac{27\,500}{1{,}648 + 7{,}96 \cdot 10{,}5} = 1370\,а.$$

Для остальных подстанций и зон токи приведены в табл. 13-14.

Таблица 13-14

| Фидерная зона | Длина фидерной зоны в *км* | Наименование тяговой подстанции | Ток, проходящий через фидерный выключатель тяговой подстанции | |
|---|---|---|---|---|
| | | | максимальный рабочий | минимальный короткого замыкания |
| *К-Ч* | 48,63 | *К* | 923 | 1 200 |
| — | — | *Ч* | 971 | 1 180 |
| *Ч-Ш* | 37,29 | *Ч* | 760 | 1 370 |
| — | — | *Ш* | 808 | 1 420 |
| *Ш-Кз* | 45,63 | *Ш* | 966 | 1 270 |
| — | — | *Кз* | 931 | 1 480 |
| *Кз-Ск* | 49,09 | *Кз* | 905 | 1 410 |
| — | — | *Ск* | 901 | 1 180 |
| *Ск-Ср* | 48,89 | *Ск* | 886 | 1 180 |
| — | — | *Ср* | 946 | 1 320 |
| *Ср-А* | 45,22 | *Ср* | 941 | 1 385 |
| — | — | *А* | 936 | 1 440 |

Токи плавки гололеда определялись по части В номограммы рис. 12-3 аналогично тому, как это сделано для участков постоянного тока. Результаты расчета сведены в табл. 13-15. Условия плавки те же, что и для постоянного тока.

Таблица 13-15

| Вариант | Зона питания | Длина зоны в *км* | Схема плавки | Ток плавки в *а* | Время плавки в *мин* |
|---|---|---|---|---|---|
| — | *К-Н* | 56,28 | Консоль, второй путь без напряжения . . . . . | 620 | 32,0 |
| I | *Н-ПII* | 64,24 | Консоль до поста, второй путь под напряжением . | 900 | 12,5 |
| — | *ПII-Са* | 47,86 | Консоль, второй путь под напряжением . . . . . | 650 | 28,0 |
| — | *Са-Ср* | 59,96 | Консоль до поста, второй путь под напряжением . | 1 000 | 9,0 |
| I, II | *Ср-А* | 45,22 | Консоль, второй путь под напряжением . . . . . | 690 | 23,0 |
| — | *К-Ч* | 48,63 | То же . . . . . | 640 | 30,0 |
| II | *Ч-Ш* | 37,29 | » . . . . . | 800 | 16,0 |
| — | *Ш-Кз* | 45,63 | » . . . . . | 690 | 23,0 |
| — | *Кз-Ск* | 49,09 | » . . . . . | 640 | 30,0 |
| — | *Ск-Ср* | 48,89 | » . . . . . | 650 | 28,0 |

## § 13-7. СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ И ВЫБОР СХЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

### Участок постоянного тока

Сравнивались части электрифицированного участка, расположенные между подстанциями *К-Кч*.

В I варианте на рассматриваемом отрезке намечались 3 подстанции и во II варианте — 4. Подсчет капиталовложений представлен в табл. 13-16.

Таблица 13-16

| Показатель | Затраты в тыс. руб. | |
|---|---|---|
| | I вариант | II вариант |
| Тяговые подстанции, в том числе автоматика и телемеханика | 1 133,5 | 1 425,5 |
| Контактная сеть главных путей | 643,95 | 617,51 |
| Линии электропередачи | — | 33 |
| Устройство выводов на подстанциях энергосистемы | — | 22,4 |
| Подъездные пути к устройствам энергоснабжения | 30 | 40 |
| Устройства водопровода и канализации | 27 | 44 |
| Питающие контактную сеть линии | 37,85 | 42,8 |
| Посты секционирования | 19,06 | 28,59 |
| Пункты параллельного соединения контактной сети | 10 | 15 |
| Жилые дома | 92,8 | 104,6 |
| Всего | 1 994,2 | 2 373,4 |

Годовые эксплуатационные расходы на содержание устройств энергоснабжения слагаются из расходов на содержание тяговых подстанций и контактной сети, стоимости потерь электроэнергии и амортизационных отчислений от капитальных затрат.

Стоимость годовых потерь энергии подсчитана исходя из тарифа на электроэнергию 1,3 *коп/квт·ч*, заданного для этой линии. Подсчет годовых эксплуатационных расходов приведен в табл. 13-17.

Таблица 13-17

| Показатель | I вариант | II вариант |
|---|---|---|
| Годовые потери энергии | 216 | 134,5 |
| Содержание тяговых подстанций | 12,3 | 16,4 |
| Амортизационные отчисления всего | 99,4 | 119,9 |
| В том числе: | | |
| а) от стоимости тяговых подстанций (включая подъездные пути и водоснабжение) | 62 | 79,5 |
| б) то же автоматики | — | — |
| в) то же контактной сети и питающих фидеров | 34 | 33 |
| г) то же линий электропередачи | — | 3,047 |
| д) то же постов секционирования | 1,51 | 2,27 |
| е) то же жилых домов | 1,856 | 2,092 |
| Всего | 327,7 | 270,7 |

Сравнивая итоговые данные этих двух таблиц, можно прийти к заключению, что I вариант размещения подстанций требует меньших капитальных затрат примерно на 379,2 тыс. руб., но больших эксплуатационных расходов.

Приведенные расходы по II варианту при 8-летнем сроке окупаемости меньше, чем по I варианту, всего на 9,6 тыс. руб. в год.

Учитывая, что техническая надежность работы устройств энергоснабжения обеспечивается при I варианте, сооружение 8-й подстанции представляется нецелесообразным, так как потребует значительного увеличения единовременных затрат.

## Участок переменного тока

По I варианту намечены 6 тяговых подстанций и по II варианту — 7 подстанций.

Среднее расстояние между тяговыми подстанциями составило:

по I варианту — 55 *км*;

по II варианту — 45,8 *км*.

На всех тяговых подстанциях (кроме подстанции *К*) устанавливаются силовые трансформаторы типа ТДТНГ.

На всем участке подвеска контактной сети главных путей запроектирована ПБСМ-1-95 + ТФ-100.

Годовое потребление электроэнергии на тягу на токоприемнике электровоза

$$\text{в среднем на 1 км } 2\,720\ \frac{\text{тыс. квт} \cdot \text{ч}}{\text{км} \cdot \text{год}};$$

$$\text{» » » 1 » } 3\,190\ \frac{\text{тыс. ква} \cdot \text{ч}}{\text{км} \cdot \text{год}}.$$

Сравнительная характеристика вариантов дана в табл. 13-18.

Таблица 13-18

| Технические показатели | Измеритель | Варианты размещения подстанций | |
|---|---|---|---|
| | | I | II |
| Тяговые подстанции при первичном напряжении 110 *кв* | Подстанция | 5 | 6 |
| Трансформаторы тяговых подстанций мощностью: | | | |
| 20 *Мва* | Трансформатор | 4 | 8 |
| 31,5 » | То же | 2 | 2 |
| 40,5 » | » | 4 | 2 |
| Средний уровень напряжения тяговой сети при расчетном режиме (при АРПН) | *в* | 22 500 | 23 600 |
| Посты секционирования | Пост | 4 | 5 |
| Пункты параллельного соединения | Пункт | 8 | 10 |
| Дежурные пункты контактной сети, совмещенные с тяговыми подстанциями | Дежурный пункт | 3 | 5 |
| То же отдельно стоящие | То же | 5 | 3 |
| Жилые дома для персонала: | | | |
| 2 квартиры | Дом | 2 | 1 |
| 8 квартир | » | 16 | 16 |
| Цветной металл на трансформаторы | *т* | 82,9 | 92,0 |
| Годовые потери электроэнергии: в тяговой сети | тыс. *квт* · *ч* | 17 900 | 12 500 |
| трансформаторах тяговых подстанций | То же | 15 200 | 16 200 |
| Коэффициент использования установленной мощности | — | 0,506 | 0,491 |
| Коэффициент мощности тяговых подстанций средний по участку (на шинах 27,5 *кв*) без учета УПК | — | 0,826 | 0,834 |

Подсчет капиталовложений по вариантам приведен в табл. 13-19, а эксплуатационных расходов — в табл. 13-20.

Таблица 13-19

| Показатели | Капиталовложения по вариантам размещения подстанций в тыс. руб. | |
|---|---|---|
| | I | II |
| Тяговые подстанции | 1 672 | 1 889 |
| Подъездные пути к устройствам электроснабжения | 86,2 | 99,6 |
| Разница в стоимости отпаек ЛЭП-110 *кв* | — | 29,6 |
| Разница в стоимости питающих контактную сеть линий | 21,6 | — |
| Посты секционирования | 48,8 | 61 |
| Пункты параллельного соединения контактной сети | 38,4 | 48 |
| Отдельно стоящие дежурные пункты контактной сети | 85 | 51 |
| Жилые дома | 577,6 | 565,8 |
| Всего | 2 529,6 | 2 744 |

Для подсчета годовых эксплуатационных расходов определялись суммарные потери (условные) в контактной сети и трансформаторах.

**I вариант**

Потери в трансформаторах . . . . . 27,82 млн. *квт·ч*
» » контактной сети . . . . . 21,156 » »
Итого . . . . . 48,976 млн. *квт·ч*

**II вариант**

Потери в трансформаторах . . . . . 30,44 млн. *квт·ч*
» » контактной сети . . . . . 14,716 » »
Итого . . . . . 45,156 млн. *квт·ч*

Стоимость содержания одной тяговой подстанции в год принималась равной 4,1 тыс. руб.

Таблица 13-20

| Показатель | Годовые расходы в тыс. руб/год по варианту размещения тяговых подстанций | |
|---|---|---|
| | I | II |
| Содержание тяговых подстанций | 20,5 | 24,6 |
| Амортизационные отчисления | 126,5 | 137 |
| Стоимость приведенных потерь электроэнергии (в тяговой сети и тяговых подстанциях) | 637 | 587 |
| Всего | 784 | 748,6 |

Затраты на амортизационные отчисления определялись умножением стоимости капиталовложений на коэффициент 0,05.

Стоимость потерь электроэнергии подсчитана в соответствии с принятым тарифом на электроэнергию 1,3 *коп/квт·ч*.

Сопоставление вариантов размещения тяговых подстанций производилось в соответствии с размерами условных приведенных по сроку окупаемости расходов и сведено в табл. 13-21.

Таблица 13-21

| Показатель | Варианты расположения подстанций | |
|---|---|---|
| | I | II |
| Капиталовложения $K$ . . . . . | 2 529,4 | 2 744,5 |
| Приведенные капиталовложения $\Delta K$ | 316 | 343 |
| Эксплуатационные расходы $Э$ . . . | 784 | 748,6 |
| Приведенные расходы $Г$ . . . . . | 1 100 | 1 091,6 |

Таким образом, при сравнении вариантов оказывается, что капиталовложения по II варианту больше, чем по I, на 215 тыс. руб. Однако стоимость приведенных расходов по II варианту меньше (за счет снижения эксплуатационных расходов и стоимости потерь энергии).

При II варианте с большим числом подстанций обеспечивается бóльшая надежность работы электрифицированного участка.

При II варианте уровень напряжения в контактной сети будет выше, чем в I, а коэффициент несимметрии ниже.

Эти соображения заставляют отдать предпочтение II варианту.

Глава 14

# ПРИМЕНЕНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН ПРИ РАСЧЕТАХ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

## § 14-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Проектирование системы энергоснабжения электрической железной дороги является сложной инженерной задачей, связанной с технико-экономическим сопоставлением нескольких вариантов выполнения отдельных ее устройств и выбором наилучшего решения. Наиболее трудоемки и занимают значительную часть времени при проектировании расчеты сопоставляемых параметров каждого варианта, вызывающие огромную чисто вычислительную работу по определению мощности тяговых подстанций, потерь энергии и напряжения в контактной сети, т. к. з., факторов влияния на линии связи, подземные сооружения и др. Хотя теория таких расчетов разработана в настоящее время достаточно хорошо, несовершенство вычислительных возможностей проектировщика вынуждает использовать для практических вычислений упрощенные соотношения (формулы), ограничивать на основании инженерного опыта и интуиции число сопоставляемых вариантов, что не гарантирует во всех случаях отыскание наиболее экономичного и технически оправданного решения.

В связи с этим исключительно большое значение приобретают вопросы использования при проектировании средств современной вычислительной техники. Высокое быстродействие и обширные арифметические и логические возможности вычислительных машин позволяют осуществить в короткое время тщательный объективный анализ и точную оценку каждого из конкурентоспособных вариантов, резко сократить сроки и повысить качество проектирования за счет использования соотношений, наиболее точно отражающих реальную картину рассчитываемых явлений.

В данной главе кратко показаны возможности универсальных цифровых вычислительных машин и рассмотрены вопросы их использования при расчете системы энергоснабжения электрифицированных железных дорог[1].

Все конкретные примеры составлены применительно к машине «Урал-2» — одной из наиболее распространенных серийных отечественных машин, которая, по-видимому, будет преимущественно применяться в организациях транспорта в ближайшем будущем.

Современная электронная цифровая вычислительная машина с программным управлением (ЭЦВМ) представляет собой комплекс электронных, элек-

[1] Вопросы создания и использования для расчетов специализированной электромодели освещены в [3]. Желающие более подробно ознакомиться с программированием задач на ЭЦВМ могут обратиться к специальной литературе [1, 2].

тромагнитных и электромеханических устройств, предназначенный для автоматического выполнения в наперед заданной последовательности (по заданной программе) арифметических и логических действий над числами, представленными в ней в виде дискретных кодов.

## § 14-2. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ЧИСЕЛ В ЭЦВМ

Для представления чисел в электронных вычислительных машинах преимущественно используется позиционная двоичная система счисления, в которой единица каждого старшего разряда имеет вес вдвое больший единицы соседнего младшего разряда. В качестве примера в табл. 14-1 приведены четырехразрядные двоичные числа, соответствующие первым 15 членам натурального ряда чисел.

Таблица 14-1

| Десятичное число | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Двоичное число | 0001 | 0010 | 0011 | 0100 | 0101 | 0110 | 0111 | 1000 | 1001 | 1010 | 1011 | 1100 | 1101 | 1110 | 1111 |

Модуль любого числа $N$ в естественной форме записи изображается в двоичной системе совокупностью цифр, разделенных запятой на целую и дробную части:

$$N_{(2)} = a_k a_{k-1} \dots a_i \dots a_1 a_0, \quad a_{-1} a_{-2} \dots a_{-j} \dots a_{-m}, \qquad (14\text{-}1)$$

где $a_i$, $a_{-j}$ — двоичные цифры, могущие принимать значения «0» либо «1».

Под записью (14-1) понимается, как и во всякой позиционной системе счисления, сумма парных произведений цифр соответствующих разрядов на множители весов единиц этих разрядов:

$$N_{(2)} = a_k \cdot 2^k + \dots + a_i \cdot 2^i + \dots + a_0 \cdot 2^0 + a_{-1} \cdot 2^{-1} + \dots + a_{-j} \cdot 2^{-j} +$$

$$+ \dots + a_{-m} \cdot 2^{-m} = \sum_{i=0}^{k} a_i \cdot 2^i + \sum_{j=1}^{m} a_{-j} \cdot 2^{-j}.$$

**Пример.** Под двоичной записью 101100,11 подразумевается число

$$1 \cdot 2^5 + 0 \cdot 2^4 + 1 \cdot 2^3 + 1 \cdot 2^2 + 0 \cdot 2^1 + 0 \cdot 2^0 + 1 \cdot 2^{-1} + 1 \cdot 2^{-2} =$$
$$= 32 + 8 + 4 + 0{,}5 + 0{,}25 = 44{,}75_{(10)} \text{ (в десятичной системе).}$$

Распространение двоичной системы в ЭЦВМ объясняется удобством представления (кодирования) двоичных цифр с помощью физических явлений, имеющих лишь 2 четко различимых состояния (наличие либо отсутствие импульса, высокий — низкий уровень напряжения, проводящее — непроводящее состояние лампы и многие другие). Важным является также чрезвычайная простота двоичной арифметики.

Возможные значения знака числа («+» или «—») кодируются в машине одной двоичной цифрой, причем для удобства выполнения действий над знаками при арифметических операциях положительному знаку ставится в соответствие «0», отрицательному — «1».

Для хранения в ЭЦВМ $m$-разрядного двоичного числа с учетом знака предусматривается $m + 1$ запоминающих элементов (разрядных мест), совокупность которых называется запоминающей ячейкой (ячейкой памяти) машины. Состав и назначение разрядных мест ячейки памяти графически иллюстрируются с помощью разрядной сетки маши-

ны (рис. 14-1). При использовании естественной формы записи чисел определенное количество разрядных мест ячейки памяти отводится для хранения цифр целой части числа, в остальных разрядах записываются цифры его дробной части. При этом запятая как бы незримо фиксируется между теми разрядными местами сетки, которые предназначаются для хранения младшей цифры целой части и старшей цифры дробной части числа. Поэтому такой способ представления чисел в ЭЦВМ получил название «с фиксированной запятой». Как правило, в разрядной сетке машин с фиксированной запятой не предусматривается разрядных мест для цифр целой части числа, и машина может оперировать лишь с правильными дробями.

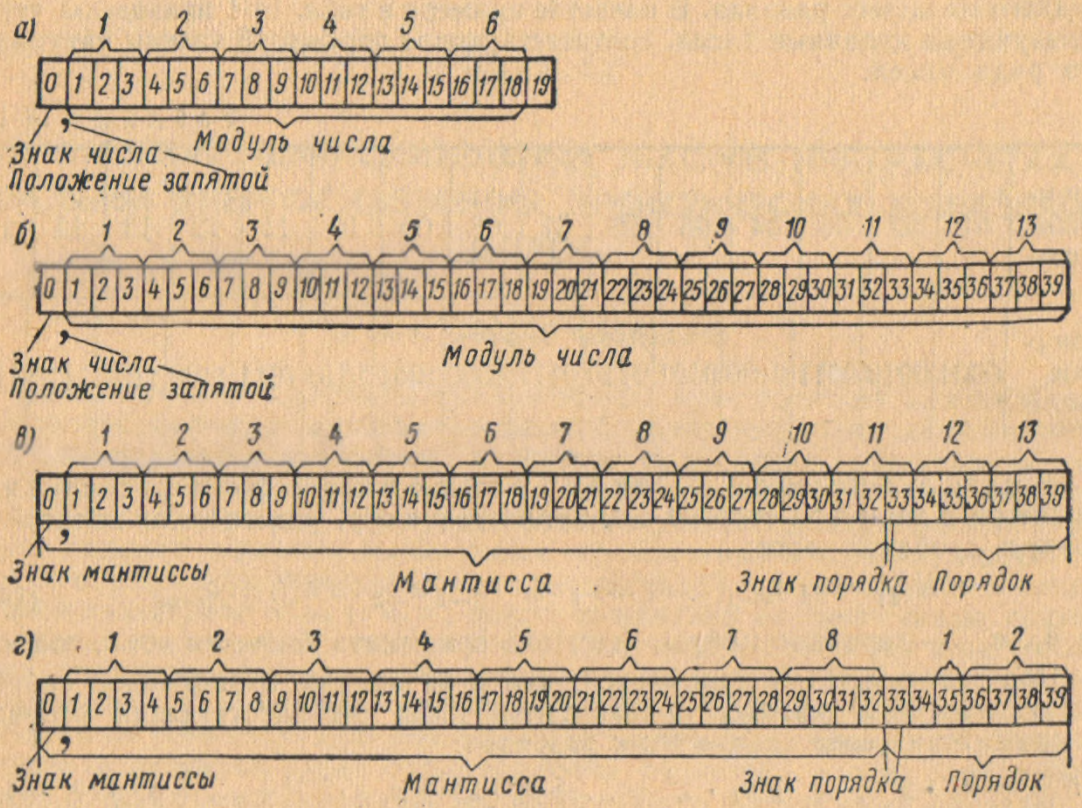



Рис. 14-1

Размещение чисел с фиксированной запятой в разрядной сетке машины «Урал-2» показано на рис. 14-1, *а* и *б*. В зависимости от необходимой точности числа с фиксированной запятой могут представляться как в полной (см. рис. 14-1, *б*), так и в неполной (половинной) ячейке памяти (см. рис. 14-1, *а*). Неполная ячейка содержит 20 разрядных мест, перенумерованных слева направо от 0 до 19. Нулевой разряд используется для кодирования знака числа (знаковый разряд). Разряды 1—18 служат для представления его модуля. Предполагается, что запятая фиксирована между нулевым и первым разрядами, и модуль числа является правильной дробью. Разряд 19 не используется. 18-разрядное двоичное число по точности примерно вдвое превосходит десятичное число с пятью верными знаками.

Если такой диапазон недостаточен, числа размещают в полных ячейках, составляемых из двух неполных и содержащих 40 разрядных мест. Нулевой разряд служит для кодирования знака числа, 39 разрядов предусматриваются для представления цифр его дробной части. Это обеспечивает точность, соответствующую 12 верным десятичным знакам.

Недостатком представления чисел в ЭЦВМ с фиксированной запятой является необходимость масштабирования исходных расчетных соотношений с тем, чтобы ни один из результатов вычислений не превзошел по абсолютной величине единицу.

Наряду с естественной формой при вычислениях широко используется нормальная (полулогарифмическая) форма записи чисел, которая применительно к двоичной системе счисления имеет вид

$$N_{(2)} = q_N \cdot 2^{p_N}, \qquad (14\text{-}2)$$

где $p_N$ — двоичный порядок числа;

$q_N$ — его мантисса, которая является правильной нормализованной $\left(1 > q_N \geqslant \frac{1}{2}\right)$ двоичной дробью.

Порядок числа $p_N$ по существу указывает, после какого разряда мантиссы должна быть расположена запятая, разделяющая цифры целой и дробной частей числа; изменение порядка соответственно меняет положение запятой. Нормальной форме записи (14-2) в разрядной сетке машины соответствуют числа с плавающей запятой. При представлении числа в такой форме разрядная сетка машины условно делится на две части, используемые для размещения его мантиссы и порядка.

В машине «Урал-2» двоичное число с плавающей запятой располагается в полной ячейке памяти (рис. 14-1,*в*). 33 разряда (от № 0 до № 32 включительно) отводятся для представления мантиссы со знаком; порядок числа размещается в семи младших разрядах сетки, причем разряд № 33 используется для кодирования знака порядка. Знаком числа при нормальной форме записи является знак мантиссы. Отведенное число разрядов обеспечивает представление мантисс с точностью, соответствующей девяти десятичным цифрам, и диапазон порядков, позволяющий представить в машине числа от $10^{20}$ до $10^{-20}$. В большинстве инженерных задач, в том числе задач электрической тяги, это избавляет от необходимости масштабирования расчетных соотношений, существенно упрощая тем самым процесс подготовки задач для решения на ЭЦВМ.

Двоичная запись чисел громоздка и неудобна при действиях над ними вручную. При подготовке задач для решения на ЭЦВМ взамен нее пользуются поэтому восьмеричной системой счисления. Отличительной ее особенностью является простота перехода к двоичной системе (поскольку основания систем 8 и 2 являются кратными числами). Для перевода числа из восьмеричной системы счисления в двоичную достаточно заменить в отдельности каждую восьмеричную цифру равным ей трехразрядным двоичным числом (см. первые 7 столбцов табл. 14-1).

**Пример:**

$$423{,}16_{(8)} = \overbrace{100}^{4}\,\overbrace{010}^{2}\,\overbrace{011}^{3},\ \overbrace{001}^{1}\,\overbrace{110}^{6}{}_{(2)}.$$

Для обратного перевода набор двоичных цифр расчленяется (начиная от запятой) на группы по 3 разряда, затем каждая из триад заменяется эквивалентной восьмеричной цифрой (см. первые 7 столбцов табл. 14-1). Для правильного перевода крайние группы цифр должны быть дополнены нулями до полных триад.

**Примеры.** 1. Изображение упоминавшегося выше двоичного числа 101100,11 в восьмеричной системе имеет вид

$$\underbrace{101}_{5}\,\underbrace{100}_{4},\,\underbrace{110}_{6}.$$

Путем непосредственного перевода его в десятичную систему

$$54{,}6_{(8)} = 5 \cdot 8^1 + 4 \cdot 8^0 + 6 \cdot 8^{-1} = 40 + 4 + \frac{6}{8} = 44{,}75_{(10)}$$

убеждаемся, что $101100{,}11_{(2)} = 54{,}6_{(8)} = 44{,}75_{(10)}$.

2. $\overbrace{1}^{1}\,\overbrace{111}^{7}\,\overbrace{100}^{4}\,\overbrace{011}^{3},\ \overbrace{000}^{0}\,\overbrace{010}^{2}\,\overbrace{11}^{6}{}_{(2)} = 1743{,}026_{(8)}$.

По компактности записи восьмеричная система лишь немного уступает десятичной. Условное расположение восьмеричных разрядов в ячейке машины «Урал-2» показано на рис. 14-1, *а*, *б* и *в* фигурными скобками над разрядной сеткой.

Одним из недостатков двоичной системы является необходимость перевода исходных данных из общепринятой десятичной системы счисления в двоичную и обратного преобразования результатов машинного расчета. Такие переводы осуществляются по специальным программам самой машиной, причем для представления в машине десятичных чисел используется специальный двоично-десятичный код. Числа при этом представляются совокупностью десятичных цифр, каждая из которых в отдельности закодирована в двоичной системе счисления в виде эквивалентной четверки (тетрады) двоичных цифр. Двоичные тетрады, эквивалентные десятичным цифрам, представлены в табл. 14-1.

**Пример.** Двоично-десятичный код числа 0,19683 имеет вид

$$0,\overbrace{0001}^{1}\ \overbrace{1001}^{9}\ \overbrace{0110}^{6}\ \overbrace{1000}^{8}\ \overbrace{0011}^{3}.$$

Размещение двоично-десятичного числа с плавающей запятой в полной ячейке памяти машины «Урал-2» показано на рис. 14-1, *г*. Фигурными скобками над разрядной сеткой размечены тетрады, представляющие десятичные цифры мантиссы числа (8 десятичных разрядов) и его порядка (2 неполных десятичных разряда, что дает возможность вводить в машину десятичные числа с порядками до $\pm 19$).

## § 14-3. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ЭЦВМ С ПРОГРАММНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

Принцип работы и взаимодействие отдельных устройств ЭЦВМ удобно рассмотреть по ее структурной схеме, показанной на рис. 14-2.

Весь числовой материал, необходимый для решения задачи, промежуточные и окончательные результаты расчета размещаются в запоминающем устройстве машины. По каналу *1* код любого числа, хранящегося в запоминающем устройстве (ЗУ), может быть передан в арифметическое устройство (АУ) машины, выполняющее над парой поступивших в него чисел элементарное арифметическое или логическое действие. Результат его, если он является одним из исходных чисел для следующей операции, может быть оставлен в АУ либо возвращен в ЗУ для временного хранения. Вслед за этим в АУ передаются из ЗУ новые числа, над ними совершается нужное арифметическое или логическое действие и т. д. Устройство управления (УУ) машины обеспечивает согласование и управление работой всех ее других устройств, организуя при выполнении каждой операции выборку необходимых чисел из ЗУ и их перемещение в АУ, настройку последнего на выполнение конкретного арифметического или логического действия, передачу результата на хранение в ЗУ.

Такое взаимодействие основных устройств машины позволяет при ее работе последовательно произвести над исходным числовым материалом, размещенным в ЗУ, ряд арифметических и логических операций, необходимых для получения искомых результатов решаемой задачи.

Процесс решения задачи на современных ЭЦВМ полностью автоматизирован благодаря использованию принципа программного управления. Он заключается в следующем: каждая операция выполняется устройствами машины под воздействием команды — специально закодированной информации о том, над какими числами и какое действие должно быть совершено. Для исполнения команда поступает в устройство управления машины, которое организует работу других устройств таким образом, чтобы осуществить заданную операцию. Совокупность команд, выполнение которых в определенной последовательности приводит к получению искомых результатов некоторой задачи, называется программой решения этой задачи на ЭЦВМ. Программа составляется заблаговременно и вместе с исходным числовым материалом задачи вводится перед расчетом в запоминающее

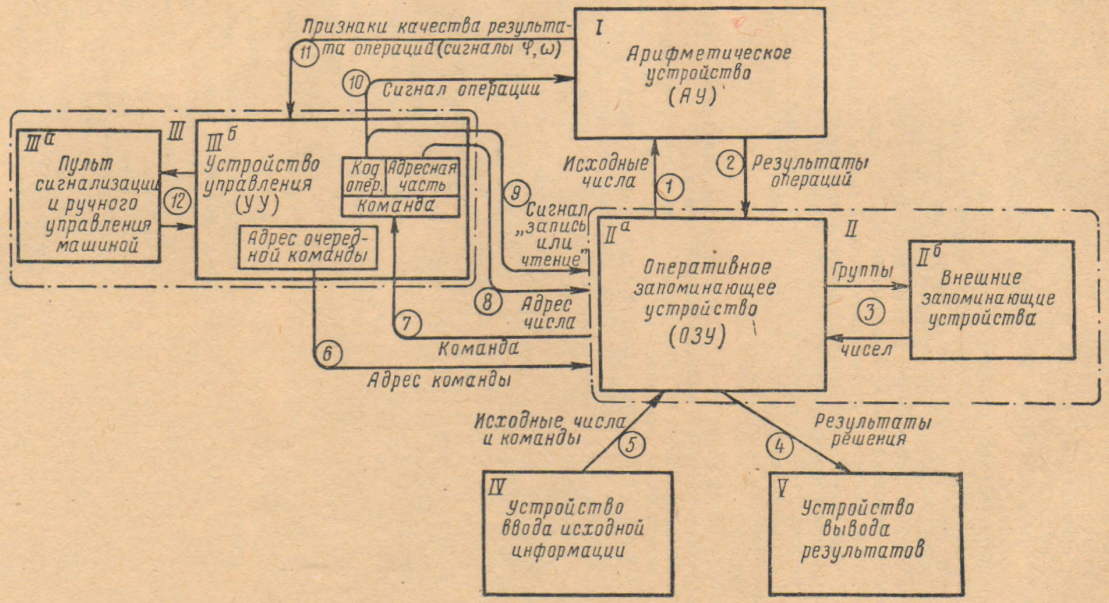

Признаки качества результата операций (сигналы Ψ, ω)
11
10
Сигнал операции
I
Арифметическое устройство (АУ)
III а
Пульт сигнализации и ручного управления машиной
12
III
III б
Устройство управления (УУ)
Код опер.
Адресная часть
Команда
Адрес очередной команды
Исходные числа
1
2
Результаты операций
9
Сигнал „запись или чтение"
II а
Оперативное запоминающее устройство (ОЗУ)
II
II б
Внешние запоминающие устройства
Группы
чисел
3
8
Адрес числа
7
6
Команда
Адрес команды
Исходные числа и команды
5
4
Результаты решения
IV
Устройство ввода исходной информации
V
Устройство вывода результатов

Рис. 14-2

устройство машины, где и хранится в течение всего времени вычислений. В процессе работы машины устройство управления автоматически извлекает из ЗУ отдельные команды программы в нужной последовательности, расшифровывает и организует их исполнение. Полученные результаты решения под воздействием специальных команд программы направляются по каналу *4* в устройство вывода результатов (*V*) и автоматически отпечатываются на специальной бумажной ленте. Последняя команда программы заставляет машину остановиться.

Полная автоматизация процесса вычислений в совокупности с использованием быстродействующих электронных цепей для выполнения отдельных операций позволяет проводить их со скоростью несколько десятков тысяч операций в секунду, что дает возможность в короткое время решать на ЭЦВМ сложнейшие задачи, которые при ручных вычислениях считались недоступными. Функции человека при использовании ЭЦВМ сводятся лишь к составлению программы расчета и представлению ее, а также исходного числового материала в виде системы пробивок на специальных перфолентах (перфокартах), которые затем помещаются в устройство ввода исходной информации ЭЦВМ (*IV* на рис. 14-2). В начале работы машина автоматически переносит по каналу *5* исходную информацию в ОЗУ, а затем по введенной программе производит обработку числового материала вплоть до получения результатов решаемой задачи.

Рассмотрим более подробно основные вопросы, связанные с автоматическим выполнением машиной вычислительных операций.

Каждая команда ЭЦВМ по смысловому назначению содержащейся в ней информации может быть расчленена на две части. Одна из них, называемая кодом операции, несет сведения о том, какое элементарное действие должно быть выполнено. Каждому типу действия, которое машина может производить, в этой части команды соответствует вполне определенная комбинация цифр, определенное число. Например, в машине «Урал-2» действие сложения чисел с фиксированной запятой кодируется двоичным числом 000001, которое читается как восьмеричное 01. Операции вычитания соответствует восьмеричное число 03, деления — 07 и т. д. Вторая часть команды содержит информацию о числах, участвующих в операции, и носит название адресной части команды потому, что в ней указываются не сами числа, а их адреса в запоминающем устройстве машины. Адресом числа называется индивидуальный номер ячейки ОЗУ, в которой это число расположено. Для обозначения адресов чисел все ячейки памяти машины пронумерованы по порядку так, что каждой из них присвоен постоянный и отличный от других номер. Количество адресов в составе команд различных машин колеблется от одного до трех. В самом общем случае для выполнения операции нужно указать 3 адреса: 2 для извлечения исходных чисел и третий для размещения результата операции. Широко используются также двухадресные и одноадресные системы команд.

«Урал-2» является одноадресной машиной. Число, содержащееся в адресной части его команды, определяет (в большинстве типов команд) номер ячейки ОЗУ, из которой необходимо извлечь одно из исходных чисел, участвующих в операции. При этом предполагается, что второе исходное число находится в арифметическом устройстве машины (заранее перенесено туда или осталось от предыдущей операции), результат операции также остается в АУ.

Так как смысловое содержание обеих частей команд ЭЦВМ кодируется в виде чисел, сами команды также представляют собой некоторый набор цифр, т. е. некоторые числа, и могут поэтому размещаться в ячейках ОЗУ на равных правах с числами, имеющими смысл исходных или промежуточных результатов решаемой задачи. Например, команда, имеющая смысл: «к числу с фиксированной запятой, расположенному в сумматоре АУ, прибавить число, находящееся в ячейке ОЗУ № 5641», имеет вид

| код операции сложения | адресная часть |
|---|---|
| 01 | 5641 |

и формально ничем не отличается от шестиразрядного восьмеричного числа 015641.

Размещение команд машины «Урал-2» в неполной ячейке памяти показано на рис. 14-3. Для кода операции отведено 6 двоичных разрядов (1—6), что позволяет зашифровать до 64 видов различных действий машины. Практически не все комбинации цифр используются, так как «Урал-2» может выполнять 35 типов операций. При записи на бланке код операции изображается двумя восьмеричными цифрами.

Нулевой разряд отводится для специального признака изменения команды, назначение которого будет пояснено ниже. Наличие этого признака (единицы в нулевом разряде ячейки памяти) аналогично присвоению числу отрицательного знака (см. рис. 14-1). Поэтому часто признак изменения команды для краткости называют ее знаком, а команду, имеющую этот признак, — отрицательной.




Рис. 14-3

Разряды 7—19 предназначаются для кодирования адресной части команды. Их количество (13 двоичных разрядов) согласуется с емкостью оперативной памяти машины, содержащей 4096 неполных 20-разрядных ячеек. Порядковые номера ячеек в двоичной системе счисления изображаются числами 000 000 000 000 , 000 000 000 001 и т. д. до 111 111 111 111 и занимают 12 разрядов (с 7 по 18). Последний разряд сетки 19 используется для размещения специального признака полной ячейки. Если число, на которое указывает команда, находится в ОЗУ в неполной ячейке памяти, ее номер располагается в разрядах 7—18 команды, а в разряде 19 ставится нуль. Любая пара соседних ячеек, первая из которых имеет четный номер, может быть использована как одна полная 40-разрядная ячейка. Для указания в команде адреса числа, размещенного в полной ячейке, вместе с номером первой из составляющих ее неполных ячеек в разряд 19 команды проставляется единица — признак полной ячейки. При записи на бланке номера ячеек памяти изображаются четырехразрядными восьмеричными числами, могущими принимать значения от 0000 до 7777, признак полной ячейки записывается в виде восьмеричной цифры 4 [поскольку разряд № 19 является старшим разрядом очередной неполной триады (см. рис. 14-3), которую для перевода в восьмеричную систему нужно дополнить нулями в младших разрядах].

Автоматически выполняемое ЭЦВМ действие по записи или извлечению (чтению) некоторого числа из конкретной ячейки памяти называется о б р а щ е н и е м к ОЗУ по заданному адресу. Оно выполняется специальным устройством местного управления ЗУ. Для обращения к ОЗУ в это устройство из УУ машины поступает по каналу *9* (см. рис. 14-2) один из управляющих сигналов «запись» или «чтение», который определяет соответствующий характер действия, а также передается (по каналу *8*) извлеченный из адресной части исполняемой команды код адреса числа, определяющий номер ячейки памяти, к которой производится обращение. Число, извлеченное при чтении по заданному адресу, передается из ОЗУ в канал *1* и принимается арифметическим устройством. Если при обращении к ОЗУ производится запись, исходное число принимается из АУ машины через канал *2* и фиксируется в ячейке ОЗУ с номером, код которого поступил из УУ по каналу *8*.

Отметим две особенности работы ОЗУ, которые необходимо учитывать при составлении программ:

1. При чтении числа из ячейки памяти содержимое этой ячейки не изменяется. Это позволяет, записав число в некоторую запоминающую ячейку, производить затем его многократное считывание.

2. При записи числа в ячейку памяти ранее содержавшееся в ней число автоматически стирается. С одной стороны, это позволяет производить запись в ОЗУ новых чисел, не заботясь о предварительной очистке ячеек. С другой стороны, прежде чем определить при составлении программы номер ячейки для записи нового числа, необходимо быть уверенным в том, что она либо свободна, либо содержит число, которое к моменту записи нового уже использовано для вычислений и больше не понадобится.

Поскольку команды программы хранятся в ОЗУ, для их последовательного извлечения из памяти в процессе решения задачи необходимо производить обращения к ОЗУ для чтения команд. При каждом таком обращении из устройства управления машины по каналу *6* в устройство местного управления ЗУ передается адрес очередной команды — номер ячейки памяти, в которой эта команда расположена. Считанная по заданному адресу команда из ОЗУ поступает по каналу *7* в УУ и хранится там на специальном регистре команд в течение всего времени исполнения машиной задаваемой этой командой операции. После выполнения очередной операции из УУ по каналу *6* передается в ОЗУ адрес следующей команды программы, извлеченная по заданному адресу команда по каналу *7* возвращается в УУ и замещает на регистре команд предыдущую. Производится исполнение новой команды, затем повторяется уже описанный процесс выборки следующей команды и ее исполнения.

Работа ЭЦВМ подразделяется, таким образом, на ряд тактов — отрезков времени, в течение каждого из которых УУ запрашивает из ОЗУ очередную команду программы, принимает ее на регистр команд, расшифровывает и, воздействуя на другие устройства машины, организует выполнение нужной операции.

В подавляющем большинстве типов ЭЦВМ (в том числе и «Урал-2») принят естественный порядок выборки команд из ОЗУ, при котором следующие друг за другом команды извлекаются машиной из соседних ячеек памяти. Адрес каждой команды при этом больше адреса предыдущей команды на одну единицу (за исключением некоторых случаев, оговоренных ниже), что позволяет автоматически формировать адреса новых команд при исполнении программы. Для этого в специальном блоке УУ, называемом счетчиком команд, хранится число, являющееся адресом текущей (исполняемой в данный момент) команды. Формирование адреса очередной команды сводится к прибавлению единицы к содержимому счетчика команд в конце каждого такта работы машины. Исходное число, являющееся адресом первой команды программы (начальный адрес программы), вводится в счетчик команд перед расчетом вручную с пульта управления ЭЦВМ ($III^a$ на рис. 14-2) либо заносится автоматически под воздействием одной из специальных команд управления.

При составлении программы решения задачи необходимо учитывать принятый в машине порядок извлечения команд из ОЗУ, располагая составляющие ее команды в группе смежных ячеек памяти.

## § 14-4. СИСТЕМА КОМАНД ЭЦВМ И ОСНОВНЫЕ ПРИЕМЫ ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Совокупность типов команд, определяющих различные операции, которые могут быть выполнены машиной, называется системой команд данной ЭЦВМ. По назначению операции ЭЦВМ принято подразделять на следующие группы:

1) арифметические операции;
2) логические операции;
3) посылочные операции;

4) операции управления;
5) групповые операции.

Перечень команд машины «Урал-2» в соответствии с этой классификацией приведен в табл. 1 приложения.

Группа арифметических операций включает 4 основных арифметических действия, операции вычитания модулей чисел (44) и суммирования чисел (26). Характерной особенностью «Урал-2» является наличие отдельных команд для операций над числами с фиксированной и плавающей запятой. Это позволяет представить и обрабатывать часть исходных и промежуточных данных в форме с плавающей запятой, что обеспечивает высокую точность, сохраняя для других данных форму представления с фиксированной запятой, которая во многих случаях наиболее удобна и обеспечивает большее быстродействие ЭЦВМ.

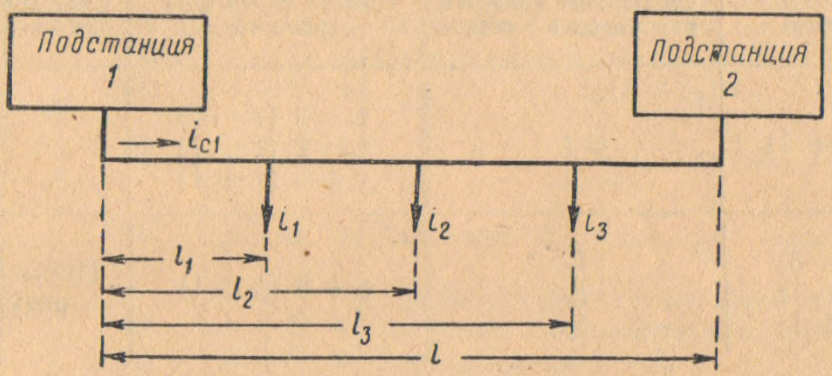



Рис. 14-4

Помимо непосредственного числового результата, при выполнении каждой арифметической операции в АУ машины вырабатываются специальные сигналы, носящие условное название $\omega$ и $\varphi$, которые качественно характеризуют этот результат. Сигнал $\varphi$ ($\varphi = 1$) образуется при переполнении разрядной сетки — явлении, когда предусмотренного в ячейках машины количества разрядов недостаточно, чтобы представить полученное в результате очередного действия число. Если результат выполненной арифметической операции «Z» является отрицательным числом, вырабатывается сигнал $\omega = 1$.

Сигналы $\varphi$ и $\omega$ по каналу *11* передаются в УУ машины, где используются для управления ее дальнейшей работой. Возникновение $\varphi = 1$ свидетельствует о том, что дальнейшее решение задачи с принятыми масштабами представления переменных невозможно, поэтому, как правило, машина автоматически останавливается. Сигнал $\omega$, который вырабатывается также при логических и посылочных операциях, играет важную роль при организации условных передач управления (смотри ниже пояснения к операциям управления).

Операция суммирования чисел (код операции 26) используется для проверки правильности выполнения машиной отдельных этапов решаемой задачи и групповых операций путем подсчета контрольной суммы массива чисел или команд.

Например, для контроля ввода в машину исходного числового материала он выполняется дважды, причем каждый раз все введенные числа суммируются (по команде 26*а*). Совпадение двух контрольных сумм с большой вероятностью свидетельствует о правильности работы машины и достоверности принятого числового материала.

Рассмотрим в качестве простейшего примера использование арифметических команд для составления программы расчета на ЭЦВМ мгновенного значения нагрузки одной из подстанций (*1*) при двустороннем питании трех потребителей (рис. 14-4). Алгоритм решения поставленной задачи определяется известной формулой

$$i_{C1} = \frac{1}{l} \sum_{j=1}^{3} l_j (l - l_j), \qquad (14\text{-}3)$$

которая может быть непосредственно запрограммирована.

Предположим, что исходные данные (величины и расположение нагрузок) уже представлены в машине числами в двоичной системе счисления с плавающей запятой. Расположение их в полных ячейках ОЗУ с условными номерами (и + 0), (л — 4) ÷ (л + 0) и (т — 4) ÷ (т + 0) показано в табл. 14-2.

Таблица 14-2

| Номера ячеек ОЗУ (адреса чисел) | Смысловое содержание чисел в ячейках | Номера ячеек ОЗУ (адреса чисел) | Смысловое содержание чисел в ячейках |
|---|---|---|---|
| и + 0 (и + 1) | $l$ | т — 4 (т — 3)<br>т — 2 (т — 1)<br>т + 0 (т + 1) | $i_1$<br>$i_2$<br>$i_3$ |
| л — 4 (л — 3)<br>л — 2 (л — 1)<br>л + 0 (л + 1) | $l_1$<br>$l_2$<br>$l_3$ | р + 0 (р + 1) | Промежуточные результаты |

Ячейка ОЗУ № р + 0, используемая для хранения промежуточных результатов расчета, называется рабочей ячейкой. Программа, записанная в форме типового бланка, представлена в табл. 14-3. Помимо самих команд программы, фиксируемых в трех столбцах (3, 4, 5), на бланке намечается и их расположение в ОЗУ машины (столбец 2). Специальная графа 6 отводится для пояснений и примечаний, облегчающих чтение программы.

Если такую программу вместе с исходным числовым материалом (присвоив предварительно условным адресам конкретные значения) ввести в машину, а затем поместить на счетчик команд УУ адрес к + 0 первой команды и пустить в работу, машина автоматически извлечет из ОЗУ все команды программы и выполнит над исходными данными действия по формуле (14-3). После 14 тактов работы на сумматоре окажется число, представляющее мгновенное значение нагрузки подстанции *l*. Следующая команда (в ячейке ОЗУ к + 16) может либо остановить машину, либо продолжать вычисления в том случае, когда рассмотренная задача входит в состав более обширного расчета.

Группа логических операций значительно расширяет возможности ЭЦВМ, позволяя решать на машине разнообразные логические задачи. В частности, появляется возможность производить в процессе решения анализ промежуточных результатов и проверку некоторых условий, на основании которых программа вычислений может быть автоматически видоизменена.

Смысл отдельных логических операций достаточно подробно пояснен в табл. 1 приложения. Отметим, что зачастую единственным интересующим нас результатом логической операции является сигнал ω, который характеризует соответствующее качество результата произведенного действия (см. столбец 4 табл. 1 приложения) и является кратким ответом («да» или «нет») на проверяемое условие.

Приведем несколько характерных примеров использования логических команд.

1. Команда 14*а* применяется для сравнения двух чисел. Одно из них предварительно переносится в сумматор АУ, адрес второго указывается в адресной части команды 14. Если числа в точности совпадают, сигнал ω не вырабатывается; в противном случае ω = 1. Таким образом, появление сиг-

Таблица 14-3

| | Номера ячеек ОЗУ (адреса команд) | Команды: Знак | Команды: Код операции | Команды: Адресная часть | | Примечания |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | 6 |
| | к + 0 | | 42 | и + 0 | 4 | Значение $l$ посылается на сумматор АУ |
| | к + 1 | | 43 | л — 4 | 4 | Определяется $l - l_1$ |
| | к + 2 | | 46 | т — 4 | 4 | » $i_1 (l - l_1)$ |
| | к + 3 | | 56 | р + 0 | 4 | Значение $i_1 (l - l_1)$ посылается в рабочую ячейку на хранение |
| | к + 4 | | 42 | и + 0 | 4 | Значение $l$ посылается на сумматор АУ |
| | к + 5 | | 43 | л — 2 | 4 | Определяется $l - l_2$ |
| | к + 6 | | 46 | т — 2 | 4 | » $i_2 (l - l_2)$ |
| | к + 7 | | 41 | р + 0 | 4 | » $\sum_{j=1}^{2} i_j (l - l_j)$ |
| | к + 10 | | 56 | р + 0 | 4 | Значение $\sum_{j=1}^{2} i_j (l - l_j)$ посылается в рабочую ячейку на хранение |
| | к + 11 | | 42 | и + 0 | 4 | Значение $l$ посылается на сумматор АУ |
| | к + 12 | | 43 | л + 0 | 4 | Определяется $l - l_3$ |
| | к + 13 | | 46 | т + 0 | 4 | » $i_3 (l - l_3)$ |
| | к + 14 | | 41 | р + 0 | 4 | » $\sum_{j=1}^{3} i_j (l - l_j)$ |
| | к + 15 | | 47 | и + 0 | 4 | » $i_{C1} = \frac{1}{l} \sum_{j=1}^{3} i_j (l - l_j)$ |
| | к + 16 | | | | | — |

нала ω при выполнении операции 14 равносильно утверждению: «число, находящееся в сумматоре АУ, не равно числу в ячейке ОЗУ № $a$».

2. Та же команда может быть использована для изменения цифр в некоторых разрядах числа на противоположные. Для этого достаточно провести его сравнение со специально подобранным числом, содержащим единицы в тех разрядах, где необходимо изменить цифры исходного, и нули во всех других разрядах. Например, если необходимо изменить на противоположный знак некоторого числа, оно помещается на сумматор АУ, после чего выполняется команда 14$a$, причем в ячейке ОЗУ № $a$ должно находиться число —00 00000, содержащее единицу в знаковом и нули во всех цифровых разрядах. Сравнение некоторого числа с числом —77 7777 4, содержащим единицы во всех разрядах, приведет к изменению всех цифр исходного числа и его знака на противоположные.

3. С помощью команды 12$a$ можно производить стирание цифр любых разрядов некоторого числа, в результате чего сохраняется (выделяется) лишь нужная часть числа. Для этого операция 12$a$ должна быть выполнена над исходным числом и специально подобранной константой, содержащей единицы в тех разрядах, где цифры исходного числа необходимо сохранить, и нули во всех других разрядах. В частности, рассматривая в качестве исходного числа некоторую команду, можно выделить ее адресную часть. Для этого исходная команда засылается на сумматор АУ, после чего выполняется команда 12$a$, причем в ячейке ОЗУ № $a$ должна быть расположена константа 00 7777 4, содержащая единицы в разрядах 17—19, соответствующих адресной части команды.

4. Используя операцию 13, можно производить формирование чисел путем соединения двух исходных чисел-заготовок. Так, например, к выделенной адресной части (см. п. 3) можно приформировать любой новый код операции. Для этого достаточно выполнить команду 13*а*, разместив в ячейке ОЗУ № *а* специальную константу, содержащую необходимый код операции в разрядах 1—6 сетки, и нули в разрядах, соответствующих адресной части команды.

5. Команда 11 к 0 зачастую используется для очистки сумматора АУ. Для этого достаточно произвести логический сдвиг любого числа на количество разрядов, большее 39. Команда для очистки сумматора, таким образом, имеет вид 11 0050 0 ($50_{(8)} = 40_{(10)}$).

Перечень примеров можно значительно расширить, однако и уже приведенные характеризуют возможности логических операций.

Группа посылочных команд определяет операции перемещения чисел между ОЗУ и сумматором АУ. Они являются подготовительными для выполнения арифметических и логических операций и обусловлены принятой в машине одноадресной системой команд.

Наибольший интерес для автоматического решения задач на ЭЦВМ представляют операции управления — специфические действия машины по преобразованию отдельных команд и частей программы ее дальнейшей работы. Позволяя сделать программу гибкой, изменяющейся в процессе решения задачи, и компактной, содержащей небольшое число команд, они широко используются для организации на ЭЦВМ сложных вычислений. Наиболее характерными из таких действий являются условная передача управления и изменение команд перед их исполнением.

Передачей управления называется нарушение естественного порядка выборки команд из ОЗУ. Под воздействием команды передачи управления машина извлекает и исполняет очередную команду из ячейки памяти, произвольный номер которой указывается в адресной части команды передачи управления (вместо извлечения очередной команды из соседней ячейки ОЗУ, как это осуществляется при естественном порядке выборки команд).

Операция условной передачи управления 21*а* 0 нарушает естественный порядок исполнения команд только при наличии сигнала ω, выработанного в предыдущем такте работы машины, и используется для разветвления вычислительного процесса в зависимости от полученных при решении промежуточных результатов. Организация разветвлений в программе иллюстрируется рис. 14-5. Перед командой 21, расположенной в ячейке ОЗУ № $\kappa$, в программе располагается логическая или арифметическая команда (или группа команд), производящая анализ промежуточных результатов либо проверку некоторого условия, в зависимости от которого должно быть произведено разветвление вычислений. Вырабатываемый при этом сигнал ω определяет, начиная с какой ячейки ОЗУ будет извлекаться группа следующих команд. Если $\omega = 0$, управление получат команды, расположенные в ячейках № $\kappa + 1$; $\kappa + 2$; $\kappa + 3$ и т. д. (первая ветвь программы). При $\omega = 1$ вместо этих команд машина начнет извлекать и выполнять группу команд из ячеек № $\kappa + \sigma$; $\kappa + \sigma + 1$; $\kappa + \sigma + 2$ и т. д. (вторая ветвь программы).

Для удобства программирования команда 21 имеет вторую модификацию (21*а*4), при которой естественный порядок выборки команд нарушается только в том случае, когда сигнал ω отсутствует.

Первая модификация команды безусловной передачи управления (22*а*0) всегда передает управление команде по новому адресу «*а*» и используется для объединения параллельных ветвей программы, как это показано в примере на рис. 14-5.

Команда 23$\kappa$0 позволяет предусматривать в программе условные передачи управления в зависимости от желания человека, решающего задачу, которое он выражает, включая (или отключая) соответствующие тумблеры — «ключи» — на пульте управления машины. Для этого после команды 23$\kappa$0 в программе ставится команда 22*а*0, передающая (при выключенном тумблере № $\kappa$) управление командам одной из ветвей программы, расположенным

в ячейках ОЗУ № $a$; $a+1$; $a+2$ и т. д. Если ключ № $к$ к моменту исполнения команды 23$к$0 оказывается включенным, операция 22$a$0 не исполняется, и управление получают команды в рядом расположенных ячейках памяти — происходит выполнение другой ветви программы.

Вторая модификация операции безусловной передачи управления (22$a$4) позволяет многократно использовать в различных местах программы некоторую группу команд (подпрограмму). Принятый для машины «Урал-2» способ обращения к подпрограммам иллюстрируется на рис. 14-6. Команды

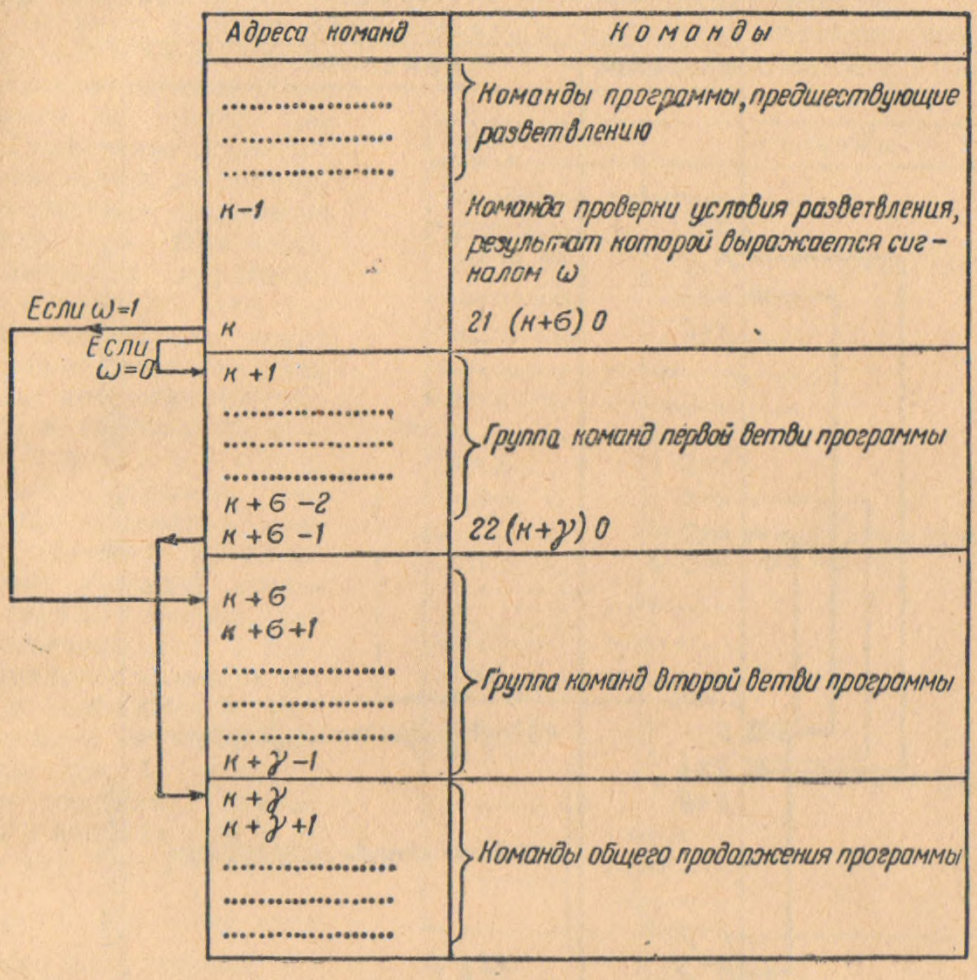



Рис. 14-5

подпрограммы располагаются в группе смежных ячеек ОЗУ с № $p$ по № $p+\gamma$. Первая из них (№ $p$) называется ячейкой обратной связи и служит для размещения команды безусловной передачи управления (возврата) в нужное место основной программы. В последней ячейке (№ $p+\gamma$) располагается команда 22$p$0, безусловно передающая управление команде возврата к основной программе после того, как все операции основной части подпрограммы выполнены. Если после некоторой команды основной программы (расположенной, например, по адресу $к-1$) необходимо выполнить группу команд подпрограммы, в очередную ячейку ОЗУ (№ $к$) помещается команда 22$p$4. Под ее воздействием в ячейку № $p$ обратной связи засылается команда 22 ($к+1$) 0, а управление получат последовательно основные команды подпрограммы в ячейках № $p+1$; $p+2$; $p+3$ и т. д. После их выполнения управление будет передано команде возврата, которая в свою очередь передаст его в ячейку № $к+1$ очередной команде основной программы, восстановив ее естественное продолжение. Обращение к подпрограмме из другого места основной программы (например, из ячейки № $к+\sigma$) также производится с помощью команды 22$p$4. При исполнении последней будет сфор-

мирована и заслана в ячейку обратной связи команда 22 ($к + \sigma + 1$) 0, которая после выполнения подпрограммы обеспечит возврат в то место основной программы, из которого производилось обращение.

Возможность многократного исполнения при работе машины отдельных групп команд составляет одну из основных особенностей современных ЭЦВМ, которая обусловливает высокую эффективность решения на них сложных вычислительных задач. В конструкции машины «Урал-2» предусмотрен особый блок—с ч е т ч и к ц и к л о в, а в состав команд входят специальные операции для организации циклически повторяющихся вычислений. Счетчик

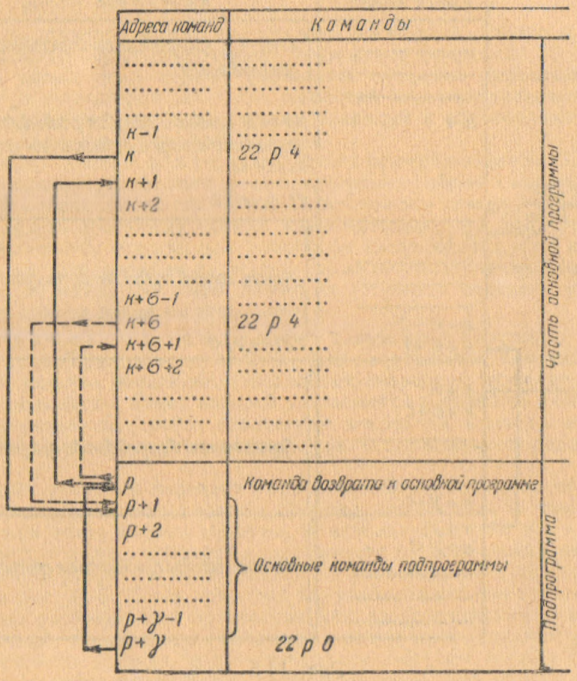



Рис. 14-6

циклов представляет собой ячейку, в которую может быть записано любое 12-разрядное двоичное число, называемое п а р а м е т р о м ц и к л а. Имеется возможность вычитать из содержимого счетчика циклов одну или две единицы. Кроме того, в составе счетчика имеется еще один, индексный разряд, в котором может храниться нуль или единица.

Организация многократного исполнения группы команд программы с помощью операций «начало цикла» и «конец цикла» иллюстрируется на рис. 14-7. Подготовительная команда начала цикла (25 $n$ 0 или 25 $n$ 4), располагаемая перед группой многократно исполняемых команд, производит занесение произвольного числа $n$ в счетчик циклов и заполняет его индексный разряд. Затем получают управление команды в ячейках № $a - \sigma + 1$; $a - \sigma + 2$ и т. д., в том числе и команды с адресами от $a$ до $a + \gamma$, которые необходимо выполнить многократно. Непосредственно вслед за ними в ячейке № $a + \gamma + 1$ размещается команда «конец цикла» 24$a$0. Под воздействием этой команды содержимое счетчика циклов уменьшается на одну (или две)

единицу, причем текущее значение параметра цикла предварительно сравнивается с нулем. Так же производится условная передача управления на повторение цикла — команде в ячейке № $a$, если в результате сравнения было выявлено, что содержимое счетчика циклов отлично от нуля. Если текущее значение параметра цикла равно нулю, управление получает команда в очередной ячейке № $a + \gamma + 2$ — производится выход из цикла. После первого выполнения операции «конец цикла» в счетчике циклов окажется число $n - 1$ (или $n - 2$, если в его индексном разряде стоит единица), затем группа команд в ячейках № $a \div a + \gamma$ будет исполнена повторно. Стоящая вслед за ними команда $24a0$ уменьшит содержимое счетчика циклов до $n - 2$ ($n - 4$) и вновь передаст управление команде в ячейке № $a$. Группа повторяющихся команд будет исполнена в третий раз и т. д. Повторение цикла будет происходить до тех пор, пока в счетчике циклов не окажется нуль. При нулевом значении параметра цикла произойдет его последнее исполнение, после чего управление получат команды продолжения программы в ячейках № $a + \gamma + 2$; $a + \gamma + 3$ и т. д.

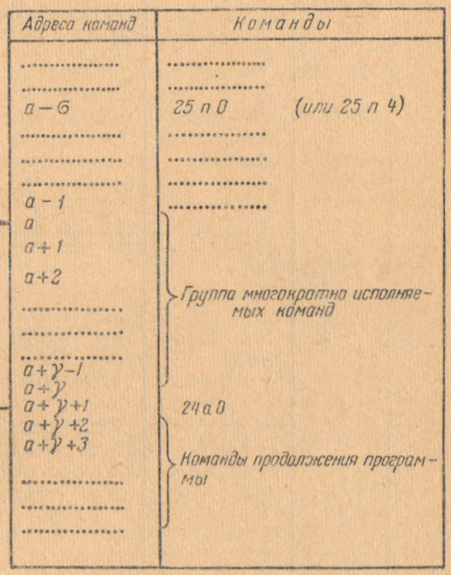



Рис. 14-7

Таким образом, при изменении параметра цикла на единицу (цикл по неполным ячейкам) повторение группы команд будет обеспечено $n + 1$ раз. Если исходное значение параметра заносилось в счетчик циклов с помощью команды $25n\ 4$ (цикл по полным ячейкам), группа команд в ячейках с № $a$ по № $a + \gamma + 1$ будет исполнена $\frac{n}{2} + 1$ раз (при этом $n$ должно быть четным).

Команда посылки в ОЗУ содержимого счетчика циклов (код $27a0$) позволяет запоминать значение параметра цикла с последующим автоматическим его восстановлением, что дает возможность освободить счетчик циклов для организации нового циклического вычисления внутри многократно исполняемой группы команд (цикл в цикле).

Схема организации двойного цикла представлена на рис. 14-8. С помощью команд $25\ n_1 4$ (ячейка № $\kappa$) и $24(\kappa + 1)\ 0$ (ячейка № $\kappa + \sigma + \gamma + \rho$) обеспечивается повторение группы команд из ячеек № $(\kappa + 1) \div (\kappa + \sigma + \gamma + \rho)$ $\frac{n_1}{2} + 1$ раз (внешний цикл) аналогично тому, как это рассмотрено в предыдущем примере. В состав этой группы входят операции управления местным (внутренним) циклом $25n_2 4$ и $24\ (\kappa + \sigma + 1)0$ (в ячейках № $\kappa + \sigma$ и $\kappa + \sigma + \gamma - 1$), которые организуют при каждом повторении внешнего цикла многократное исполнение команд в ячейках № $(\kappa + \sigma + 1) \div (\kappa + \sigma + \gamma - 1)$. Поскольку для организации обоих циклов используется один счетчик, перед выполнением внутреннего цикла содержимое счетчика (параметр внешнего цикла) под воздействием команды $27\ (\kappa + \sigma + \gamma)0$ помещается в ячейку программы № $\kappa + \sigma + \gamma$, непосредственно следующую

за ячейками внутреннего цикла. При этом к значению параметра автоматически приформировывается код операции 25, благодаря чему информация в ячейке № $к + \sigma + \gamma$ приобретает смысл команды восстановления текущего значения параметра внешнего цикла. После завершения работы внутреннего цикла эта команда получает управление, обеспечивая нормальное функцио-

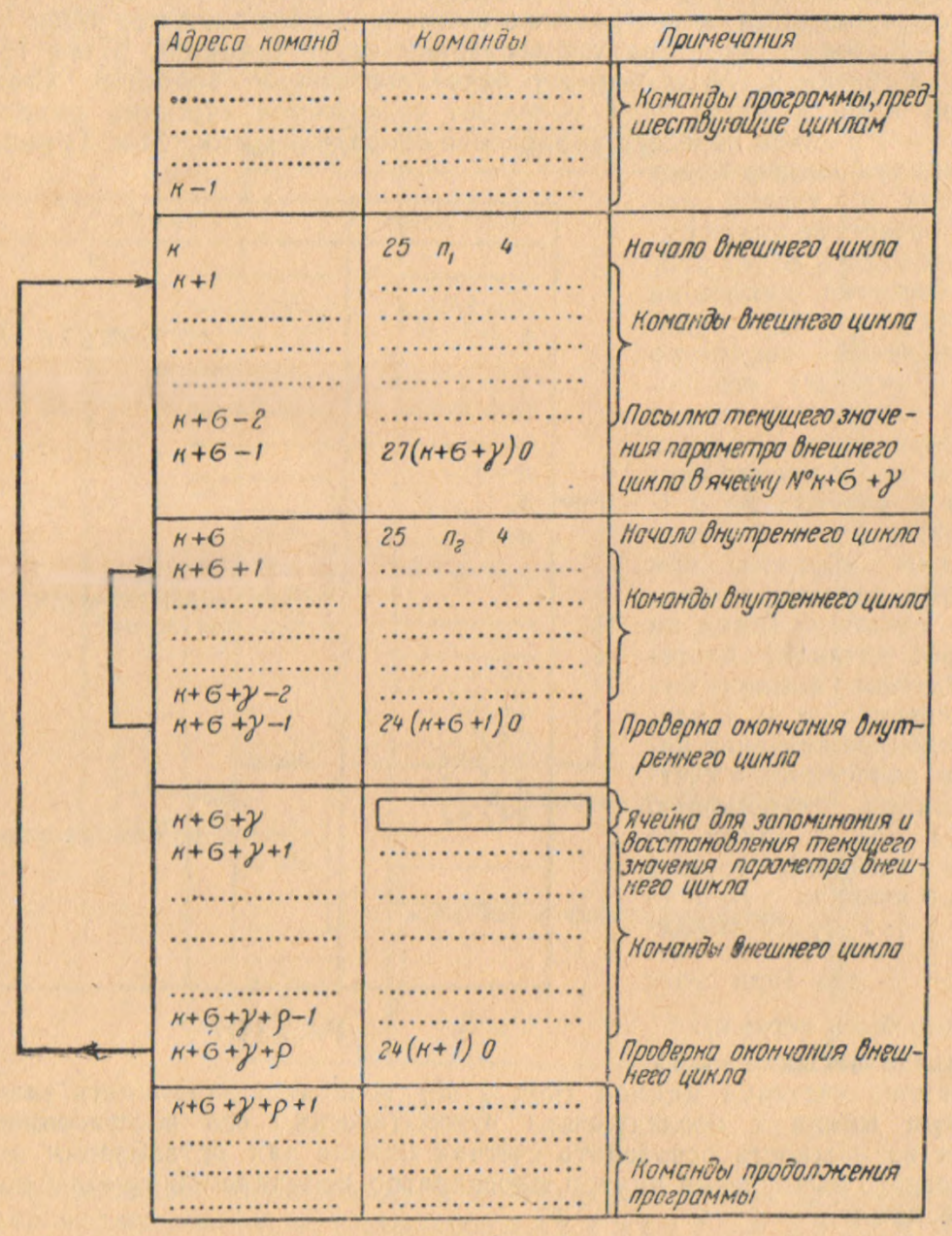



Рис. 14-8

нирование внешнего цикла. Используя аналогичный прием, можно организовать тройной цикл и т. д.

Для того, чтобы получить эффект от многократного исполнения команд программы, необходимо обеспечить при каждом их повторении обработку нового числового материала. Для достижения этого используются 2 приема. Один из них заключается в том, что результаты, полученные при очередном исполнении цикла, помещаются в те ячейки памяти, где располагались соответствующие исходные данные. При следующем исполнении тех же команд программы результаты работы предыдущего цикла будут использованы в качестве исходных чисел, а их обработка приведет к получению новых резуль-

татов, которые в свою очередь явятся исходными для дальнейших вычислений. Цикл, построенный по такому способу, называется итерационным, так как позволяет эффективно организовать вычисления методом последовательных приближений. Итерационный цикл применим и в других случаях, например, для численного интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений, однако круг решаемых с помощью этого способа задач сравнительно невелик.

Второй прием состоит в изменении при каждом новом повторении цикла содержимого адресных частей некоторых входящих в него команд и носит название переадресации команд. Цикл, построенный по такому способу, называется циклом с переадресацией, а команды, адресные части которых подвергаются изменению, — переменными командами цикла.

Возможность изменения команд в процессе выполнения программы является одним из наиболее ценных качеств современных ЭЦВМ, так как позволяет производить огромное количество действий над обширным числовым материалом, используя при этом ограниченное число переменных команд.

В конструкции устройства управления «Урал-2» предусмотрена автоматическая переадресация команд, снабженных специальным признаком, перед их исполнением машиной. Признаком переменной команды является наличие единицы в нулевом разряде ячейки — отрицательный знак команды. После приема на регистр УУ очередной команды из ОЗУ производится анализ ее знака и, если обнаруживается, что он отрицателен, выполняется вычитание из числа, стоящего в адресной части команды (в разрядах 7—18) числа, находящегося в этот момент на счетчике циклов УУ. Полученная в результате такого действия модифицированная команда принимается к исполнению взамен исходной. Например, если на регистр УУ поступила команда —42 6742 4, а текущее значение параметра цикла 1776, машина выполнит в данном такте команду 42 4744 4 ($6742_{(8)} - 1776_{(8)} = 4744_{(8)}$). На сумматор АУ будет извлечено число из полной ячейки № 4744, а не из ячейки № 6742, которая указана в адресной части исходной команды. Заметим, что запись исходной команды в ОЗУ сохраняется неизменной, так как ее модификация производится на регистре УУ непосредственно перед исполнением.

Поскольку значение параметра цикла при каждом новом его исполнении изменяется, будут изменяться и адреса чисел, указываемые в модифицированных адресных частях переменных команд. Например, при следующем выполнении команды — 42 6742 4 в цикле его параметр примет значение 1774 (предполагается, что в индексном разряде счетчика циклов стоит единица и его содержимое после каждого цикла уменьшается на двойку), поэтому модифицированная команда будет иметь вид 42 4746 4. Под ее воздействием произойдет извлечение на сумматор АУ числа из ячейки № 4746 (тогда как в предыдущем цикле число извлекалось из соседней полной ячейки № 4744). Таким образом, наличие отрицательных команд в цикле, организуемом с помощью операций 25 и 24, позволяет произвести однотипные операции над группами чисел, каждая из которых расположена в ряде смежных ячеек ОЗУ. Если исходные числа располагаются в неполных ячейках памяти, необходимо изменять параметр цикла на одну единицу, в противоположном случае должен быть организован цикл по полным ячейкам.

Широко используется для переадресаций в «Урал-2» специальная операция 30*a*0 изменения команд, смысл которой пояснен в приложении. Содержимое ячейки, номер которой «*a*» указан в адресной части команды 30*a*0, носит название константы переадресации (константы изменения команд). Константа переадресации может быть как положительной, так и отрицательной и изменяться в процессе выполнения цикла на произвольное число.

Команда 30*a*0 ставится непосредственно перед командой, которую необходимо изменять, и образует вместе с ней комплексную переменную команду. Например, если в программе записано сочетание команд

30 $a$ 0
02 ($p$ + 0) 4,

причем в ячейке № $a$ расположено число 40 0016 0, машина выполнит под их воздействием операцию 42($p$ + 16)4 [02($p$ + 0)4 + 40 0016 0 = 42 ($p$ + + 16)4]. Для получения другого вида модифицированной команды достаточно лишь изменить константу переадресации (для чего с ней производятся простые арифметические действия сложения или вычитания). Например, если заслать в ячейку № $a$ новую константу 41 0124 0 и передать управление той же паре команд, машиной будет выполнена операция 43($p$ + 124)4.

Использование специальных команд организации цикла с переадресацией существенно сокращает программы вычислений. Для примера в табл. 14-4 приведена программа решения задачи, рассмотренной выше (см. рис. 14-4).

Таблица 14-4

| Номера ячеек ОЗУ (адреса команд) | Команды: Знак | Команды: Код операции | Команды: Адресная часть | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|
| $k$ + 0 | | 25 | 0004 | 4 | Начало цикла по полным ячейкам |
| $k$ + 1 | | 11 | 0050 | 0 | Очистка сумматора |
| $k$ + 2 | | 56 | р + 0 | 4 | Посылка содержимого сумматора |
| $k$ + 3 | | 42 | и + 0 | 4 | Посылка $l$ на сумматор |
| $k$ + 4 | — | 43 | л + 0 | 4 | Определение $l - l_j$ |
| $k$ + 5 | — | 46 | т + 0 | 4 | » $i_j (l - l_j)$ |
| $k$ + 6 | | 41 | р + 0 | 4 | » $\Sigma i_j (l - l_j)$ |
| $k$ + 7 | | 24 | $k$ + 2 | 0 | Конец цикла |
| $k$ + 10 | | 47 | и + 0 | 4 | Окончательное определение $i_{C1}$ |
| $k$ + 11 | | | | | |

Засылка в счетчик циклов числа 4, а в его индексный разряд единицы, выполняемая командой 25 0004 4, обеспечивает трехкратное выполнение группы команд, расположенных в ячейках $k + 2 \div k + 7$. Две из них отрицательны, поэтому их адресные части при каждом новом повторении цикла будут изменяться. Первый раз исполнятся команды 43(л — 4)4 и 46(т — 4)4, второй 43(л — 2)4 и 46(т — 2)4. При третьем выполнении цикла (при нулевом значении параметра цикла) команды будут исполняться в том виде, в котором они записаны в ОЗУ.

Сопоставление программ решения одной и той же задачи, изображенных в табл. 14-3 и 14-4, показывает эффективность использования циклов. Сокращение числа команд оказывается еще более значительным при большем количестве нагрузок в рассчитываемой зоне. Так, при 15 нагрузках программа в табл. 14-3 содержала бы 69 команд. Число же их при использовании циклических вычислений (см. табл. 14-4) не изменилось (9 команд), так как для увеличения количества повторений цикла достаточно лишь изменить адресную часть команды начала цикла, записав ее в виде 25 0034 4.

Помимо рассмотренных выше команд, к операциям управления ЭЦВМ могут быть отнесены операции выдачи результатов вычислений из машины 32, 33, 34 и ее остановки 37.

Команды групповых операций связаны с передачей внутри машины массивов чисел и управляют вводом исходной информации с перфоленты, а также обменом (см. канал *3* на рис. 14-2) между ОЗУ и внешними запоминающими устройствами (накопителями). В «Урал-2» внешними ЗУ являются магнитные барабаны и магнитная лента. Они имеют значительно больший объем памяти, чем ОЗУ, и используются для хранения части исходных или промежуточных данных при решении тех задач, когда объем ОЗУ недоста-

точен для размещения всей информации. Каждая групповая операция выполняется под воздействием трех команд, составляющих неразрывное целое. Тип накопителя и характер обращения указываются в коде операции первой команды. В адресных частях всех трех команд располагается информация о расположении чисел, с которыми выполняется операция. Наличие признака полной ячейки в первых командах чтения с магнитного барабана или ленты блокирует запись чисел в ОЗУ. Считывание при этом производится только с целью подсчета контрольной суммы массива чисел и используется для проверки правильности их записи в накопитель. При выполнении всех групповых операций используется счетчик циклов, поэтому его содержимое к моменту исполнения команд 50, 51, 52, 53, 54 должно запоминаться с использованием команды 27*a*0.

## § 14-5. АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ НА ЭЦВМ

Рассмотренная в предыдущем параграфе система команд машины «Урал-2» показывает, что современная ЭЦВМ обладает многообразными арифметическими и логическими возможностями, позволяющими организовать автоматическое решение трудоемких и сложных задач, в том числе многовариантных с выбором того или иного направления вычислений в зависимости от полученных промежуточных результатов или исходных данных. Большим достоинством ЭЦВМ является их универсальность. На одной и той же машине с успехом могут быть просчитаны самые различные задачи, для которых предварительно составлены программы решения.

Процесс подготовки задачи для решения на ЭЦВМ состоит из двух этапов:

1) арифметизация задачи;
2) программирование.

Первый из них обусловлен тем, что основными элементарными операциями ЭЦВМ являются 4 арифметических действия, к совокупности которых необходимо свести задачу для возможности ее решения на машине. В общем случае этот этап заключается в выборе численного метода решения задачи с оценкой погрешности и в составлении расчетных формул.

Арифметизация задачи не является действием, специфическим для использования ЭЦВМ. Все приведенные ранее расчетные соотношения являются результатом арифметизации задач по определению значений ряда показателей работы участка электрической железной дороги, которая была выполнена задолго до появления ЭЦВМ для того, чтобы решать задачи без помощи машин. Это, естественно, наложило свой отпечаток на структуру расчетных соотношений, и при решении задач на машине необходимо подойти к оценке расчетных формул с новых позиций, учитывающих особенности ЭЦВМ как математического инструмента.

Первая особенность ЭЦВМ — чрезвычайно высокое быстродействие. «Урал-2» производит в среднем 5—6 тыс. операций в секунду, так что за 1 *ч* машинного времени выполняется работа, на которую десяти расчетчикам потребуется более трех лет. При обычных вычислениях одним из основных качеств расчетной формулы является ее простота, возможность получения результата после минимального числа математических действий, причем упрощение формулы, как правило, производится в ущерб точности расчетов. Использование ЭЦВМ позволяет принимать в качестве исходных соотношения, наиболее полно отражающие реальную картину рассчитываемого явления, поэтому их внедрение повсеместно сопровождается не только повышением скорости решения задач, но и резким увеличением точности и достоверности получаемых результатов.

Для упрощения организации программы желательно приводить расчетные соотношения к виду, содержащему группы многократно повторяемых действий. Расчетные формулы системы энергоснабжения в полной мере удовлетворяют этому условию.

Существенным обстоятельством, которое нужно учитывать при использовании ЭЦВМ, является сложность подготовки задач для решения на машине. Составление и отладка программы занимают зачастую несколько месяцев кропотливого квалифицированного труда. Зато после составления программы по ней может быть решен ряд вариантов подготовленной задачи, все задачи данного класса. Например, с помощью составленной нами в § 4 элементарной программы можно решать все задачи по определению нагрузки фидера подстанции, если в зоне ее питания располагаются 3 поезда и происходит подпитка с противоположного конца зоны. Для этого достаточно ввести в ОЗУ новые исходные данные. В § 6 будет описана программа определения потерь энергии в контактной сети, применимая для расчета $\Delta A$ в подавляющем большинстве случаев.

В связи с этой особенностью машинного решения задач возникает необходимость обобщения расчетных формул для различных вариантов выполнения системы энергоснабжения с тем, чтобы составить одну универсальную программу, охватывающую наибольшее число вариантов. Такая тенденция отсутствует при арифметизации задач для ручных вычислений, при которых удобнее иметь для каждого варианта выполнения системы (например, однопутный или двухпутный участок, двустороннее или консольное питание и др.) отдельную расчетную формулу.

Опыт использования ЭЦВМ показывает, что их применение для инженерных расчетов может быть эффективным при задачах, требующих для своего решения сравнительно небольшого объема исходной информации с достаточно сложными правилами ее преобразования. В противном случае выигрыш во времени решения задачи на машине будет поглощен предварительной работой по подготовке исходных данных, их представлению (перфорированию) на носителе входной информации машины, контролю правильности манипуляций оператора. В соответствии с этой особенностью использования ЭЦВМ и должна формулироваться задача для ее решения на машине, причем характерным является укрупнение задач, постановка их в самом широком плане.

Комплекс расчетов системы энергоснабжения при ручных вычислениях разбивается на ряд более или менее независимых задач, решаемых во вполне определенной последовательности: определение мощности тяговых подстанций, потерь энергии в контактной сети, потерь напряжения и др. Каждая из них использует значительное количество исходных данных, бо́льшая часть которых (нагрузки расчетных перегонов от всех поездов или части их) требует для своего определения еще более обширной информации о потреблении энергии на участке всеми расчетными типами поездов. Постановка задач в таком же виде для решения на ЭЦВМ потребует подготовки и ввода в машину огромного количества исходных данных (результатов тяговых расчетов) и является нецелесообразной. Наиболее эффективным представляется создание комплексной программы, включающей выполнение тяговых расчетов, обработку данных о нагрузке расчетных перегонов и определение необходимых параметров каждого из предварительно намеченных вариантов расположения тяговых подстанций. Только при такой широкой постановке задачи могут быть использованы в полной мере возможности ЭЦВМ при минимальном времени затрат на подготовку исходных данных для решения.

Второй этап подготовки задач — программирование — обусловлен необходимостью закодировать порядок вычислений для ввода его в ЭЦВМ. Он выполняется в такой последовательности:

а) определяется алгоритм решения задачи — строгая система предписаний о характере и последовательности арифметических и логических действий над исходными числами, приводящих к получению необходимых результатов для класса однотипных задач;

б) намечается размещение исходных и промежуточных чисел в ЗУ машины;

в) составляются команды программы.

Алгоритм решения задачи является дальнейшей конкретизацией действий, задаваемых исходными расчетными соотношениями, и уточняет как

их порядок внутри каждой формулы, так и последовательность выполнения вычислений по отдельным формулам и условия, при которых совершается переход от одного расчетного соотношения к другому.

Основные принципы и идеи составления программ кратко были рассмотрены нами в § 4. Упомянем здесь об одном приеме, широко используемом при программировании. Он заключается в расчленении программы сложной задачи на ряд более или менее независимых этапов, называемых **блоками** (операторами) **программы**. Последовательность действий, выполняемых на каждом этапе (как говорят, каждым блоком программы), записывается в виде совокупности соответствующих команд. Связь же между отдельными блоками в программе иллюстрируется с помощью **блок-схемы**.

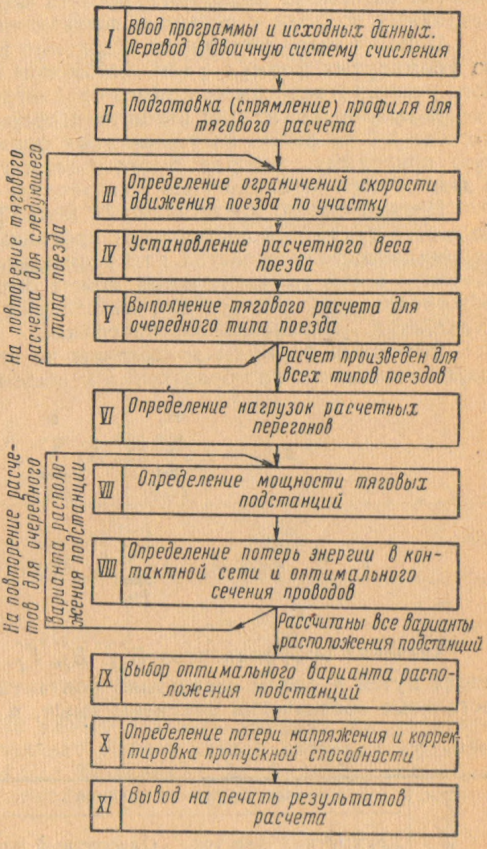



Рис. 14-9

По характеру действий, выполняемых командами блоков, последние разделяются на арифметические и логические. Арифметический блок выполняет вычисление по одной или нескольким формулам. Логические блоки производят проверку некоторых условий, сопоставление исходных или промежуточных результатов, на основании которых осуществляется разветвление программы. Отметим, что подразделение программы на блоки условно и может быть проведено многими способами. В частности, могут быть выделены комбинированные блоки, выполняющие как арифметические, так и логические действия, и т. д. Широкое распространение приема блок-схемного программирования объясняется наглядностью представления решаемой задачи, возможностью показать основные особенности программы, выделить группы многократно повторяющихся действий, расчленить решение на ряд частных задач, каждая из которых может быть запрограммирована в отдельности.

Для примера на рис. 14-9 представлен один из возможных вариантов укрупненной блок-схемы расчета системы энергоснабжения электрической железной дороги. Расчет условно разбит на 11 этапов, смысловое назначение которых пояснено надписями внутри прямоугольников, изображающих блоки на схеме. Связь между отдельными блоками показана в виде стрелок, определяющих направления передачи управления после выполнения каждого блока.

В пределах главы нет возможности раскрыть более подробно содержание каждого блока программы. В качестве примера, иллюстрирующего составление программы машинного расчета, остановимся на блоке VIII. Программирование всех других блоков производится аналогично.

## § 14-6. СОСТАВЛЕНИЕ АЛГОРИТМА И ПРОГРАММЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НА ЭЦВМ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Высокое быстродействие ЭЦВМ позволяет использовать для определения потерь энергии в контактной сети наиболее точные расчетные соотношения, например, формулы (2-18), (2-19), (2-21), (2-22) главы 2. При разработке алгоритма машинного расчета можно наметить два принципиально различных подхода к решению поставленной задачи:

1) могут быть составлены отдельные программы вычисления по каждой из упомянутых формул с тем, чтобы при выполнении расчета для конкретного участка в зависимости от его параметров использовать нужную из них;

2) можно попытаться выявить и сформулировать обобщенный алгоритм расчета $\Delta A$ по любой из упомянутых формул и составить одну универсальную программу, которая будет содержать лишь некоторые разветвления в зависимости от параметров конкретного участка.

Первый способ представляется менее рациональным, так как потребует большего труда для составления программ и значительно большего объема запоминающего устройства для размещения их в вычислительной машине. Поэтому в тех случаях, когда может быть разработан достаточно простой общий алгоритм расчета для нескольких вариантов решаемой задачи, составляется универсальная программа.

Расчетные формулы аналогичны по структуре и могут быть приведены после несложных преобразований к общему виду:

$$\Delta A_T = r_к \sum_{i=1}^{n_0} \frac{10^3}{U^2} Б_i' \sum_{p=1}^{v} \frac{N_p (A_{pi\text{т}} + A_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}} +$$

$$+ \frac{10^3}{TU^2} B_i' A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{0j} A_{Tj} + \frac{10^3}{TU^2} Г_i' A_{T1i} A_{T11i}. \qquad (14\text{-}4)$$

Значения коэффициентов $Б_i'$, $B_i'$, $Г_i'$ определяются в зависимости от числа путей и схемы соединения контактной сети по формулам табл. 14-5, остальные обозначения пояснены выше, в главе 2.

Таблица 14-5

| Коэффициент | Двустороннее питание | | Одностороннее питание | |
|---|---|---|---|---|
| | Двухпутный участок с параллельным соединением контактной сети путей | Однопутный или двухпутный участок с раздельным питанием контактной сети путей | Двухпутный участок с параллельным соединением контактной сети путей | Однопутный или двухпутный участок с раздельным питанием контактной сети путей |
| $Г_i'$ | $2\left[l_{0i}\left(1-\frac{l_{0i}}{l}\right)-\frac{l_i}{6}\right]$ | 0 | $2\left(l_{0i}-\frac{l_i}{6}\right)$ | 0 |
| $B_i'$ | $2\left(1-\frac{l_{0i}}{l}\right)$ | | 2 | |
| $Б_i'$ | $\frac{l_{0i}\,l}{l_i}-\frac{l_{0i}^2}{l_i}-\frac{l_i}{12}$ | | $\frac{l_{0i}\,l}{l_i}$ | |

Заменив в (14-4) значения расходов энергии по очевидному соотношению $A = HU \cdot 10^{-3}$ и выражая потери энергии в удельном виде, после преобразований получим

$$\frac{\Delta A_T}{r_к} = \sum_{i=1}^{n_0} \left[ Б_i \sum_{p=1}^{v} \frac{N_p (H_{piт} + H_{piг})^2}{t_{piт} + t_{piг}} + \right.$$

$$\left. + B_i H_{тi} \sum_{j=1}^{i-1} l_{0j} H_{тj} + \Gamma_i H_{тIi} H_{тIIi} \right] \frac{квт \cdot ч \cdot км}{ом}. \qquad (14\text{-}5)$$

Формулы для определения коэффициентов $Б_i$, $B_i$, $\Gamma_i$ этого расчетного соотношения сведены в табл. 14-6.

Таблица 14-6

| Коэффициент | Двустороннее питание | | Одностороннее питание | |
|---|---|---|---|---|
| | Двухпутный участок с параллельным соединением контактной сети путей | Однопутный или двухпутный участок с раздельным питанием контактной сети путей | Двухпутный участок с параллельным соединением контактной сети путей | Однопутный или двухпутный участок с раздельным питанием контактной сети путей |
| $\Gamma_i$ | $\frac{0{,}002}{T}\left[l_{0i}\left(1 - \frac{l_{0i}}{l}\right) - \frac{l_i}{6}\right]$ (14-6) | 0 | $\frac{0{,}002}{T}\left(l_{0i} - \frac{l_i}{6}\right)$ (14-7) | 0 |
| $B_i$ | $\frac{0{,}002}{T}\left(1 - \frac{l_{0i}}{l}\right)$ (14-8) | | $\frac{0{,}002}{T}$ (14-9) | |
| $Б_i$ | $\left(\frac{l_{0i}\, l}{l_i} - \frac{l_{0i}^2}{l_i} - \frac{l_i}{12}\right) 10^{-3}$ (14-10) | | $\frac{l_{0i}\, l}{l_i}\, 10^{-3}$ (14-11) | |

При решении задачи на машине удобно задавать координаты подстанций и расчетных перегонов относительно общего начала отсчета координат так, как это показано на рис. 14-10. Значения $l$, $l_i$, $l_{0i}$ и $l_{0j}$, входящие в формулы (14-6) — (14-11) определяются при этом из очевидных соотношений:

$$\left.\begin{aligned} l &= l^c_{к+1} - l^c_к; \quad \text{а)} \\ l_{0i} &= l'_{0i} - l^c_к; \quad \text{б)} \\ l_i &= l'_{i+1} - l'_i; \quad \text{в)} \\ l_{0j} &= l'_{0j} - l^c_к. \quad \text{г)} \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}12)$$

Обобщенное расчетное соотношение (14-5) может служить исходным для составления универсальной программы определения на ЭЦВМ потерь энергии на однопутных и двухпутных участках с раздельным и параллельным питанием контактной сети путей. Анализируя его, нетрудно расчленить алгоритм решения задачи на ряд однотипных многократно повторяющихся комплексов арифметических операций. Так, для каждого расчетного перегона должно быть вычислено выражение, заключенное в формуле (14-5) в квадратные скобки, для определения любого из трех слагаемых которого в свою очередь необходимо производить суммирование ряда одноименных членов. Это обстоятельство позволяет значительно сократить программу расчета, организовав циклические вычисления.

Большое значение для упрощения алгоритма и программы решения задачи имеет рациональный порядок размещения в памяти машины исходных данных. Исходными для расчета потерь энергии по формуле (14-5) служат следующие характеристики расположения и нагрузки расчетных перегонов:

$l_i$, $l_{0i}$ — длина и координата середины расчетного перегона;

$H_{\text{тI}i}$, $H_{\text{тII}i}$ — расходы энергии на движение всех поездов четного и нечетного направлений на данном перегоне;

выражения вида $\sum_{p=1}^{v} \frac{N_p (H_{pi\text{т}} + H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}}$, подсчитанные для поездов четного и нечетного направлений.

Предполагается, что эти данные к моменту начала расчета потерь энергии уже сформированы, для чего в программе, схема которой представлена

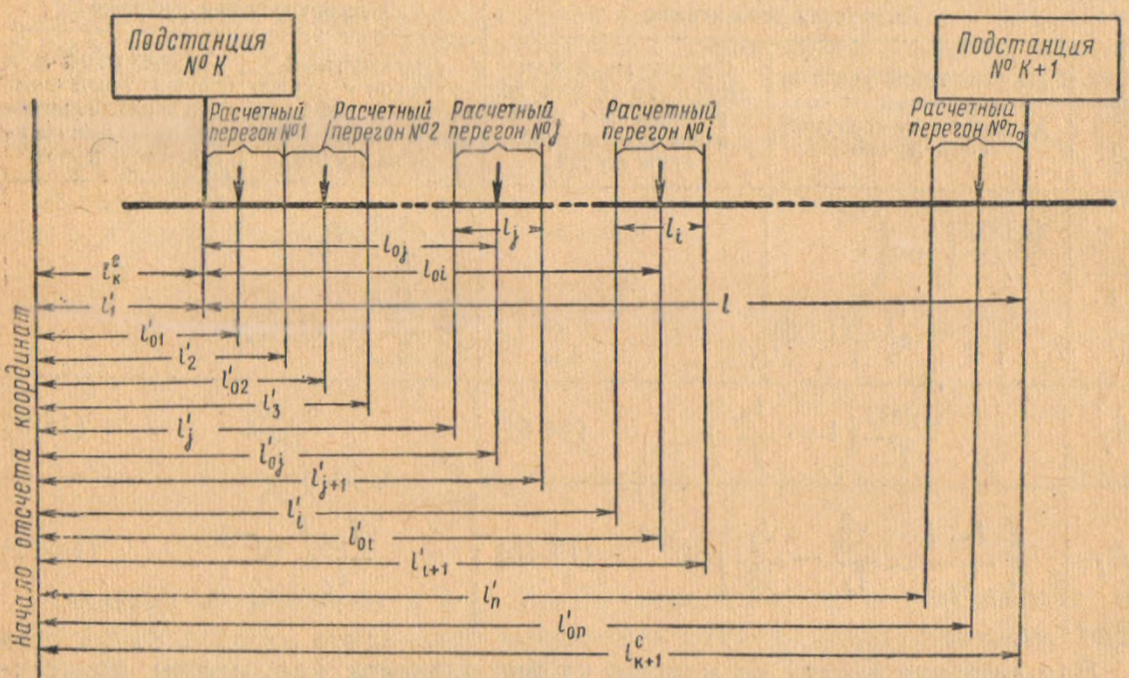



Рис. 14-10

на рис. 14-9, предусмотрен специальный блок VI. Исходные данные следует расположить в строго упорядоченной системе запоминающих ячеек, образующих, например, табл. 14-7.

Каждая из семи строк этой таблицы занимает $n_{\text{м}}$ смежных полных ячеек памяти машины и содержит одноименные характеристики всех $n_{\text{м}}$ расчетных перегонов подстанционной зоны. Например, в ячейках с условными номерами от $№\gamma + 2$ до $№\gamma + 2n_{\text{м}}$ размещены данные, характеризующие расстояния от середин расчетных перегонов до левой границы подстанционной зоны (начиная с координаты наиболее удаленного от нее расчетного перегона). В ячейках с $№\ \gamma + 6n_{\text{м}} + 2$ по $№\ \gamma + 10n_{\text{м}}$ располагаются числа строки поперегонных расходов энергии на тягу поездов четного направления за расчетный период и т. д.

Под $n_{\text{м}}$ подразумевается наибольшее возможное число расчетных перегонов. Если рассчитываемая подстанционная зона содержит меньше перегонов ($n_0 < n_{\text{м}}$), часть граф табл. 14-7 окажутся пустыми (будут заняты не все ячейки памяти исходных данных). Для того чтобы обеспечить ориентировку в таблице, необходимо иметь в специальной ячейке памяти (в табл.

14-7 № $\gamma' + 1$) число, показывающее, сколько столбцов таблицы (начиная справа) занято исходными данными. В качестве такого числа удобно использовать число $2(n_0 - 1)$, показывающее, на сколько единиц необходимо уменьшить номер ячейки, содержащей некоторую характеристику первого расчетного перегона, чтобы получить адрес одноименной характеристики последнего перегона рассчитываемой зоны.

Построение строк табл. 14-7 по принципу одноименных характеристик различных расчетных перегонов позволит облегчить организацию циклов программы, сохранив при этом возможность четкого отыскания всех числовых показателей каждого из расчетных перегонов, находящихся в столбцах таблицы. Так, если известно, что координата середины произвольного $j$-го перегона относительно левой подстанции располагается в ячейке № $\gamma + 2j$, то остальные характеристики этого расчетного перегона могут быть найдены в следующих ячейках:

$_jl$ — в ячейке № $\gamma + 2j + 2n_м$;

$H_{TI}$ — в ячейке № $\gamma + 2j + 4n_м$;

$H_{TII}$ — в ячейке № $\gamma + 2j + 6n_м$ и т. д.

Поскольку адрес № $\gamma + 2j$ известен, а $2n_м$ является некоторой также известной константой, находящейся в ячейке № $\gamma'' + 1$, вычисление адресов и отыскание по ним всех характеристик данного перегона могут быть выполнены элементарно просто.

Помимо характеристик расчетных перегонов, в качестве исходных данных для расчета $\Delta A$ по формуле (14-5) должна быть известна длина подстанционной зоны $l$ и данные о количестве путей, схеме соединения контактной сети, двустороннем или консольном питании подстанционной зоны. Кодирование последних не составляет труда. Например, признаком двухпутного участка может служить отрицательное произвольное число в определенной ячейке памяти, например, № $\psi + 1$ (см. табл. 14-8); однопутный участок должен быть закодирован в таком случае произвольным положительным числом, помещенным в эту ячейку. Проверка числа путей участка сведется при таком способе кодирования к анализу знака числа в известной запоминающей ячейке № $\psi + 1$.

Размещение в памяти машины данных, характеризующих рассчитываемую подстанционную зону, показано в табл. 14-8. Там же приведены пояснения способов их кодирования.

Алгоритм расчета потерь энергии может быть записан в виде следующих правил.

1. Для определения $\Delta A$ необходимо последовательно произвести просмотр столбцов табл. 14-7, вычислить по данным каждого столбца, а также строк 1 и 7 всех правее расположенных столбцов выражения, заключенного в формуле (14-5) в квадратных скобках, и просуммировать полученные результаты.

2. Порядок выполнения арифметических действий при вычислении выражения в квадратных скобках формулы (14-5) для произвольного столбца ясен из самой формулы. Входящие в него коэффициенты $Б_l$, $B_l$ и $Г_l$ должны определяться по соответствующей формуле табл. 14-6, а необходимые для этого исходные данные выбираются из 1-й и 2-й строк табл. 14-7, а также из ячейки № $\sigma + 0$.

Остальные величины, входящие в формулу (14-5), извлекаются из следующих строк табл. 14-7:

$H_{TIi}$ — из графы 3-й строки в рассчитываемом столбце;

$H_{TIIi}$ — из графы 4-й строки в рассчитываемом столбце;

| Показатель | № строки | № сто | | |
|---|---|---|---|---|
| | | $n_м$ | $n_м-1$ | .... |
| № ячейки памяти | 1 | $\gamma+2$ | $\gamma+4$ | .... |
| Смысловое содержание числа | | $l_{0n_м}$ | $l_{0n_м-1}$ | .... |
| № ячейки памяти | 2 | $\gamma+2n_м+2$ | $\gamma+2n_м+4$ | .... |
| Смысловое содержание числа | | $l_{n_м}$ | $l_{n_м-1}$ | .... |
| № ячейки памяти | 3 | $\gamma+4n_м+2$ | $\gamma+4n_м+4$ | .... |
| Смысловое содержание числа | | $H_{TIn_м}$ | $H_{TIn_м-1}$ | |
| № ячейки памяти | 4 | $\gamma+6n_м+2$ | $\gamma+6n_м+4$ | ... |
| Смысловое содержание числа | | $H_{TIIn_м}$ | $H_{TIIn_м-1}$ | |
| № ячейки памяти | 5 | $\gamma+10n_м+2$ | $\gamma+10n_м+4$ | ... |
| Смысловое содержание числа | | $\sum_1^v \left(\frac{NH^2_{pn_м}}{t_{pn_м}}\right)_I$ | $\sum_1^v \left(\frac{NH^2_{pn_м-1}}{t_{pn_м-1}}\right)_I$ | ... |
| № ячейки памяти | 6 | $\gamma+12n_м+2$ | $\gamma+12n_м+4$ | ... |
| Смысловое содержание числа | | $\sum_1^v \left(\frac{NH^2_{pn_м}}{t_{pn_м}}\right)_{II}$ | $\sum_1^v \left(\frac{NH^2_{pn_м-1}}{t_{pn_м-1}}\right)_{II}$ | |
| № ячейки памяти | 7 | $\gamma+14n_м+2$ | $\gamma+14n_м+4$ | ... |
| Смысловое содержание числа | | $H_{Tn_м}$ | $H_{Tn_м-1}$ | ... |
| № ячейки памяти | | $\gamma'+1$ | $\gamma''+1$ | ... |
| Смысловое содержание числа | | $2(n_0-1)$ | $2n_м$ | ... |

| лбца | | | |
|---|---|---|---|
| $i$ | .... | 2 | 1 |
| $\gamma+2(n_м-i+1)$ | .... | $\gamma+2(n_м-1)$ | $\gamma+2n_м$ |
| $l_{0\,i}$ | .... | $l_{02}$ | $l_{01}$ |
| $\gamma+2n_м+2(n_м-i+1)$ | .... | $\gamma+2n_м+2(n_м-1)$ | $\gamma+4n_м$ |
| $l_i$ | .... | $l_2$ | $l_1$ |
| $\gamma+4n_м+2(n_м-i+1)$ | .... | $\gamma+4n_м+2(n_м-1)$ | $\gamma+6n_м$ |
| $H_{TIi}$ | | $H_{TI2}$ | $H_{TI1}$ |
| $\gamma+6n_м+2(n_м-i+1)$ | .... | $\gamma+6n_м+2(n_м-1)$ | $\gamma+10n_м$ |
| $H_{TIIi}$ | | $H_{TII2}$ | $H_{TII1}$ |
| $\gamma+10n_м+2(n_м-i+1)$ | .... | $\gamma+10n_м+2(n_м-1)$ | $\gamma+12n_м$ |
| $\sum_{p=1}^{v}\left[\frac{N_p(H_{pi\,т}+H_{pi\,г})^2}{t_{pi\,т}+t_{pi\,г}}\right]_{I}$ | .... | $\sum_{1}^{v}\left(\frac{NH_{p2}^2}{t_{p2}}\right)_{I}$ | $\sum_{1}^{v}\left(\frac{NH_{p1}^2}{t_{p1}}\right)_{I}$ |
| $\gamma+12n_м+2(n_м-i+1)$ | .... | $\gamma+12n_м+2(n_м-1)$ | $\gamma+14n_м$ |
| $\sum_{p=1}^{v}\left[\frac{N_p(H_{pi\,т}+H_{pi\,г})^2}{t_{pi\,т}+t_{pi\,г}}\right]_{II}$ | | $\sum_{1}^{v}\left(\frac{NH_{p2}^2}{t_{p2}}\right)_{II}$ | $\sum_{1}^{v}\left(\frac{NH_{p1}^2}{t_{p1}}\right)_{II}$ |
| $\gamma+14n_м+2(n_м-i+1)$ | .... | $\gamma+14n_м+2(n_м-1)$ | $\gamma+16n_м$ |
| $H_{Ti}$ | .... | $H_{T2}$ | $H_{T1}$ |
| — | | — | — |
| — | | — | — |

Таблица 14-8

| № ячейки памяти | $\sigma+0$; $\sigma+1$ | $\rho+1$ | $\psi+1$ | $\psi+2$ |
|---|---|---|---|---|
| Смысловое содержание числа в ячейке | Длина рассчитываемой подстанционной зоны $l$ | Признаки двустороннего или консольного питания: 0 — двустороннее питание; $-2^{-18}$ — консоль слева; $-2^{-17}$ — консоль справа | Признак числа путей участка: отрицательное число—признак двухпутного участка; положительное число—признак однопутного участка | Признак схемы питания контактной сети: отрицательное число—признак параллельного питания сети отдельных путей; положительное число—раздельное питание |

$\sum_{p=1}^{v} \frac{N_p (H_{pi\text{т}} + H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}}$ — из графы 5-й строки в рассчитываемом столбце;

$H_{Ti}$ — из графы 7-й строки в рассчитываемом столбце;

$H_{Tj}$ — из графы 7-й строки всех столбцов, правее рассчитываемого;

$l_{0j}$ — из графы 1-й строки всех столбцов, правее рассчитываемого.

Перед началом просмотра табл. 14-7 необходимо сформировать значения исходных данных в ее 5-й и 7-й строках в зависимости от количества путей и схемы соединения контактной сети рассчитываемого участка.

3. В случае однопутных участков и двухпутных с параллельным соединением контактной сети в каждой графе 5-й строки необходимо поместить сумму ранее содержавшегося в ней числа с числом, расположенным в аналогичной графе 6-й строки таблицы (произвести объединение $\sum_{p=1}^{v} \frac{N_p (H_{pi\text{т}} + H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}}$ для поездов четного и нечетного направлений). Для определения данных в графах 7-й строки, характеризующих полные поперегонные расходы энергии поездов четного и нечетного направлений, достаточно просуммировать в каждом столбце числа 3-й и 4-й строк. Расчет величины $\Delta A$ в этом случае потребует однократного просмотра таблицы исходных данных.

4. При расчете двухпутного участка с раздельным питанием контактной сети путей вычисления по формуле (14-5) необходимо проводить отдельно для каждого пути, а результаты сложить. В этом случае потребуется организовать просмотр таблицы исходных данных дважды. Чтобы сохранить при каждом просмотре общность алгоритма расчета, необходимо произвести следующие перестановки чисел в таблице исходных данных:

а) перед первым просмотром таблицы и определением $\Delta A$ для четного пути в графы 7-й строки поместить числа, характеризующие $H_{T\text{II}}$, переписав их из граф 4-й строки, а в качестве данных о величинах $\sum_{p=1}^{v} \left[ \frac{N_p (H_{pi\text{т}} + H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}} \right]_{\text{II}}$ на каждом расчетном перегоне принимать в процессе расчета числа 6-й строки;

б) перед повторением вычислений для определения $\Delta A$ на нечетном пути в графы 7-й строки переписываются числа 3-й строки, характеризующие поперегонные величины $H_{TI}$, а данные о величинах $\sum_{p=1}^{v}\left[\frac{N_p(H_{pi\text{т}}+H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}}+t_{pi\text{г}}}\right]_{\text{I}}$ выбираются при расчете из граф 5-й строки.

5. Алгоритм расчета $\Delta A$ при одностороннем питании подстанционной зоны, если подстанция располагается на ее левой границе (вариант «консоль справа»), целиком совпадает с вышеописанным.

При расположении подстанции на правой границе подстанционной зоны (вариант «консоль слева») для использования того же алгоритма расчета необходимо предварительно переработать исходные данные применительно к варианту «консоль справа», а именно:

а) в 1-й строке табл. 14-7 вместо координат расчетных перегонов относительно левой границы подстанционной зоны $l_{0i}$ разместить числа, характеризующие расстояния от середин расчетных перегонов до правой подстанции $l_{0i}^{\text{пр}}$. Такое преобразование исходных данных 1-й строки выполняется по очевидной формуле

$$l_{0i}^{\text{пр}} = l - l_{0i}; \qquad (14\text{-}13)$$

б) произвести перестановку содержимых столбцов таблицы так, чтобы они оказались расположенными в обратном порядке. В результате этого в 1-м столбце расположатся данные расчетного перегона, примыкающего к питающей подстанции (ранее они располагались в столбце № $n_0$), во 2-м столбце — характеристики второго близлежащего к ней перегона и т. д. Данные последнего левого перегона подстанционной зоны окажутся в столбце № $n_0$.

Блок-схема программы расчета потерь энергии по рассмотренному выше алгоритму представлена на рис. 14-11. В начале программы (блоки № 1 и 2) производится проверка схемы питания рассчитываемой подстанционной зоны и при обнаружении варианта «консоль слева» — переработка исходных данных табл. 14-7 по пунктам 5а и 5б сформулированного выше алгоритма. Логические блоки № 3 и 4 производят проверку количества путей рассчитываемой зоны и схемы питания контактной сети отдельных путей двухпутного участка, организуя разветвление программы при формировании исходных данных в 5-й и 7-й строках табл. 14-7.

В случае однопутного участка или двухпутного с параллельным соединением путей управление получит блок № 5, производящий формирование 5-й и 7-й строк табл. 14-7 по пункту 3 алгоритма. Блок № 5 также формирует и запоминает специальный признак, свидетельствующий о том, что расчет потерь энергии при этих вариантах питания сети подстанционной зоны производится за один просмотр таблицы.

В случае двухпутного участка с раздельным питанием путей после блока № 4 управление передается блоку № 6б, который формирует 7-ю строку таблицы по пункту 4а алгоритма, производит подготовку к извлечению данных $\sum_{p=1}^{v}\frac{N_p(H_{pi\text{т}}+H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}}+t_{pi\text{г}}}$ из 6-й строки таблицы при ее предстоящем просмотре и вырабатывает для запоминания признак необходимости двукратного просмотра таблицы исходных данных для определения полных потерь энергии в подстанционной зоне. После блоков № 5 и 6 параллельные ветви программы сходятся, и управление получает блок № 8, выполняющий функции подготовки к просмотру таблицы исходных данных, начиная с крайнего слева столбца № $n_0$.

Блоки № 9—18 осуществляют расчет выражения, заключенного в формуле (14-5) в квадратных скобках при просмотре данных одного произвольного столбца таблицы (определяют составляющую потерь энергии на очередном расчетном перегоне). Блоки № 9, 10, 12, 13 являются логическими и выбирают в зависимости от показателей варианта схемы питания рассматри-

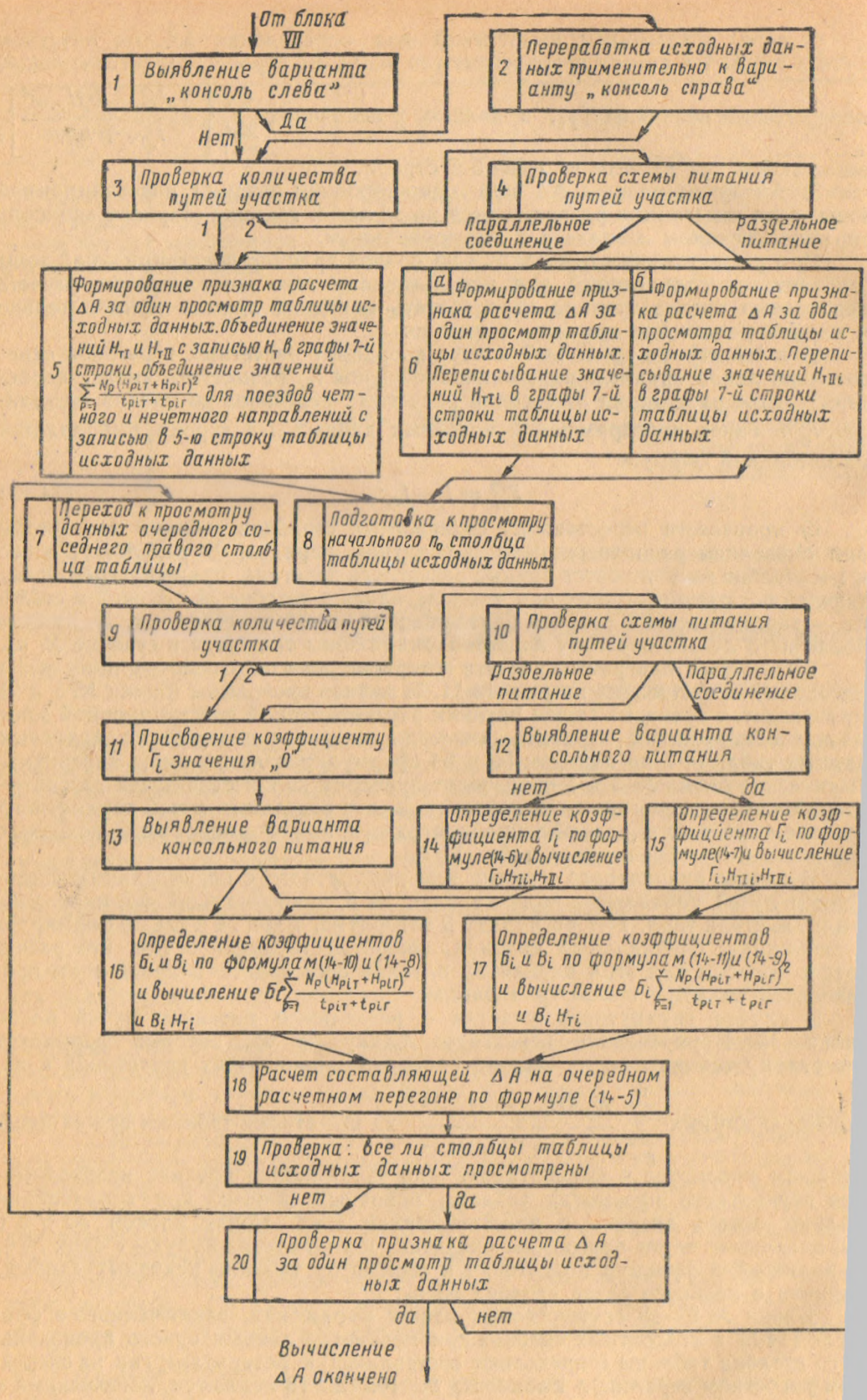

От блока VIII
1 Выявление варианта „консоль слева"
Да
Нет
2 Переработка исходных данных применительно к варианту „консоль справа"
3 Проверка количества путей участка
1
2
4 Проверка схемы питания путей участка
Параллельное соединение
Раздельное питание
5 Формирование признака расчета ΔA за один просмотр таблицы исходных данных. Объединение значений $H_{T\,I}$ и $H_{T\,II}$ с записью $H_T$ в графы 7-й строки, объединение значений $\sum_{p=1}^{\nu} \frac{N_p (H_{pIT} + H_{pIr})^2}{t_{pIT} + t_{pIr}}$ для поездов четного и нечетного направлений с записью в 5-ю строку таблицы исходных данных
6 а Формирование признака расчета ΔA за один просмотр таблицы исходных данных. Переписывание значений $H_{TIi}$ в графы 7-й строки таблицы исходных данных
б Формирование признака расчета ΔA за два просмотра таблицы исходных данных. Переписывание значений $H_{TIIi}$ в графы 7-й строки таблицы исходных данных
7 Переход к просмотру данных очередного соседнего правого столбца таблицы
8 Подготовка к просмотру начального $n_0$ столбца таблицы исходных данных
9 Проверка количества путей участка
1
2
10 Проверка схемы питания путей участка
Раздельное питание
Параллельное соединение
11 Присвоение коэффициенту $\Gamma_i$ значения „0"
12 Выявление варианта консольного питания
нет
да
13 Выявление варианта консольного питания
14 Определение коэффициента $\Gamma_i$ по формуле (14-6) и вычисление $\Gamma_i, H_{TIi}, H_{TIIi}$
15 Определение коэффициента $\Gamma_i$ по формуле (14-7) и вычисление $\Gamma_i, H_{TIi}, H_{TIIi}$
16 Определение коэффициентов $Б_i$ и $В_i$ по формулам (14-10) и (14-8) и вычисление $Б_i \sum_{p=1}^{\nu} \frac{N_p (H_{pIT} + H_{pIr})^2}{t_{pIT} + t_{pIr}}$ и $В_i H_{Ti}$
17 Определение коэффициентов $Б_i$ и $В_i$ по формулам (14-11) и (14-9) и вычисление $Б_i \sum_{p=1}^{\nu} \frac{N_p (H_{pIT} + H_{pIr})^2}{t_{pIT} + t_{pIr}}$ и $В_i H_{Ti}$
18 Расчет составляющей ΔA на очередном расчетном перегоне по формуле (14-5)
19 Проверка: все ли столбцы таблицы исходных данных просмотрены
нет
да
20 Проверка признака расчета ΔA за один просмотр таблицы исходных данных
да
нет
Вычисление ΔA окончено

Рис. 14-11

ваемой подстанционной зоны соответствующую формулу табл. 14-6 для определения коэффициентов $Б_i$, $B_l$ и $Г_i$. Расчет по одной из формул таблицы осуществляют блоки № 11, 14, 15 (коэффициент $Г_l$), 16 и 17 (коэффициенты $Б_i$ и $B_l$). Помимо самих коэффициентов, блоки № 11, 14, 15, 16, 17 определяют выражения:

$$Б_i \sum_{p=1}^{v} \frac{N_p (H_{pi\text{т}} + H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}} ; \; B_i H_{T i} \text{ и } Г_i H_{T\,1i} H_{T\,11i},$$

входящие в расчетную формулу (14-5). Используя их и сформировав сумму парных произведений $\sum_{j=1}^{i-1} l_{0j} H_{Tj}$ по данным всех столбцов таблицы правее просматриваемого, блок № 18 производит расчет выражения, заключенного в формуле (14-5) в квадратных скобках. Найденное значение потерь энергии на очередном расчетном перегоне приплюсовывается к сумме аналогичных выражений для всех ранее просмотренных столбцов таблицы. Получающий после этого управление логический блок № 19 проверяет, все ли столбцы таблицы исходных данных просмотрены. Если результат проверки отрицателен, управление получает блок №7, подготавливающий продолжение просмотра таблицы со сдвигом на один столбец вправо, а затем вновь работают блоки № 9—18, повторяя расчет выражения в квадратных скобках формулы (14-5) по данным нового очередного столбца и производя накопление суммы потерь энергии от отдельных расчетных перегонов подстанционной зоны.

Работа группы блоков № 7, 9—18, 19 будет циклически повторяться до тех пор, пока не окажутся просмотренными все столбцы таблицы исходных данных. Управление от блока № 19 будет передано в этом случае на блок № 20. Последний производит проверку специального признака расчета $\Delta A$ за один просмотр таблицы, ранее сформированного блоком № 5 или 6б, в зависимости от варианта схемы питания и количества путей рассчитываемой подстанционной зоны. Положительный исход проверки свидетельствует об окончании вычислений $\Delta A$, результатом которых является значение накопленной в процессе расчета суммы потерь энергии от отдельных перегонов подстанционной зоны.

Если при работе блока № 20 обнаружен признак необходимости двукратного просмотра таблицы исходных данных (отрицательный исход проверки), управление передается блоку № 6а для организации повторного просмотра таблицы и определения $\Delta A$ в контактной сети нечетного пути. Блок № 6а формирует для запоминания признак расчета $\Delta A$ за один просмотр таблицы, осуществляет заполнение 7-й строки таблицы по правилам пункта 4б алгоритма и обеспечивает выборку данных $\sum_{p=1}^{v} \frac{N_p (H_{pi\text{т}} + H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}}$ при очередном просмотре таблицы из ее 5-й строки

Вслед за блоком № 6а управление получают блоки № 8, 9—19, 7 и т. д., выполняющие повторный просмотр таблицы исходных данных и продолжающие накопление суммы потерь энергии в рассчитываемой подстанционной зоне, прибавляя значения $\Delta A$ от расчетных перегонов нечетного пути. После завершения цикла вторичного просмотра таблицы блок № 20, проверив сформированный блоком № 6а признак расчета $\Delta A$ за один просмотр таблицы, засвидетельствует окончание вычислений $\Delta A$.

Программа расчета удельных потерь энергии в контактной сети, составленная по блок-схеме рис. 14-11, приведена в табл. 2 приложения. Команды программы записаны в условных адресах и используют, помимо исходных данных, размещение которых в ОЗУ показано в табл. 14-7 и 14-8, некоторые константы, расположенные в ячейках с условными номерами $к + 0 \div к + 10$ (табл. 14-9). Хранение промежуточных результатов и констант иллюстрируется в табл. 14-10.

Таблица 14-9

| № ячейки памяти | $к+0$<br>$к+1$ | $к+2$<br>$к+3$ | $к+4$<br>$к+5$ | $к+6$ | $к+10$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Величина констант | $10^{-3}$ | $-\frac{1}{6}$ | $-\frac{1}{12}$ | $2^{-17}$ | 00 7777 0 (выделитель адресной части команды) |

Таблица 14-10

| № ячейки памяти | $р+2$<br>$р+3$ | Ячейки констант изменения адресов команд | | Рабочие ячейки | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $И+1$ | $И+2$ | $p+0$<br>$p+1$ | $p+2$<br>$p+3$ | $p+4$<br>$p+5$ | $p+6$<br>$p+7$ |
| Смысловое содержание числа в ячейке | $\frac{0{,}002}{T}$ | Используются для хранения констант изменения адресов в блоке № 2 | | | $B_i H_{тi}$ | $\Gamma_i H_{тIi} H_{тIIi}$ | $\Delta A$ |
| | | Признак выполнения расчета: за 1 просмотр таблицы «0», за 2 просмотра таблицы «$+2n_м$» | | | | | |

Содержание отдельных команд пояснено в специальной графе бланка, на котором записана программа. Начальные команды программы засылают нуль в ячейку № $p + 6$, где будет накапливаться значение $\Delta A$. Для программирования логических блоков проверки вариантов построения системы используются 2 приема. В блоках № 3 и 9 (см. рис. 14-11) для проверки количества путей участка и блоках № 4 и 10 для проверки схемы питания путей участка используется свойство посылочной команды 02$a$ вырабатывать сигнал ω, если пересылаемое число (признак двухпутного участка либо параллельного соединения контактной сети) отрицательно. Стоящая вслед за 02$a$ команда условной передачи управления использует ω для разветвления вычислений (см. команды в ячейках $a + 6$; $a + 7$; $a + 25$; $a + 26$; $a + 115$; $a + 116$; $a + 121$; $a + 122$).

Для выявления варианта консольного питания (логические блоки № 1, 12, 13) используется изменение команды безусловной передачи управления с помощью операции 30$a$. Например, в блоке № 1 стоит последовательность команд:

$a + 2$ ..... *30* ($р + 1$) *0*;
$a + 3$ ..... *22* ($a + 6$) *0*.

В ячейке № $р + 1$ находится признак консольного питания, равный отрицательной единице адресной части (в разряде 18 сетки) при варианте «консоль слева», отрицательной двойке адресной части — при варианте «консоль справа» и нулю — при двустороннем питании. Таким образом, модифицированное значение команды, извлекаемой машиной из ячейки № $a + 3$, зависит от варианта питания подстанционной зоны и будет равно:

22 ($a + 6$) 0, если питание двустороннее;
22 ($a + 5$) 0 при варианте «консоль слева»;
22 ($a + 4$) 0 при варианте «консоль справа».

В ячейках № $a + 4$ и $a + 5$ расположены команды 22, передающие управление нужному блоку программы.

В качестве признака выполнения расчета за 2 просмотра таблицы используется число $2\,n_м$, помещаемое в ячейку № $И + 1$, командами блока № 6б (см. команды в ячейках $a + 117$; $a + 120$; $a + 105$). Если расчет $\Delta A$ проводится за 1 просмотр таблицы, команды в ячейках $a + 105$ (блок № 6а) и $a + 10$; $a + 11$ (блок № 5) засылают в ячейку $И + 1$ нуль. Проверка этого признака в блоке № 20 производится путем вычитания из содержимого ячейки № $И + 1$ числа $2\,n_м$, расположенного в ячейке № $\gamma'' + 1$ (см. команды $a + 102$ и $a + 103$). Если в ячейке № $И + 1$ находился нуль, результат вычитания оказывается отрицательным, вырабатывается признак $\omega$, используемый очередной командой условной передачи управления (в ячейке № $a + 104$) для выхода на окончание вычислений. Если в ячейке № $И + 1$ располагалось число $2n_м$, результатом вычитания окажется нуль, сигнал $\omega$ не выработается, а команда 21 $a_{прод}$ 0 не нарушит естественный порядок программы, вследствие чего управление получит блок № 6а.

Примечательно, что число $2\,n_м$ в ячейке № $И + 1$, помимо функций признака расчета за 2 просмотра таблицы исходных данных, выполняет роль константы переадресации в блоке № 16 (см. команду в ячейке $a + 60$) и блоке № 6 (команда в ячейке $a + 110$) для того, чтобы обеспечить при первом просмотре таблицы выборку данных из ее 6-й строки вместо 5-й строки и правильного заполнения 7-й строки (см. пункт 4а сформулированного выше алгоритма). Простые циклические вычисления в блоках № 5, 6, 2 организованы с помощью команд начала и конца цикла. Помимо них, для организации перестановки таблицы исходных данных в блоке № 2 в сложном цикле использованы две операции изменения команд. Многократное повторение группы блоков № 8—19 организовано с помощью команд 25 и 24, причем в одном из повторяющихся блоков (№ 18) существует местный (внутренний) цикл, способ организации которого рассмотрен в § 14-4.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Криницкий Н. А., Миронов Г. А., Фролов Г. Д. Программирование. ФМГ, 1963.

2. Каган Б. М., Тер-Мекаэлян Т. М. Решение инженерных задач на автоматических цифровых вычислительных машинах. ГЭИ, 1958.

3. Труды МИИТа, вып. 90/13. Вопросы энергоснабжения электрифицированных железных дорог. Трансжелдориздат, 1956.

## СИСТЕМА КОМАНД ЭЦВМ «УРАЛ-2»

| Изображение команды: Код операции | Адресная часть | Признак полной ячейки | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\omega=1$ | $\varphi=1$ | Наименование операций и краткие пояснения | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | | *1. Арифметические операции* | | | |
| 01 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z<0$ | $\lvert Z\rvert\geqslant 1$ | Сложение чисел с фиксированной запятой | Действие выполняется над числами, одно из которых расположено на сумматоре АУ, другое извлекается из ячейки ОЗУ с номером, указанным в адресной части команды |
| 41 | $a$ | 4 | $Z<0$ | $p_Z>63$ | Сложение чисел с плавающей запятой | |
| 03 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z<0$ | $\lvert Z\rvert\geqslant 1$ | Вычитание чисел с фиксированной запятой | |
| 43 | $a$ | 4 | $Z<0$ | $p_Z>63$ | Вычитание чисел с плавающей запятой | Результат получается на сумматоре АУ |
| 44 | $a$ | 4 | $Z<0$ | — | Вычитание модулей чисел с плавающей запятой | При действиях над числами с фиксированной запятой они могут извлекаться как из полных, так и неполных ячеек памяти |
| 06 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z<0$ | — | Умножение чисел с фиксированной запятой | |
| 46 | $a$ | 4 | $Z<0$ | $p_Z>63$ | Умножение чисел с плавающей запятой | Результат действия с плавающей запятой получается нормализованный |
| 07 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z<0$ | $\lvert Z\rvert\geqslant 1$ | Деление чисел с фиксированной запятой | |
| 47 | $a$ | 4 | $Z<0$ | $p_Z>63$ | Деление чисел с плавающей запятой | |
| 26 | $a$ | 0 | — | — | Суммирование чисел. К содержимому младшей половины сумматора АУ прибавляется число из неполной ячейки № $a$ (в разряде признака полной ячейки команды 26 должен стоять нуль). Единица переноса из старшего разряда сумматора направляется в его младший разряд (39). Результат суммирования следует помещать на хранение в полную ячейку ОЗУ | |

| Изображение команды: Код операции | Изображение команды: Адресная часть | Изображение команды: Признак полной ячейки | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\omega=1$ | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\varphi=1$ | Наименование операций и краткие пояснения | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| *2. Логические операции* | | | | | | |
| 10 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z<0$ | — | Присвоение знака. Числу, находящемуся в сумматоре АУ, присваивается знак числа, расположенного в ячейке № $a$ | |
| 11 | $\kappa$ | 4 | $Z<0$ | $\lvert Z\rvert\geqslant 1$ | Арифметический сдвиг | Число, находящееся в сумматоре АУ, сдвигается на $\kappa$ разрядов. При логическом сдвиге содержимое знакового разряда (0) числа сдвигается вместе с цифровыми; при арифметическом сдвигаются только содержимые цифровых разрядов (1—39). Число сдвигов $\kappa$ задается в разрядах 13—18 адресной части команды 11. Направление сдвига определяется содержимым разряда 12 команды следующим образом: сдвиг вправо, если в разряде 12 стоит единица; сдвиг влево, если в разряде 12 стоит нуль |
| 11 | $\kappa$ | 0 | $Z<0$ | — | Логический сдвиг | |
| 12 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z=0$ | — | Выделение части числа. Над цифрами одноименных разрядов (включая знаковый) чисел в сумматоре АУ и ячейке ОЗУ № $a$ производится операция логического умножения по правилам: $0\wedge 0=0$; $1\wedge 0=0$; $0\wedge 1=0$; $1\wedge 1=1$. Результат получается на сумматоре и содержит единицы только в тех разрядах, в которых их имели оба исходных числа | |

| Изображение команды: Код операции | Адресная часть | Признак полной ячейки | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\omega=1$ | $\varphi=1$ | Наименование операций и краткие пояснения | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 13 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z=0$ | — | Формирование. Над цифрами одноименных разрядов (включая знаковый) чисел в сумматоре АУ и ячейке ОЗУ № $a$ производится операция логического сложения по правилам:<br>$0 \vee 0=0$<br>$1 \vee 0=1$<br>$0 \vee 1=1$<br>$1 \vee 1=1$<br>Результат получается на сумматоре и содержит единицы во всех тех разрядах, в которых они имелись хотя бы у одного из исходных чисел | |
| 14 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z\neq 0$ | — | Сравнение чисел. Над цифрами одноименных разрядов (включая знаковый) чисел в сумматоре АУ и ячейке ОЗУ № $a$ производится логическая операция отрицания равнозначности по правилам:<br>$0 \approx 0=0$<br>$1 \approx 0=1$<br>$0 \approx 1=1$<br>$1 \approx 1=0$<br>Результат получается на сумматоре и содержит единицы в тех разрядах, в которых значения цифр двух исходных чисел не совпадают. При полном совпадении (равенстве) исходных чисел все разряды сумматора содержат нули | |
| *3. Посылочные операции* | | | | | | |
| 02 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z<0$ | — | Посылка числа в сумматор с фиксированной запятой | Число из ячейки ОЗУ № $a$ посылается на сумматор АУ. Если № $a$ сопровождается признаком неполной ячейки, 20-разрядное число с фиксированной запятой поступает в старшую половину сумматора, в разрядах младшей половины оказываются нули |
| 42 | $a$ | 4 | $Z<0$ | $p_Z<-63$ | Посылка числа в сумматор с плавающей запятой | |

| Изображение команды: Код операции | Адресная часть | Признак полной ячейки | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\omega=1$ | $\varphi=1$ | Наименование операций и краткие пояснения | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 16 | $a$ | $\frac{0}{4}$ | $Z<0$ | — | Посылка числа в ОЗУ с фиксированной запятой | Число из сумматора АУ посылается на хранение в ячейку ОЗУ № $a$. Число с плавающей запятой перед пересылкой автоматически нормализуется |
| 56 | $a$ | 4 | $Z<0$ | $p_Z=64$ | Посылка числа в ОЗУ с плавающей запятой | |
| *4. Операции управления* | | | | | | |
| 21 | $a$ | 0 | — | — | Условная передача управления по сигналу $\omega$ | Если в предыдущем такте был выработан сигнал $\omega=1$, следующая команда для исполнения будет извлекаться из ячейки ОЗУ № $a$. Если сигнал $\omega$ отсутствует, управление получит команда в очередной ячейке памяти |
| 21 | $a$ | 4 | — | — | | Управление передается команде в ячейке ОЗУ № $a$, если в предыдущем такте сигнал $\omega$ отсутствует. Если сигнал $\omega=1$, управление получит команда в очередной ячейке памяти |
| 22 | $a$ | 0 | — | — | Безусловная передача управления | Следующая команда для исполнения будет извлекаться из неполной ячейки ОЗУ № $a$ |
| 22 | $a$ | 4 | — | — | | Управление передается команде в ячейке ОЗУ № $a \dotplus 1$. При этом в ячейку ОЗУ № $a$ автоматически заносится команда $22\,(\kappa \dotplus 1)\,0$, где $\kappa$ — номер ячейки, в которой размещается исходная команда $22a4$ |

| Изображение команды: Код операции | Изображение команды: Адресная часть | Изображение команды: Признак полной ячейки | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\omega = 1$ | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\varphi = 1$ | Наименование операций и краткие пояснения | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 23 | $к$ | 0 | — | — | Пропуск команды «по ключу». На пульте управления расположено 7 тумблеров — «ключей». Если «ключ», номер которого указан в адресной части команды 23 $к$ 0, включен, очередная команда программы пропускается; если выключен — производится выполнение очередной команды | |
| 25 | $n$ | $\frac{0}{4}$ | — | — | Начало цикла. Число $n$, стоящее в адресной части команды (в разрядах 7—18), посылается на счетчик циклов, признак полной ячейки (содержимое разряда 19) переносится в специальный индексный разряд счетчика циклов | |
| 24 | $a$ | 0 | — | — | Конец цикла. Если содержимое счетчика циклов равно нулю, управление получает следующая команда; если отличается от нуля, управление передается команде в ячейке ОЗУ № $a$. При этом число в счетчике циклов уменьшается на одну единицу, если в его индексном разряде стоит нуль, или на две единицы, если в индексном разряде счетчика циклов стоит единица | |
| 27 | $a$ | 0 | — | — | Посылка в ОЗУ содержимого счетчика циклов.<br>Число $n$, находящееся в счетчике циклов (включая индексный разряд), посылается в разряды 7—19 неполной ячейки ОЗУ № $a$. При этом в разряды 1—6 той же ячейки автоматически заносится код 25, так что в ней оказывается команда 25 $n$ | |
| 30 | $a$ | 0 | — | — | Изменение команд. Содержимое неполной ячейки ОЗУ № $a$ передается на регистр команд УУ и в следующем такте суммируется с очередной командой. Полученный результат воспринимается машиной как очередная команда и исполняется | |

| Изображение команды: Код операции | Изображение команды: Адресная часть | Изображение команды: Признак полной ячейки | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\omega=1$ | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции: $\varphi=1$ | Наименование операций и краткие пояснения | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 32 | $m$ | 0 | — | — | Выдача результата в десятичной системе | Число из сумматора АУ передается в устройство вывода результатов, где печатается на бумажной ленте (если $m=0001$) или пробивается на перфоленте (если $m=0002$) |
| 33 | $m$ | 0 | — | — | Выдача результата в восьмеричной системе | |
| 34 | $m$ | 0 | — | — | Пропуск строки. Выходное устройство № $m$ (0001 — печатающее, 0002 — перфоратор) делает один холостой ход, образуя интервал между выводимыми числами | |
| 37 | — | — | — | — | Остановка. Машина прекращает автоматическое выполнение операций. Содержание адресной части команды безразлично | |
| *5. Групповые операции* | | | | | | |
| 50 | $a_н$ | 0 | | | Ввод с перфоленты. В неполные ячейки ОЗУ | Группа чисел из зоны № $C$ перфоленты, помещенной в устройство ввода исходной информации, переносится в группу смежных ячеек ОЗУ с номерами от $a_н$ до $a_к$. Номер зоны $C$ может принимать значения от 000 до 377 |
| 00 | $C$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 0 | | | | |
| 50 | $a_н$ | 4 | | | Ввод с перфоленты. В полные ячейки ОЗУ. В двоичной системе счисления | |
| 00 | $C$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 4 | | | | |
| 50 | $a_н$ | 4 | | | Ввод с перфоленты. В полные ячейки ОЗУ в двоично-десятичной системе | |
| 00 | 1 000+$C$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 4 | | | | |
| 51 | $a_н$ | 0 | | | Обращение к накопителю на магнитном барабане для считывания | Содержимое соседних ячеек магнитного барабана, начиная с № $b_н$, |
| 00 | $b_н$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 0 | | | | |

| Изображение команды | | | Условия образования сигналов, характеризующих качество результата операции | | Наименование операций и краткие пояснения | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Код операции | Адресная часть | Признак полной ячейки | $\omega=1$ | $\varphi=1$ | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 51 | $a_н$ | 4 | | | Контрольное считывание с магнитного барабана (без записи в ОЗУ) | переносится в группу смежных неполных ячеек ОЗУ с номерами от $a_н$ до $a_к$. При этом на сумматоре АУ автоматически подсчитывается сумма всех переписываемых кодов (контрольная сумма), аналогичная той, которая получится, если все переписанные числа сложить, используя операцию 26. Номера ячеек магнитного барабана «$b$» принимают значения от 00000 до 37777 |
| 00 | $b_н$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 0 | | | | |
| 52 | $a_н$ | 0 | | | Обращение к накопителю на магнитном барабане для записи. Содержимое соседних неполных ячеек ОЗУ с номерами от $a_н$ до $a_к$ переносится в группу смежных ячеек магнитного барабана, начиная с ячейки № $b_н$. Одновременно на сумматоре АУ подсчитывается контрольная сумма переписываемых кодов | |
| 00 | $b_н$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 0 | | | | |
| 53 | $a_н$ | 0 | | | Обращение к накопителю на магнитной ленте для считывания | Группа чисел из зоны № $C$ магнитной ленты переписывается в группу смежных ячеек ОЗУ с номерами от $a_н$ до $a_к$. Одновременно с этим на сумматоре АУ подсчитывается контрольная сумма всех введенных кодов. Номер зоны $C$ может принимать значения от 000 до 377 |
| 00 | $C$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 0 | | | | |
| 53 | $a_н$ | 4 | | | Контрольное считывание с магнитной ленты (без записи в ОЗУ) | |
| 00 | $C$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 0 | | | | |
| 54 | $a_н$ | 0 | | | Обращение к накопителю на магнитной ленте для записи. Содержимое соседних неполных ячеек ОЗУ с номерами от $a_н$ до $a_к$ переносится в смежные ячейки зоны $C$ магнитной ленты. Одновременно на сумматоре АУ подсчитывается контрольная сумма переписываемых кодов | |
| 00 | $C$ | 0 | — | — | | |
| 00 | $a_к$ | 0 | | | | |

## ПРОГРАММА РАСЧЕТА НА ЭЦВМ «УРАЛ-2» ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ

| Передачи управления | Номер ячейки | Команда: Знак | Команда: Код операции | Команда: Адресная часть | | Примечания | Номер блока на рис. 14-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $a+0$ | | 11 | 0050 | 0 | Очистка ячейки для формирования $\Delta A$ | — |
| | $a+1$ | | 16 | $p+6$ | 4 | | |
| | $a+2$ | | 30 | $\rho+1$ | 0 | Выявление варианта «консоль слева» | 1 |
| | $a+3$ | | 22 | $a+6$ | 0 | | |
| | $a+4$ | | 22 | $a+6$ | 0 | | |
| На блок № 2 | $a+5$ | | 22 | $a+160$ | 0 | | |
| | $a+6$ | | 02 | $\psi+1$ | 0 | Проверка количества путей участка | 3 |
| От блока № 2 | $a+7$ | | 21 | $a+115$ | 0 | | |
| На блок № 4 | $a+10$ | | 11 | 0050 | 0 | Формирование признака расчета $\Delta A$ для обоих путей: засылка нуля в ячейку $И+1$ | |
| | $a+11$ | | 16 | $И+1$ | 0 | | |
| | $a+12$ | | 30 | $\gamma'+1$ | 0 | Подготовка цикла | |
| | $a+13$ | | 25 | 0000 | 4 | | |
| От блока № 4 | $a+14$ | — | 42 | $\gamma+10n_м$ | 4 | Объединение значений $H_{TIIi}$ и $H_{TIIIi}$ и формирование 7-й строки таблицы | |
| | $a+15$ | — | 41 | $\gamma+6\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+16$ | — | 56 | $\gamma+16\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+17$ | — | 42 | $\gamma+12\ n_м$ | 4 | Объединение значений $\sum_{p=1}^{v}\left[\frac{N_p(H_{pi\text{т}}+H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}}+t_{pi\text{г}}}\right]_{I}$ и $\sum_{p=1}^{v}\left[\frac{N_p(H_{pi\text{т}}+H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}}+t_{pi\text{г}}}\right]_{II}$ с записью результатов в 5-й строке таблицы | 5 |
| | $a+20$ | — | 41 | $\gamma+14\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+21$ | — | 56 | $\gamma+12\ n_м$ | 4 | | |

Продолжение

| Передачи управления | Номер ячейки | Команда: Знак | Код операции | Адресная часть | | Примечания | Номер блока на рис. 14-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $a+22$ | | 24 | $a+14$ | 0 | Анализ конца цикла | |
| От блока № 6а | $a+23$ | | 30 | $\gamma+1$ | 0 | Подготовка проведения цикла расчета составляющих $\Delta A$ по столбцам таблицы | 8 |
| От блока № 6б | $a+24$ | | 25 | 0000 | 4 | | |
| От блока № 7 | $a+25$ | | 02 | $\psi+1$ | 0 | Проверка количества путей участка | 9 |
| | $a+26$ | | 21 | $a+121$ | 0 | | |
| На блок № 10 | $a+27$ | | 11 | 0050 | 0 | Присвоение коэффициенту $\Gamma_i$ значения нуля | 11 |
| От блока № 10 | $a+30$ | | 16 | $p+4$ | 4 | | |
| | $a+31$ | | 30 | $\rho+1$ | 0 | Выявление варианта консольного питания | 13 |
| | $a+32$ | | 22 | $a+35$ | 0 | | |
| На блок № 17 | $a+33$ | | 22 | $a+153$ | 0 | | |
| От блока № 14 | $a+34$ | | 22 | $a+153$ | 0 | | |
| | $a+35$ | | 42 | $\sigma+0$ | 4 | Определение коэффициента $B_i$ по формуле (14-8) и формирование в ячейке $p+2$ величины $B_i H_{Ti}$ | 16 |
| | $a+36$ | — | 44 | $\gamma+2\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+37$ | | 47 | $\sigma+0$ | 4 | | |
| | $a+40$ | | 46 | $\rho+2$ | 4 | | |
| | $a+41$ | — | 46 | $\gamma+16\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+42$ | | 56 | $p+2$ | 4 | | |
| | $a+43$ | — | 42 | $\gamma+2\ n_м$ | 4 | Определение коэффициента $Б_i$ по формуле (14-10) | |
| | $a+44$ | — | 46 | $\gamma+2\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+45$ | — | 47 | $\gamma+4\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+46$ | | 56 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+47$ | — | 42 | $\gamma+4\ n_м$ | 4 | | |
| От блока № 17 | $a+50$ | | 46 | $\kappa+4$ | 4 | Определение коэффициента $Б_i$ по формуле (14-10) | |
| | $a+51$ | | 43 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+52$ | | 56 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+53$ | — | 42 | $\gamma+2\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+54$ | | 46 | $\sigma+0$ | 4 | | |
| | $a+55$ | — | 47 | $\gamma+4\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+56$ | | 41 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+57$ | | 46 | $\kappa+0$ | 4 | | |
| | $a+60$ | — | 30 | $И+1$ | 0 | Вычисление $Б_i \sum_{p=1}^{v} \frac{N_p(H_{pi\text{т}} + H_{pi\text{г}})^2}{t_{pi\text{т}} + t_{pi\text{г}}}$ | |
| | $a+61$ | — | 46 | $\gamma+12\ n_м$ | 4 | | |
| На блок № 9 | $a+62$ | | 41 | $p+4$ | 4 | Расчет составляющей $\Delta A$ на очередном расчетном перегоне по формуле (14-5) | 18 |
| | $a+63$ | | 56 | $p+4$ | 4 | | |
| | $a+64$ | | 27 | $a+100$ | 0 | | |
| | $a+65$ | | 11 | 0050 | 0 | | |
| | $a+66$ | | 22 | $a+73$ | 0 | | |
| | $a+67$ | | 56 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+70$ | — | 42 | $\gamma+2\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+71$ | — | 46 | $\gamma+16\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+72$ | | 41 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+73$ | | 24 | $a+67$ | 0 | | |
| | $a+74$ | | 46 | $p+2$ | 4 | | |
| | $a+75$ | | 41 | $p+4$ | 4 | | |
| | $a+76$ | | 41 | $p+6$ | 4 | | |
| | $a+77$ | | 56 | $p+6$ | 4 | | |
| | $a+100$ | | 25 | 0000 | 4 | Вместо этой команды засылается команда 25 $\kappa$ 4, причем $\kappa$ изменяется в процессе вычислений | 19, 7 |
| | $a+101$ | | 24 | $a+25$ | 0 | | |

Продолжение

| Передачи управления | Номер ячейки | Команда: Знак | Код операции | Адресная часть | | Примечания | Номер блока на рис. 14-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Вычисление $\Delta A$ закончено | $a+102$ | | 02 | $И+1$ | 0 | Проверка признака расчета для обоих путей | 20 |
| ← На продолжение программы вычислений | $a+103$ | | 03 | $\gamma''+1$ | 0 | | |
| | $a+104$ | | 21 | $a_{прод}$ | 0 | | |
| | $a+105$ | | 16 | $И+1$ | 0 | Формирование признака расчета $\Delta A$ для обоих путей (за 1 просмотр таблицы) | 6а (6б) |
| | $a+106$ | | 30 | $\gamma'+1$ | 0 | Подготовка цикла переписывания $H_{TIi}$ в строку 7 таблицы | |
| | $a+107$ | | 25 | 0000 | 4 | | |
| | $a+110$ | | 30 | $И+1$ | 0 | | |
| | $a+111$ | — | 42 | $\gamma+6$ $n_м$ | 4 | Переписывание величин $H_{TIi}$ (блок № 6а) или $H_{TIIi}$ (блок № 6б) в строку 7 таблицы исходных данных | |
| | $a+112$ | — | 56 | $\gamma+16$ $n_м$ | 4 | | |
| | $a+113$ | | 24 | $a+110$ | 0 | | |
| ← На блок № 8 | $a+114$ | | 22 | $a+23$ | 0 | | |
| От блока № 3 → На блок № 5 ← | $a+115$ | | 02 | $\psi+2$ | 0 | Проверка признака схемы питания контактной сети участка | 4 |
| | $a+116$ | | 21 | $a+10$ | 0 | | |
| | $a+117$ | | 02 | $\gamma''+1$ | 0 | Формирование признака расчета $\Delta A$ для одного пути (за 2 просмотра таблицы) | 6б |
| | $a+120$ | | 22 | $a+105$ | 0 | | |
| От блока № 9 → На блок № 11 ← | $a+121$ | | 02 | $\psi+2$ | 0 | Проверка признака схемы питания контактной сети участка | 10 |
| | $a+122$ | | 21 | $a+27$ | 4 | | |
| | $a+123$ | | 30 | $\rho+1$ | 0 | Выявление варианта консольного питания | 12 |
| | $a+124$ | | 22 | $a+127$ | 0 | | |
| | $a+125$ | | 22 | $a+144$ | 0 | | |
| На блок № 15 ↓ | $a+126$ | | 22 | $a+144$ | 0 | | |
| | $a+127$ | — | 42 | $\gamma+4$ $n_м$ | 4 | Определение коэффициента $\Gamma_i$ по формуле (14-6) | 14 |
| | $a+130$ | | 46 | $+2$ | 4 | | |
| | $a+131$ | | 56 | $p+4$ | 4 | | |
| | $a+132$ | | 42 | $\sigma+0$ | 4 | Определение коэффициента $\Gamma_i$ по формуле (14-6) | |
| | $a+133$ | — | 43 | $\gamma+2$ $n_м$ | 4 | | |
| | $a+134$ | | 47 | $\sigma+0$ | 4 | | |
| | $a+135$ | — | 46 | $\gamma+2$ $n_м$ | 4 | | |
| От блока № 12 → На блок № 16 ↓ | $a+136$ | | 41 | $p+4$ | 4 | Вычисление $\Gamma_i$, $H_{TIi}$, $H_{TIIi}$ | |
| | $a+137$ | | 46 | $\rho+2$ | 4 | | |
| | $a+140$ | — | 46 | $\gamma+6$ $n_м$ | 4 | | |
| | $a+141$ | — | 46 | $\gamma+10$ $n_м$ | 4 | | |
| | $a+142$ | | 56 | $p+4$ | 4 | | |
| | $a+143$ | | 22 | $a+35$ | 0 | | |
| | $a+144$ | — | 42 | $\gamma+4$ $n_м$ | 4 | Определение коэффициента $\Gamma_i$ по формуле (14-7) | 15 |
| | $a+145$ | | 46 | $\kappa+2$ | 4 | | |
| | $a+146$ | — | 41 | $\gamma+2$ $n_м$ | 4 | | |
| | $a+147$ | | 46 | $\rho+2$ | 4 | | |
| | $a+150$ | — | 46 | $\gamma+6$ $n_м$ | 4 | Вычисление $\Gamma_i$, $H_{TIi}$, $H_{TIIi}$ | |
| | $a+151$ | — | 46 | $\gamma+10$ $n_м$ | 4 | | |
| | $a+152$ | | 56 | $p+4$ | 4 | | |
| От блока № 13 → На блок № 16 ← | $a+153$ | | 42 | $\rho+2$ | 4 | Определение $B_i$ по формуле (14-9) | 17 |
| | $a+154$ | — | 46 | $\gamma+16$ $n_м$ | 4 | Вычисление $B_i$ $H_{Ti}$ | |
| | $a+155$ | | 56 | $p+2$ | 4 | | |
| | $a+156$ | | 11 | 0050 | 0 | Подготовка к определению $B_i$ по формуле (14-11) командами блока № 16 | |
| | $a+157$ | | 22 | $a+52$ | 0 | | |

Продолжение

| Передачи управления | Номер ячейки | Команда: Знак | Код операции | Адресная часть | | Примечания | Номер блока на рис. 14-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| От блока № 1 → | $a+160$ | | 30 | $\gamma'+1$ | 0 | | |
| | $a+161$ | | 25 | 0000 | 4 | | |
| → | $a+162$ | | 42 | $\sigma+0$ | 4 | | |
| | $a+163$ | — | 43 | $\gamma+2\ n_м$ | 4 | Пересчет данных 1-й строки таблицы по формуле (14-13) | 2 |
| | $a+164$ | — | 56 | $\gamma+2\ n_м$ | 4 | | |
| — | $a+165$ | | 24 | $a+162$ | 0 | | |
| | $a+166$ | | 25 | $12\ n_м$ | 4 | Засылка начального значения в счетчик циклов | |
| От $a+227$ → | $a+167$ | | 11 | 0050 | 0 | | |
| | $a+170$ | | 16 | $И+2$ | 0 | Засылка начальных констант в ячейки № $И+1$ и $И+2$ | |
| | $a+171$ | | 03 | $\gamma'+1$ | 0 | | |
| | $a+172$ | | 16 | $И+1$ | 0 | | |
| От $a+216$ → | $a+173$ | | 30 | $И+1$ | 0 | | |
| | $a+174$ | — | 42 | $\gamma+14\ n_м$ | 4 | | |
| | $a+175$ | | 56 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+176$ | | 30 | $И+2$ | 0 | | |
| | $a+177$ | — | 42 | $\gamma+14n_м$ | 4 | Перестановка данных очередного столбца таблицы исходных данных | |
| | $a+200$ | | 30 | $И+1$ | 0 | | |
| | $a+201$ | — | 56 | $\gamma+14n_м$ | 4 | | |
| | $a+202$ | | 42 | $p+0$ | 4 | | |
| | $a+203$ | | 30 | $И+2$ | 0 | | |
| | $a+204$ | — | 56 | $\gamma+14n_м$ | 4 | | |
| | $a+205$ | | 02 | $И+1$ | 0 | | |
| | $a+206$ | | 01 | $\kappa+6$ | 0 | Уменьшение на 2 содержимого ячейки № $И+1$ | |
| | $a+207$ | | 16 | $И+1$ | 0 | | |
| | $a+210$ | | 14 | $И+2$ | 0 | Сравнение содержимых ячеек № $И+1$ и $И+2$ | |
| На $a+217$ ← | $a+211$ | | 21 | $a+217$ | 4 | | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| На $a+173$ ↑ | $a+212$ | | 02 | $И+2$ | 0 | | |
| | $a+213$ | | 03 | $\kappa+6$ | 0 | Увеличение на 2 содержимого ячейки № $И+2$ | |
| От $a+211$ ↑ | $a+214$ | | 16 | $И+2$ | 0 | | |
| | $a+215$ | | 14 | $И+1$ | 0 | | |
| ← | $a+216$ | | 21 | $a+173$ | 0 | Сравнение содержимых ячеек № $И+1$ и $И+2$ | |
| → | $a+217$ | | 27 | $p+2$ | 0 | | |
| На блок № 3 ↑ | $a+220$ | | 02 | $p+2$ | 0 | | |
| | $a+221$ | | 12 | $\kappa+10$ | 0 | | |
| ← | $a+222$ | | 21 | $a+6$ | 0 | | |
| | $a+223$ | | 03 | $\gamma''+1$ | 0 | Изменение счетчика циклов на $2n_м$ | 2 |
| На $a+167$ ↑ | $a+224$ | | 16 | $p+2$ | 0 | | |
| | $a+225$ | | 30 | $p+2$ | 0 | | |
| | $a+226$ | | 25 | 0000 | 4 | | |
| ← | $a+227$ | | 22 | $a+167$ | 0 | | |

## ОГЛАВЛЕНИЕ


Стр.

От редактора . . . . . 3

*Часть I*

ВОПРОСЫ РАСЧЕТА СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Глава 1. **Определение мощности подстанций** . . . . . 6
§ 1-1. Определение средних и эффективных токов тяговых подстанций . . . . . 6
§ 1-2. Распределение расходуемой электроэнергии между тяговыми подстанциями . . . . . 11
§ 1-3. Мощность трансформаторов тяговых подстанций . . . . . 14
§ 1-4. Резервирование мощности тяговых подстанций . . . . . 25
§ 1-5. Расчет пределов изменения напряжения для использования резерва мощностей на соседних подстанциях . . . . 29
§ 1-6. Расчет нагрузок тяговых подстанций и определение допустимых размеров движения при отключении одной подстанции . . . . . 31
§ 1-7. Несимметрия токов и напряжений . . . . . 35
Литература . . . . . 47
Глава 2. **Выбор сечения проводов и определение параметров контактной сети** . . . . . 49
§ 2-1. Выбор сечения проводов контактной сети . . . . . 49
§ 2-2. Определение расчетных величин . . . . . 52
§ 2-3. Расчет потерь энергии в контактной сети постоянного тока 54
§ 2-4. Расчет потерь энергии в контактной сети однофазного тока промышленной частоты . . . . . 62
§ 2-5. Проверка сечения проводов контактной сети по нагреванию 66
§ 2-6. Определение параметров контактной сети . . . . . 68
Литература . . . . . 82
Глава 3. **Расчеты, связанные с режимом напряжения в системе энергоснабжения** . . . . . 83
§ 3-1. Общая характеристика режима напряжения и его влияния на работу электроподвижного состава . . . . . 83
§ 3-2. Расчет потерь напряжения на линиях постоянного тока 84
§ 3-3. Расчет потерь напряжения в контактной сети до токоприемника на дорогах однофазного тока . . . . . 94

Стр.

§ 3-4. Расчет потери напряжения на тяговых подстанциях . . . 108
§ 3-5. Расчет уровня напряжения у поезда и проверка наличной пропускной способности по перегонам . . . . . 113
§ 3-6. Проверка прохода поездом инерционных подъемов с учетом уровня напряжения . . . . . 120
§ 3-7. Проверка работы электроподвижного состава при резких изменениях напряжения . . . . . 124
Литература . . . . . 132
Глава 4. **Расчет защиты от токов короткого замыкания в контактной сети** . . . . . 133
§ 4-1. Виды защит от токов короткого замыкания в контактной сети и требования к ним . . . . . 133
§ 4-2. Расчет токовой защиты на линиях постоянного тока . . . 139
§ 4-3. Расчет токовой защиты на линиях однофазного тока . . . 144
§ 4-4. Расчет дополнительных видов защиты . . . . . 148
Литература . . . . . 157
Глава 5. **Особенности расчетов системы энергоснабжения при применении рекуперативного торможения** . . . . . 158
§ 5-1. Общая характеристика особенностей расчетов с учетом применения рекуперативного торможения . . . . . 158
§ 5-2. Расчет избыточной энергии рекуперации . . . . . 164
§ 5-3. Определение мощности и выбор мест расположения приемников избыточной энергии рекуперации . . . . . 175
§ 5-4. Выбор типа приемников избыточной энергии рекуперации 189
Литература . . . . . 190
Глава 6. **Особенности проектирования схемы распределенного питания** . . . . . 192
§ 6-1. Общая характеристика схемы распределенного питания 192
§ 6-2. Выбор тяговых агрегатов и ориентировочное определение расстояний между подстанциями . . . . . 195
§ 6-3. Уточненный расчет расстояний между тяговыми подстанциями и их нагрузок . . . . . 196
§ 6-4. Особенности расчета потерь энергии в контактной сети при распределенном питании . . . . . 202
§ 6-5. Расчет сечения продольного трехфазного фидера . . . . 203
Литература . . . . . 210
Глава 7. **Защита подземных сооружений от коррозии блуждающими токами** . . . . . 211
§ 7-1. Общие положения . . . . . 211
§ 7-2. Требования к устройствам энергоснабжения, рельсовым цепям, подземным сооружениям и защитные мероприятия 213
§ 7-3. Электрические способы защиты и условия их применения 219
§ 7-4. Проектирование защиты металлических подземных сооружений от коррозии блуждающими токами электрических железных дорог . . . . . 229
Литература . . . . . 236

Стр.

Глава 8. **Влияние электрических железных дорог на линии связи и способы защиты** . . . . . 237
§ 8-1. Общие положения . . . . . 237
§ 8-2. Виды влияний электрических железных дорог на линии проводной связи . . . . . 240
§ 8-3. Нормы опасных и мешающих напряжений и токов в цепях проводной связи . . . . . 246
§ 8-4. Расчетные величины влияющих напряжений и токов. Расчетные режимы и схемы . . . . . 249
§ 8-5. Расчет опасных и мешающих напряжений в цепях связи 260
§ 8-6. Способы снижения влияния электрических железных дорог на линии связи . . . . . 264
Литература . . . . . 274

*Часть II*

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРУЕМЫХ ЛИНИЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ**

Глава 9. **Назначение и порядок проектирования системы энергоснабжения** . . . . . 276
§ 9-1. Место и роль электрических расчетов в проектировании устройств электрической тяги . . . . . 276
§ 9-2. Порядок производства электрических расчетов . . . . . 277
§ 9-3. Характеристика линии и материалы изысканий . . . . . 279
§ 9-4. Характеристика подвижного состава и тяговые расчеты 284
§ 9-5. Размеры и организация движения . . . . . 290
§ 9-6. Удельное энергопотребление и энергоемкость . . . . . 292
§ 9-7. О точности исходных данных . . . . . 295
Глава 10. **Методика проектных электрических расчетов** . . . . . 297
§ 10-1. Характеристика существующих методов расчетов системы тягового электроснабжения и область их применения 297
§ 10-2. Влияние системы внешнего электроснабжения и электроснабжения тяговых и районных потребителей на методику и схему электрических расчетов . . . . . 299
§ 10-3. Особенности экономических расчетов при проектировании электрификации железных дорог . . . . . 302
§ 10-4. Расчетные режимы и расчетные сроки для определения основных параметров устройств тягового электроснабжения . . . . . 314
Литература . . . . . 319
Глава 11. **Сопоставление вариантов размещения тяговых подстанций** . . . . . 320
§ 11-1. Соображения по выбору варианта размещения тяговых подстанций . . . . . 320
§ 11-2. Оценка влияния системы внешнего электроснабжения и комплексного электроснабжения тяговых и районных потребителей на выбор варианта размещения тяговых подстанций . . . . . 322

Стр.
§ 11-3. Резервирование тяговых подстанций . . . . . 327
§ 11-4. Оптимальное расстояние между тяговыми подстанциями 330
§ 11-5. Приближенные способы определения основных параметров системы тягового электроснабжения . . . . . 333
§ 11-6. Основные технические показатели по сравниваемым вариантам . . . . . 371
§ 11-7. Основные экономические показатели . . . . . 374
Литература . . . . . 379
Глава 12. **Определение параметров устройств энергоснабжения** . 380
§ 12-1. Определение параметров тяговых подстанций . . . . . 380
§ 12-2. Проверка параметров контактной сети . . . . . 384
§ 12-3. Токи короткого замыкания и выбор методов для защиты от них . . . . . 388
§ 12-4. Расчет токов, влияющих на линии связи и низковольтные линии передачи . . . . . 395
§ 12-5. Проверка системы тягового энергоснабжения в режиме выхода из строя одной из подстанций . . . . . 396
§ 12-6. Некоторые специальные параметры и основные показатели системы тягового энергоснабжения . . . . . 398
Литература . . . . . 399
Глава 13. **Пример расчета** . . . . . 400
§ 13-1. Характеристика участка и исходные данные для проектирования . . . . . 400
§ 13-2. Определение линейной нагрузки и назначение вариантов размещения тяговых подстанций . . . . . 402
§ 13-3. Распределение нагрузок поездов между тяговыми подстанциями и определение мощности тяговых подстанций 408
§ 13-4. Выбор проводов контактной сети . . . . . 410
§ 13-5. Определение уровня напряжения в контактной сети . . 412
§ 13-6. Расчет т. к. з. и плавки гололеда . . . . . 413
§ 13-7. Сравнение вариантов и выбор схемы энергоснабжения . 416
Глава 14. **Применение вычислительных машин при расчетах систем ы энергоснабжения электрических железных дорог** . . . . . 420
§ 14-1. Общие сведения . . . . . 420
§ 14-2. Представление чисел в ЭЦВМ . . . . . 421
§ 14-3. Структурная схема ЭЦВМ с программным управлением 424
§ 14-4. Система команд ЭЦВМ и основные приемы программирования . . . . . 428
§ 14-5. Анализ методов расчета системы энергоснабжения с точки зрения их реализации на ЭЦВМ . . . . . 439
§ 14-6. Составление алгоритма и программы определения на ЭЦВМ потерь энергии в контактной сети . . . . . 442
Литература . . . . . 453
Приложения . . . . . 454

Обложка художника А. С. *Завьялова*
Технический редактор *Л. А. Усенко*
Корректор *Т. И. Шалимова*

Сдано в набор 1/XI 1963 г. Подп. к печ. 20/XII 1963 г.
Формат бумаги 60 × 90 $^{1}/_{16}$. Печ. листов 29$^{1}/_{2}$,
бум. листов 14,75, уч-изд. л. 35,18.
Т16564, Тираж 6 000. ЖДИЗ 51346. Зак. тип. 1750
Цена 1 р. 23 к. Переплет 10 коп.
ТРАНСЖЕЛДОРИЗДАТ, Москва, Басманный туп., 6а

1-я типография Трансжелдориздата МПС.
Москва, Б. Переяславская, 46