

ЛЕКЦИЯ 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

6.1 Определение электрических нагрузок

Анализ зависимостей для определения основных показателей графиков электрических нагрузок дает основания утверждать, что между известными активными нагрузками существует соотношение:

$$P_{ном} \geq P_m \geq P_{ск} \geq P_c,$$

где $P_{ном}$, P_m , $P_{ск}$, P_c – соответственно номинальная, максимальная из осредненных за 30 минут (30-минутный максимум), среднеквадратичная и средняя мощность группы ЭП.

Номинальная мощность ЭП – достаточно достоверная исходная величина для расчета электрических нагрузок. Поэтому суммарная номинальная мощность всех ЭП в группе (групповая номинальная мощность ЭП, приведенная к ПВ 100%) дает первую грубую оценку возможной верхней границы значений расчетной групповой нагрузки. С другой стороны, средняя нагрузка группы ЭП позволяет приближенно оценить нижнюю границу возможных ее значений.

Режим работы, количество, состав, мощность и энергетические характеристики применяемых машин и механизмов в разных отраслях имеют свои особенности. Поэтому различными для них являются как графики электрических нагрузок, так и их показатели.

Специфика электропотребления и степень изученности электрохозяйства по отраслям обуславливает также методическую и информационную основу расчета электрических нагрузок. К примеру, в металлургии и машиностроении основным (нормативным) для определения расчетных нагрузок при проектировании СЭС стал метод упорядоченных диаграмм (метод коэффициента максимума), в горнодобывающей промышленности наиболее широко используется метод коэффициента спроса. Метод прост и нагляден, однако имеет ряд существенных недостатков. Нормативно-справочная литература содержит значения коэффициента спроса вне зависимости от количества технологически связанных ЭП в группе; групповые коэффициенты спроса и мощности принимаются одинаковыми для всего многообразия условий, хотя это грубое допущение; пределы изменения коэффициента участия в максимуме нагрузки $K_{ум}$ очень широки; метод в исходном виде не учитывает мероприятия по выравниванию графиков электрических нагрузок. Все это на стадии проектирования приводит к завышению (на десятки процентов) 30-минутного максимума для большинства объектов на всех ступенях распределения электроэнергии – от отдельного участка до предприятия в целом.

Расчетные максимальные нагрузки (активная – P_m , реактивная – Q_m и полная – S_m) для группы однородных по режиму работы ЭП, объединенных технологическим процессом, определяются из следующих выражений:

$$P_m = K_c P_{ном}; \quad Q_m = P_m \operatorname{tg} \varphi; \quad S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} = P_m / \cos \varphi,$$

где K_c – коэффициент спроса; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, соответствует характерному для данной группы приемников $\cos \varphi$.

Значения коэффициентов спроса и мощности принимаются по справочной литературе, например, [7].

Для узла нагрузки СЭС расчетный максимум при нескольких группах ЭП определяется как сумма расчетных нагрузок этих групп ЭП, помноженная на коэффициент участия в максимуме нагрузке (другие названия – коэффициент одновременности, коэффи-

циент одновременности максимумов), соответствующий рассматриваемому уровню системы электроснабжения:

$$S_m = K_{ум} \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{mi}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{mi}\right)^2}.$$

Нормативные коэффициенты участия в максимуме нагрузке также приведены в справочной литературе.

6.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции

Выбор типа и места расположения ГПП, а также числа, мощности и исполнения трансформаторов обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на генеральном плане ОГР, а также производственными, архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями с учетом расположения технологического оборудования, условий окружающей среды, условий охлаждения, пожарной и электрической безопасности и типа применяемого ЭО.

Для определения центра электрических нагрузок (ЦЭН) при проектировании на генеральный план предприятия наносится картограмма нагрузок. Последняя представляет собой размещенные по плану окружности, площадь которых πr_i^2 в выбранном масштабе m равна расчетным нагрузкам P_i :

$$P_i = \pi r_i^2 m,$$

откуда радиус окружности

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}.$$

При необходимости, каждый круг разделяют на секторы, соответствующие осветительной, силовой, низковольтной и высоковольтной нагрузкам.

Картограмму следует наносить на план отдельно для активной и реактивной нагрузок. Первая позволяет выбрать рациональное место расположения как питающей подстанции (ГПП) всего предприятия, так и отдельных участковых ТП. Вторая помогает определить место установки компенсирующих устройств.

Существуют следующие методы, позволяющие аналитически определять ЦЭН.

Первый метод позволяет определить ЦЭН для случая, когда нагрузки участков (карьеров, разрезов и др.) равномерно распределены по площади предприятия. При этом считают, что ЦЭН совпадает с центром тяжести фигуры. Если расчетная нагрузка каждого участка P_i , а координаты центра круга, обозначающего эту нагрузку, x_i, y_i , то в произвольно принятой на плане системе координат можно найти координаты ЦЭН:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}.$$

Второй метод учитывает продолжительность T_i работы отдельных участков или групп потребителей. В этом случае координаты ЦЭН определяются так:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i}.$$

Перечисленные методы позволяют определить ЦЭН как некоторый условный центр, так как в действительности ЦЭН постоянно смещается в связи с изменением графика нагрузки, сменности предприятия и его развития.

Очевидно, что подстанцию располагают как можно ближе к теоретическому центру нагрузок с координатами X_0 и Y_0 .

Выбор силовых трансформаторов подстанции заключается в определении количества трансформаторов с учетом категории потребителей по надежности электроснабжения; мощности трансформаторов исходя из расчетной нагрузки.

Для обеспечения бесперебойного электроснабжения ЭП ОГР, к которым относятся потребители как I (дренажная шахта, противопожарная насосная станция и др.), так и II категорий (водоотливная насосная станция, электрифицированный транспорт и др.), на ГПП должно быть установлено, как правило, не менее двух силовых трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Сравнительными вариантами при выборе количества трансформаторов являются случаи установки одного или трех трансформаторов, однако следует иметь в виду, что однострансформаторные ГПП допускается применять лишь тогда, когда существует возможность обеспечить питание ЭП I категории по сетям среднего или низшего напряжения от других источников электроэнергии.

Установка одного трансформатора на подстанции рекомендуется также в случае, если подстанция служит источником электроэнергии для потребителей III категории и поврежденный трансформатор может быть заменен в течение не более чем одних суток.

Номинальная мощность трансформатора определяется по расчетной нагрузке S_p (см. п.6.1). Существующая шкала номинальных мощностей трансформаторов в большинстве случаев не позволяет обеспечить выбор номинальной мощности в полном соответствии с расчетной нагрузкой.

Номинальная мощность трансформатора $S_{т.ном}$ однострансформаторной подстанции должна удовлетворять условию

$$S_{т.ном} \geq S_p.$$

В некоторых случаях можно допустить, чтобы номинальная мощность была несколько меньше расчетной, но тогда необходима проверка нагрузочной способности принятого трансформатора:

$$S_p / S_{т.ном} \leq k_{н.д},$$

где $k_{н.д}$ – коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора.

Значение $k_{н.д}$ определяют по графикам нагрузочной способности, приведенных в ГОСТ 14209-85, в зависимости от коэффициента начальной нагрузки, постоянной времени и системы охлаждения трансформатора, а также от эквивалентной температуры охлаждающей среды.

При выборе мощности трансформаторов двух- или трехтрансформаторной подстанции определяющим, как правило, является аварийный режим работы, когда в работе оказывается один или два трансформатора соответственно. В этом случае номинальную мощность каждого из трансформаторов выбирают такой, чтобы при выходе из строя одного из них трансформаторы, которые остались в работе, с учетом допустимой аварийной перегрузки могли обеспечить бесперебойное электроснабжение всех основных ЭП.

Согласно ГОСТ 14209-85 в аварийных или ремонтных условиях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускают в течение не более 5 суток перегрузки на 40% сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 часов на сутки.

С учетом этого рекомендуется выбирать номинальную мощность трансформатора для двух- и трехтрансформаторной подстанции, используя соответственно формулы:

$$S_{т.ном} \geq 0,7S_p;$$
$$S_{т.ном} \geq 0,35S_p.$$

Для трансформаторов подстанций, питающих мощные ЭП (экскаваторы, конвейеры, буровые станки и др.), выполняют проверку по условию пуска двигателей этих ЭП.

При выборе мощности трансформатора ПКТП 6–10/0,4-0,69 по условиям прямого пуска асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором необходимо выполнение следующих условий:

- при частых пусках электродвигателя

$$P_{ном.мах} / \cos \varphi_{ном} \leq 0,2S_{т.ном};$$

- при редких пусках электродвигателя

$$P_{ном.мах} / \cos \varphi_{ном} \leq 0,3S_{т.ном};$$

- при питании одного электродвигателя

$$P_{ном.мах} / \cos \varphi_{ном} \leq 0,8S_{т.ном},$$

где $P_{ном.мах}$, $\cos \varphi_{ном}$ – номинальные активная мощность и коэффициент мощности самого мощного ЭП в группе соответственно.

Окончательное решение о выборе количества силовых трансформаторов, их мощности и схемы электроснабжения ОГР принимается на основании технико-экономического сравнения альтернативных вариантов.

В практическом плане для определения наилучшего варианта (проекта) целесообразно в качестве критерия принять приведенную стоимость (PV), которая рассчитывается для каждого варианта:

$$PV = \sum_{k=0}^n \frac{Z_k}{(1+r)^k},$$

где n – длительность использования проекта (срок службы объекта); k – порядковый номер года реализации проекта; Z_k – расходы k -го года расчетного периода; r – коэффициент дисконтирования.

Наиболее экономичный вариант, для которого приведенная стоимость наименьшая.

6.3 Выбор сечений проводов и жил кабелей

Сечения проводов воздушных и жил кабельных ЛЭП напряжением до и выше 1000 В следует выбирать по нагреву рабочими токами с последующей проверкой:

- по экономической плотности тока (для стационарных ЛЭП 6–35 кВ со сроком службы более 5 лет);

- на термическую стойкость к действию токов короткого замыкания (только кабельные ЛЭП 6–10 кВ);

- по допустимой потере напряжения в нормальном и пиковом режимах.

Выбор сечения проводников по нагреву сводится к сравнению расчетного тока I_p с длительно допустимыми токами нагрузки $I_{дон}$ для стандартных сечений:

$$I_p \leq k_t I_{доп},$$

где k_t – поправочный коэффициент, учитывающий температурные условия работы проводника.

Расчетный ток линии (А):

$$I_p = S_p / \sqrt{3} U_{ном} = P_p / \sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_p,$$

где S_p – расчетная полная нагрузка ЛЭП, кВА; P_p – расчетная активная нагрузка ЛЭП, кВт; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ; $\cos \varphi_p$ – расчетный коэффициент мощности (средневзвешенный для группы ЭП или номинальный для одного).

Экономически целесообразное сечение проводника (мм²):

$$S_{эк} = I_p / j_{эк},$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм² (справочные данные).

Экономически целесообразное сечение проводника округляют до ближайшего стандартного.

Выбранные по нагреву или экономической плотности тока сечения проверяют по допустимой потере напряжения при длительном и пиковом режимах работы ЭП.

В общем случае *потерю напряжения в трехфазной сети* из M участков с N нагрузками, сосредоточенными в конце ЛЭП на расстояниях друг от друга, которые обусловлены технологией ведения горных работ, определяют по формуле:

$$\Delta U \% = \frac{0,1}{U_{ном}^2} \sum_{i=1}^N P_{pij} \sum_{j=1}^M l_j (r_{0j} + x_{0j} \operatorname{tg} \varphi_{pi}),$$

где P_{pij} – активная нагрузка i -го электроприемника, приходящаяся на j -й участок сети, кВт; l_j – длина j -го участка сети, км; r_{0j} , x_{0j} – удельные активное и индуктивное сопротивления j -го участка сети, Ом/км; $\operatorname{tg} \varphi_{pi}$ отвечает $\cos \varphi_{pi}$ i -го электроприемника.

В ряде случаев при определении потери напряжения в сети удобнее пользоваться таким выражением:

$$\Delta U \% = \frac{0,1}{U_{ном}^2} \left(\sum_{i=1}^N P_{pi} R_i + \sum_{i=1}^N Q_{pi} X_i \right),$$

где P_{pi} , Q_{pi} – расчетные активная (кВт) и реактивная (квар) мощности i -го электроприемника; R_i , X_i – соответственно активное и индуктивное сопротивление проводника от источника питания до i -го электроприемника, Ом.

Для определения потери напряжения в сети *при пиковом режиме* активную нагрузку (кВт) рекомендуется определять так:

$$P_{пик} = k_{пик} P_{ном.м} + \Sigma P_{ном},$$

где $k_{пик} = 1,6-1,8$ – коэффициент, учитывающий пиковую нагрузку экскаваторов; $P_{ном.м}$ – номинальная мощность наиболее мощного экскаватора в группе, кВт; $\Sigma P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность других электроприемников в группе, кВт.

В пиковом режиме реактивная нагрузка ЭП с синхронным приводом принимается равной нулю, а ЭП с асинхронным приводом – ее номинальному значению.

Потеря напряжения в сети (на зажимах наиболее мощного и удаленного потребителя) при нормальном (длительном) режиме работы ЭП не должна превышать 5% и при пиковом – 10% от номинального значения.

Кабельные ЛЭП 6–10 кВ проверяют на термическую стойкость к действию токов КЗ по условию:

$$S_{mc} = \alpha I_{\infty} \sqrt{t_n},$$

где α – расчетный коэффициент, определяемый допустимой температурой нагрева жил (для кабелей с медными жилами и резиновой изоляцией $\alpha = 9$, с алюминиевыми жилами – $\alpha = 12$); I_{∞} – установившееся значение тока КЗ, кА; t_n – приведенное время действия тока КЗ, с (принимается равным суммарному времени срабатывания защиты и выключателя: $\approx 0,5$ с для сети напряжением ниже 1000 В и $\approx 0,1$ с для 6–10 кВ).

При выборе стандартного сечения жил кабелей по термической стойкости следует принимать ближайшее меньшее сечение относительно расчетного S_{mc} .

6.4 Расчет электрической сети по условию пуска мощного сетевого двигателя экскаватора

Расчет электрической сети по условию пуска мощного сетевого двигателя экскаватора выполняют в следующем порядке:

- строят расчетную схему электрической сети;
- определяют сопротивления двигателя и основных элементов электрической сети;
- рассчитывают напряжение на зажимах сетевого двигателя в момент его пуска;
- проверяют возможность нормального запуска двигателя.

Расчетную схему электрической сети строят для наиболее удаленного (в соответствии с технологией ведения горных работ) расположения экскаватора от источника питания. Электроприемники с синхронными двигателями, связанные с сетью, отключены, а с асинхронными двигателями работают в длительном режиме с расчетной нагрузкой.

Наиболее характерная расчетная схема электроснабжения мощного экскаватора (а) и схема ее замещения (б) приведены на рис.50.

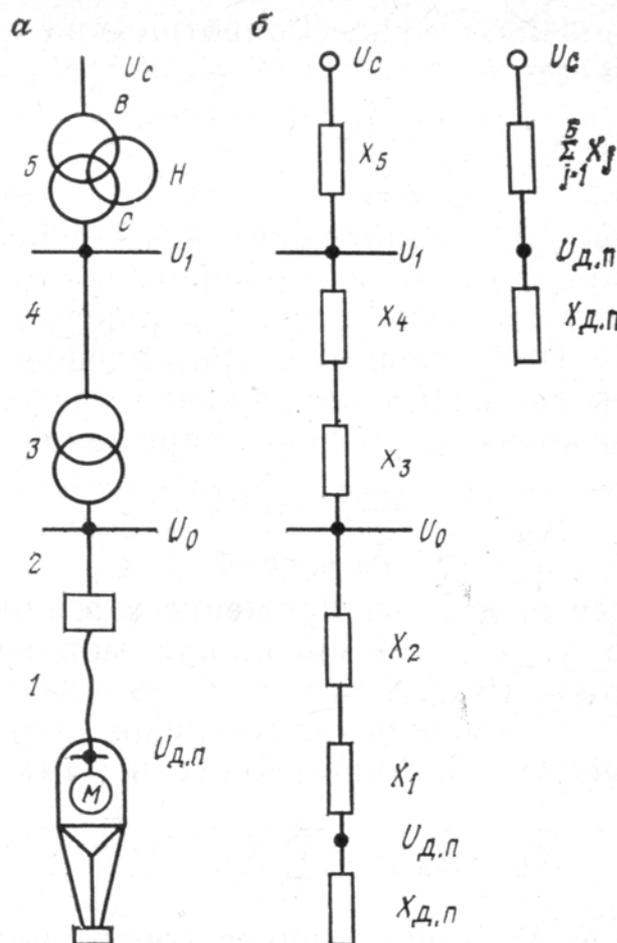


Рис.50. Расчетная схема электроснабжения мощного экскаватора

Для сети, питающей мощный экскаватор, как правило, соблюдается условие

$$R_{\Sigma} < \frac{1}{3} X_{\Sigma},$$

где R_{Σ} , X_{Σ} – суммарные активное и индуктивное сопротивления сети, Ом.

Поэтому при расчете электрической сети на пуск в пределах допустимой точности расчета можно учитывать только индуктивные сопротивления элементов СЭС.

Сопротивление пускаемого двигателя (Ом) определяют по формуле:

$$X_{\partial.n} \simeq \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} k_{ном} I_{ном}} 10^3,$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение статорной обмотки двигателя, кВ; $k_{ном}$ – номинальная кратность пускового тока двигателя; $I_{ном}$ – номинальный ток двигателя, А.

В общем случае индуктивное сопротивление i -й воздушной или кабельной ЛЭП (Ом) определяется выражением:

$$X_{ЛЭП i} = k_T^2 x_{0i} l_i,$$

где $k_T = U_{ном} / U_{ном i}$ – коэффициент трансформации; $U_{ном i}$ – номинальное напряжение i -й ЛЭП, кВ; x_{0i} – удельное индуктивное сопротивление i -й ЛЭП, равное для воздушных и кабельных ЛЭП 6–35 кВ соответственно 0,4 и 0,08 Ом/км; l_i – длина i -й ЛЭП, км.

Индуктивное сопротивление двухобмоточного трансформатора (Ом)

$$X_m = \frac{10 u_k U_x^2}{S_{т.ном}},$$

где u_k – напряжение КЗ трансформатора, %; U_x – напряжение холостого хода вторичной обмотки трансформатора, кВ; $S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Индуктивное сопротивление (Ом) обмоток высшего (В) и среднего (С) напряжения трехобмоточного трансформатора, приведенное к уровню напряжения статорной обмотки двигателя:

$$X_{В-С} = \frac{10 u_{к.В-С} U_x^2}{S_{т.ном В-С}},$$

где $u_{к.В-С}$ – напряжение КЗ обмоток В и С трансформатора, %; $S_{т.ном В-С}$ – номинальная мощность обмоток В и С трансформатора, кВА.

Суммарное индуктивное сопротивление двигателя и всех элементов СЭС (Ом):

$$X_{\Sigma} = X_{\partial.n} + \sum_{j=1}^n X_j,$$

где X_j – индуктивное сопротивление j -го элемента СЭС, Ом; n – число элементов СЭС.

Зная $X_{\partial.n}$ и X_{Σ} , находим напряжение на зажимах сетевого двигателя экскаватора в момент его пуска (кВ):

$$U_{\partial.n} = \frac{X_{\partial.n}}{X_{\Sigma}} U_{ном}.$$

Если к электрической сети, питающей пускаемый двигатель, подключены другие ЭП с асинхронным приводом, то напряжение на зажимах двигателя, вычисленное по вышеприведенной формуле, снижается на величину

$$\Delta U_{np} = (R_{общ} + X_{общ}) \frac{P_{р.пр}}{U_{ном}} 10^{-3},$$

где $R_{общ}$, $X_{общ}$ – активное и индуктивное сопротивления элементов сети, общих с пускаемым двигателем, Ом; $P_{р.пр}$ – расчетная нагрузка прочих ЭП с асинхронным приводом, подключенных к сети, кВт.

Уровень напряжения на зажимах двигателя в момент его пуска должен удовлетворять условию

$$U_{д.п} \geq 0,75U_{ном.}$$

Если условие не выполняется, то следует рассмотреть возможность обеспечения нормального запуска двигателя с помощью установки продольно-емкостной компенсации или повышением мощности питающего трансформатора, а также за счет уменьшения длины воздушных ЛЭП (приближения подстанции к экскаватору).

Способ повышения напряжения на зажимах двигателя в момент его пуска выбирают на основе технико-экономического сравнения вариантов.

6.5 Определение шага передвижки трансформаторной подстанции

При применении на ОГР ПКТП напряжением 35/6 кВ возникает необходимость определения шага их передвижки или соответствующего ему промежутка времени между смежными передвижками подстанции. Оптимизация шага передвижки подстанции обусловлена особенностями технологии разработки, которые проявляются в непрерывном подвигании фронта горных работ и необходимости в связи с этим циклического перемещения всех элементов электрической сети. Увеличение шага передвижки подстанции ПКТП-35/6 приводит к снижению затрат на ее монтаж и демонтаж. Однако при этом одновременно растут эксплуатационные расходы (в основном потери электроэнергии) и капитальные затраты (стоимость кабельных или воздушных ЛЭП). Оптимальный шаг передвижки передвижной подстанции по минимуму приведенных затрат рассчитывается:

$$l_{ш.онм} = \sqrt{b/a},$$

где a и b – параметры системы электроснабжения, определяемые так:

$$a = E_n (C_{0p}n_p + C_{0n}n_n) + 3C_эT_n \left[\left(\sum_{i=1}^N I_{pi}^2 r_{0p} \right) \pm I_{pn}^2 r_{0n} \right] 10^{-3};$$

$$b = \left[(1-a)C_{0m}n_m l_m + C_{неp} + C_{np}t_{np} \right] v_{ф},$$

где $E_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (может изменяться); C_{0n} , C_{0m} , C_{0p} – стоимость 1 км соответственно питающей, магистральной и распределительной ЛЭП, n_n , n_m , n_p – количество соответственно питающих, магистральных и распределительных ЛЭП, $C_э$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; T_n – годовое время потерь электроэнергии; I_{pn} , I_{pi} – расчетные токи соответственно питающей ЛЭП и i -го ЭП; r_{0p} , r_{0n} – удельные активные сопротивления соответственно питающей и распределительной ЛЭП, α – коэффициент, учитывающий остаточную стоимость магистральной ЛЭП при ее переносе (при отсутствии данных следует принимать $\alpha = 0,3$), l_m – длина магистральной ЛЭП, $C_{неp}$ – затраты на одну передвижку подстанции, включающие стоимость транспортирования подстанции и стоимость выполняемых при передвижке монтажных и демонтажных работ; C_{np} – стоимость 1 ч простоя ЭП при передвижке подстанции (может не учитываться, если время передвижки совпадает с проведением планового ремонта); t_{np} – длительность простоя ЭП, вызванная передвижкой подстанции, $v_{ф}$ – скорость годового подвигания фронта горных работ.

Знак "+" принимается в случае, если с увеличением шага передвижки длина питающей ЛЭП возрастает, в противном случае принимается знак "-". Предельное значение шага передвижки подстанции по условию обеспечения допустимого уровня напря-

жения на зажимах сетевого электродвигателя наиболее мощного и удаленного от подстанции экскаватора в момент его пуска определяется выражением

$$l_{ш.дон} = \frac{1000U_{ном}^2 n_{вл}}{K_n S_{д.ном}} - \left(\frac{25u_k U_{xx}^2 n_{вл}}{S_{т.ном}} + 0,2 \frac{n_{вл}}{n_{кл}} l_{кл} + 0,52l_{м} \right),$$

где u_k – напряжение КЗ трансформатора; $n_{вл}$, $n_{кл}$ – соответственно число воздушных и кабельных линий; $l_{кл}$ – длина экскаваторного кабеля; $l_{м}$ – длина магистральной линии.

При выборе шага передвижки подстанции должно соблюдаться условие $l_{ш.онт} \leq l_{ш.дон}$. Иначе следует рассмотреть вопрос о целесообразности повышения мощности трансформатора ПКТП. Для этого определяют и сравнивают такие параметры:

$$A = a(l_{ш.дон} - l_{ш.онт}) + b \frac{l_{ш.онт} - l_{ш.дон}}{l_{ш.онт} l_{ш.дон}};$$

$$B = E_n (K_2 - K_1),$$

где K_1 и K_2 – стоимость передвижных подстанций соответственно с меньшей и большей мощностью трансформатора.

Если $A > B$, то экономически целесообразно увеличить мощность трансформатора подстанции и принять шаг ее передвижки $l_{ш.онт}$. Если $A \leq B$, то шаг передвижки подстанции должен быть $l_{ш.дон}$ без изменения мощности силового трансформатора передвижной подстанции напряжением 35/6 кВ.

6.6 Расчет магистральных ЛЭП

При транспортной и бестранспортной системах разработки широко применяются магистральные (групповые) ЛЭП, к которым присоединяются электрические нагрузки в любых точках или предварительно определенных местах присоединения поперечных отпаек (при бестранспортной системе). Поэтому такие линии можно считать линиями с равномерно распределенной электрической нагрузкой. Благодаря этому магистральные ЛЭП на ОГР сооружают одинакового сечения вдоль всей длины линии.

Расчетная нагрузка на магистраль, к которой подключены до трех ЭП, равняется сумме их номинальных мощностей.

Если количество присоединенных ЭП более трех, то расчетную нагрузку определяют по методу коэффициента спроса:

$$P_p = \sum_1^n P_{ном.i} k_{c.i}; \quad Q_p = \sum_1^n P_{ном.i} k_{c.i} \operatorname{tg} \varphi_{ном.i}; \quad S_p = k_{ум} \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Если коэффициент спроса k_c и коэффициент мощности $\cos \varphi$ электроприемников неизвестен, то их значения могут быть приняты как средние: 0,8–0,9 – для приемников с длительным режимом; 0,7–0,75 – для приемников с повторно-кратковременным режимом работы; $k_{ум}$ – коэффициент участия в максимуме (табл.1). Нижние значения принимают при большем количестве присоединений, верхние – при меньшем.

Таблица 1 – Значение коэффициента участия в максимуме $k_{ум}$

Электроприемники	Подстанции	$k_{ум}$
Машины и установки вскрышных, добычных и отвальных работ	На шинах подстанции 6-110 кВ	0,8-0,9
Все потребители промплощадки напряжением 0,4 кВ	На шинах 0,4 кВ	0,5

Расчетный ток нагрузки магистральной линии определяется:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

Его используют при выборе линии по условиям допустимых токовых нагрузок и экономической плотности тока (для линий со сроком службы более 3–5 лет).

Линии осветительной сети трехфазного тока принимают как симметрично нагруженные, что достигается равномерным присоединением светильников к разным фазам. Сечение проводов и кабелей таких линий определяют по формуле (мм^2):

$$S = \frac{\sqrt{3}I_{наг}l\cos\varphi_{св}}{2\gamma\Delta U\%U_{ном}} \cdot 10^2,$$

где l – расчетная длина линии, м; S – сечение провода или рабочей жилы кабеля, мм^2 ; γ – удельная проводимость материала проводника, $\text{См}\cdot\text{м}/\text{мм}^2$; $\cos\varphi_{св}$ – коэффициент мощности светильников; $I_{наг}$ – ток нагрузки на магистраль, А; $U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение сети, В; $\Delta U\% = 4\%$ – допустимая потеря напряжения.