

ЛЕКЦИЯ 7

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

7.1 Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов

Потребители электроэнергии добычных и подготовительных участков шахт работают с переменным графиком нагрузки. Соответственно инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий, для таких ЭП расчетная нагрузка определяется методом упорядоченных диаграмм, то есть с помощью коэффициентов использования и максимума. Однако значения этих коэффициентов для электроприемников шахт и рудников окончательно не определены, поэтому допускается рассчитывать электрические нагрузки методом коэффициента спроса k_c :

$$P_p = k_c \sum P_{ном.д},$$

где $\sum P_{ном.д}$ – суммарная установленная мощность ЭП участка без резервных и работающих только в ремонтную смену, кВт; k_c – коэффициент спроса, учитывающий одновременность работы электродвигателей, степень их загрузки, КПД, а также КПД электрической сети.

Значение k_c для участка с механизированными комплексами в очистном забое при наличии автоматической электрической блокировки очередности пуска электродвигателей, для которых коэффициент одновременности близкий к единице

$$k_c = 0,4 + 0,6 \frac{P_{max.д}}{\sum P_{ном.д}},$$

где $P_{max.д}$ – номинальная мощность наиболее мощного электродвигателя в группе, кВт.

Если уголь вынимается машинами с индивидуальной крепью, когда отсутствует блокировка очередности пуска электродвигателей, а также для подготовительных работ при любой механизации:

$$k_c = 0,29 + 0,71 \frac{P_{max.д}}{\sum P_{ном.д}}.$$

Расчетная мощность трансформатора определяется (кВА):

$$S_p = \frac{k_c \sum P_{ном.д}}{1,25 \cos \varphi_{cp}},$$

где $\cos \varphi_{cp}$ – средневзвешенный коэффициент мощности ЭП участка при их фактической нагрузке (его значение можно определить по коэффициентам мощности отдельных приемников с учетом их КПД. Однако на практике это сделать сложно, поскольку фактические нагрузки отдельных потребителей, значения их КПД и $\cos \varphi$ неизвестны. Для подготовительных и очистных участков на пологих пластах значение $\cos \varphi_{cp}$ можно принимать 0,6, а для очистных участков на крутых пластах – 0,7); 1,25 – коэффициент, уточняющий расчетную нагрузку участка.

По расчетной мощности принимают трансформатор с номинальной мощностью, равной либо ближайшей большей расчетной по стандартной шкале мощностей. Следует отдавать предпочтение ПУПП типов КТПВ и ТСВП.

Если на участке шахты применяется напряжение 660 В и получена мощность $S_p > 630$ кВА, то ЭП участка необходимо распределить по технологическим признакам на две группы и для каждой из них рассчитать и принять отдельную трансформаторную подстанцию.

Расчетная электрическая нагрузка РПП-6 кВ или ЦПП определяется:

$$\begin{aligned} P_{p.РПП} &= K_{ум} \sum P_{РПП}; & P_{p.ЦПП} &= K_{ум} \sum P_{p.РПП}; \\ Q_{p.РПП} &= P_{p.РПП} \operatorname{tg} \varphi_{cp}; & Q_{p.ЦПП} &= P_{p.ЦПП} \operatorname{tg} \varphi_{cp}; \\ S_{p.РПП(ЦПП)} &= \sqrt{P_{p.РПП(ЦПП)}^2 + Q_{p.РПП(ЦПП)}^2}, \end{aligned}$$

где $\sum P_{РПП}$ – суммарная электрическая нагрузка ЭП, подключенных к РПП-6 кВ, с учетом их коэффициентов спроса; $\sum P_{p.РПП}$ – суммарная расчетная нагрузка всех РПП-6 кВ, подключенных к ЦПП; $K_{ум}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки (для РПП-6 кВ при количестве ПУПП три и более он равняется 0,65...0,85, а для ЦПП – 0,75...0,9).

7.2 Выбор низковольтной кабельной сети

Кабельная сеть участка состоит из низковольтных (до 1140 В) кабелей, которые питают отдельные ЭП, магистрального кабеля, проложенного между ПУПП и низковольтным распределительным пунктом РПП-0,66 (1,14) кВ, и высоковольтного кабеля (6 кВ), по которому от РПП-6 кВ или ЦПП питается ПУПП.

Выбор кабельной сети сводится к определению таких сечений кабелей, которые, будучи экономичными, обеспечивали бы необходимый уровень напряжения на зажимах ЭП в разнообразных режимах их работы без перегрева сверх допустимой температуры. Расчет кабельной сети выполняется в такой последовательности:

- уточняют горно-геологические условия и применяемое на участке оборудование (комбайн, конвейер, крепь и др.);
- на плане горных работ расставляют оборудование для добычи и доставки угля;
- выбирают место установки ПУПП и РПП-0,66 (1,14) кВ и шаги их передвижки;
- определяют длину кабелей соответственно плану горных работ с учетом провиса кабелей (длину увеличивают на 10%);
- выбирают кабели по допустимой токовой нагрузке (нагреву) с учетом механической прочности (здесь и далее необходимые для проектирования электроснабжения справочные данные можно определить в литературе [7–9, 11]);
- проверяют кабельную сеть участка по допустимой потере напряжения в рабочем режиме, по условию допустимого уровня напряжения на зажимах электродвигателя при его пуске, перегрузке и затормаживании;
- проверяют кабельную сеть по условию термической стойкости к действию токов короткого замыкания.

По результатам расчетов принимают наибольшие значения сечений кабелей.

Для участковой кабельной сети проверку по экономической плотности тока обычно не выполняют, а механическую прочность учитывают при выборе кабелей для электродвигателей малой мощности, когда ток нагрузки незначителен, а условия эксплуатации кабеля тяжелые.

Выбирая сечение кабеля по нагреву, сначала принимают марку кабеля для данного ЭП по условиям эксплуатации, потом рассчитывают ток I_p кабеля. Для кабеля, питающего отдельный ЭП (например, комбайн), в качестве расчетного принимают такой ток, который отвечает часовой мощности двигателя при воздушном охлаждении, то есть

$$I_p = \frac{1000 P_{ном.д}}{\sqrt{3} U_{ном} \eta_{ном} \cos \varphi_{ном}},$$

где $\eta_{ном}$ и $\cos\varphi_{ном}$ – номинальные значения КПД и коэффициента мощности двигателя соответственно, $P_{ном.д}$ – номинальная мощность двигателя, кВт; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Если охлаждение двигателя водяное, то его номинальную мощность принимают для длительного режима S1.

Расчетный ток магистрального кабеля составит:

$$I_{p..м} = \frac{1000S_p}{\sqrt{3}U_{ном}}.$$

По таблице допустимых токовых нагрузок сравнивают расчетный ток с допустимым для данной марки кабеля. Принимают сечение кабеля, допустимый ток которого равняется или больше расчетного:

$$I_p \leq k_t I_{дон},$$

где k_t – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды.

Если отсутствуют данные о температуре воздуха в подземных выработках, то ориентировочно можно принимать температуру при глубине шахты до 100 м – 15 °С, от 100 до 200 м – 20 °С, от 200 до 450 м – 25 °С, а при глубине более 450 м – 30 °С.

При выборе сечений кабелей по нагреву рабочими токами при применении на крутых пластах комбайнов с кабелесбирателями барабанного типа нагрузки на гибкие кабели должно быть снижены по сравнению с номинальными на 30%. Выбранные сечения кабелей должны быть не меньше минимально допустимых по механической прочности. Для машин и электрических аппаратов, смонтированных на специальных тележках или входящих в состав энергопоезда, минимально допустимое сечение кабеля составляет 10 мм², а для отдельно установленных периодически перемещающихся машин и механизмов – 16 мм².

Далее проверяют сечение кабелей по допустимой потере напряжения. Полная потеря напряжения ΔU до ЭП в нормальном режиме работы состоит из потерь в трансформаторе ΔU_m , в магистральном кабеле $\Delta U_{к..м}$ и в кабеле ответвления $\Delta U_{к..о}$, питающем электродвигатель:

$$\Sigma \Delta U = \Delta U_m + \Delta U_{к..м} + \Delta U_{к..о}.$$

Полная потеря напряжения не должна превышать допустимого значения $\Delta U_{дон}$:

$$\Delta U_{дон} \geq \Sigma \Delta U. \quad (1)$$

Здесь

$$\Delta U_{дон} = U_0 - U_{мин},$$

где U_0 – напряжение на вторичной обмотке трансформатора в режиме холостого хода ($U_0 = 1,05U_{ном}$); $U_{мин}$ – минимальное допустимое напряжение на зажимах электродвигателей ($U_{мин} = 0,95U_{ном}$).

Допустимая потеря напряжения в участковой сети не должна превышать: при напряжении 380 В – 39, 660 В – 63 и 1140 В – 117 В.

При использовании минусовых зажимов (–5%) на стороне первичной обмотки трансформатора потери напряжения в участковой сети не должны превышать: при напряжении 380 В – 59, 660 В – 98 и 1140 В – 177 В.

Значение потери напряжения в трансформаторе ΔU_m при номинальной загрузке и $\cos\varphi = 1$ обычно приводится в справочниках. Потеря напряжения при загрузке, отличающейся от номинальной, и при $\cos\varphi < 1$, определяется (В):

$$\Delta U_m = \beta(u_a \cos\varphi_2 + u_p \sin\varphi_2)U_0 / 100,$$

где $\beta = S_p / S_{m.ном}$ – коэффициент загрузки трансформатора; φ_2 – угол сдвига фаз вторичной обмотки трансформатора; u_a , u_p – значение соответственно активной и реактивной составляющих напряжения короткого замыкания трансформатора (%):

$$u_a = \frac{P_{кз}}{S_m} 100; \quad u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2},$$

где $P_{кз}$ – потери мощности в режиме КЗ трансформатора, кВт; $S_{m.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; u_k – относительное значение напряжения КЗ, %.

Поскольку для всех ЭП участка кабели уже выбраны, то по допустимой токовой нагрузке определяют потерю напряжения в каждом из кабелей ответвления, а именно:

$$\Delta U_{к.о} = \sqrt{3} I_{к.о} (r_{к.о} \cos \varphi_{к.о} + x_{к.о} \sin \varphi_{к.о}),$$

где $I_{к.о}$ – расчетный ток отдельного ЭП, в кабеле которого определяется потеря напряжения, А; $r_{к.о}$, $x_{к.о}$ – активное и реактивное сопротивления соответствующего кабеля ответвления, Ом; $\cos \varphi_{к.о}$ – коэффициент мощности двигателя, в кабеле которого определяется потеря напряжения.

Потерю напряжения в магистральном кабеле $\Delta U_{к.м}$ также определяют по вышеприведенной формуле, но подставляя значения сопротивлений и тока нагрузки магистрального кабеля, а также средневзвешенного коэффициента мощности ЭП участка. Затем находят суммарную потерю напряжения. При выполнении условия (1) кабельная сеть участка удовлетворяет требованиям относительно потерь напряжения в нормальном режиме ее работы. Если условие не выполняется, то необходимо увеличить сечения кабеля ответвления или магистрального или принять два параллельно проложенных магистральных кабеля. В отдельных случаях необходимо увеличить сечение обоих кабелей, уменьшить шаг передвижки ПУПП или принять подстанцию большей мощности.

Выбранная сеть по нагреву и потере напряжения в нормальном режиме работы должна быть проверена по условиям пуска, перегрузки и затормаживания наиболее мощного и удаленного двигателя, имеющего наибольший момент нагрузки (чаще всего это двигатель комбайна).

Напряжение на зажимах электродвигателя комбайна при пуске составит (В):

$$U_{пуск} = \frac{U_0 - \Delta U_{н.р}}{1 + \sqrt{3} \frac{I_{пуск.д}}{U_{ном}} (\Sigma R \cos \varphi_{пуск} + \Sigma X \sin \varphi_{пуск})};$$

- при перегрузке:

$$U_{пер} = \frac{U_0 - \Delta U_{н.р}}{1 + 1,57 \frac{I_{ном.д}}{U_{ном}} \vartheta (\Sigma R + \Sigma X)};$$

- при затормаживании:

$$U_3 = \frac{U_0 - \Delta U_{н.р}}{1 + 0,87 \frac{I_{пуск.д}}{U_{ном}} (\Sigma R + \Sigma X)},$$

где $\cos \varphi_{пуск} = 0,5$ – коэффициент мощности при пуске двигателя; $\Delta U_{н.р}$ – потеря напряжения от других работающих ЭП в тех элементах сети, через которые получает питание запускаемый электродвигатель, В; $I_{ном.д}$, $I_{пуск.д}$ – соответственно номинальный и пусковой ток проверяемого двигателя, А; ϑ – кратность максимального момента электродвигателя; ΣR , ΣX – соответственно суммарное активное и индуктивное сопротивления сети (сопротивления трансформатора, магистрального и кабеля ответвления), Ом:

$$\Sigma R = r_m + r_{к.м} + r_{к.о}; \quad \Sigma X = x_m + x_{к.м} + x_{к.о}.$$

Активное сопротивление бронированных и гибких кабелей определяется так:

$$r_k = \rho \frac{L}{S},$$

где $\rho = 0,02 \text{ Ом мм}^2/\text{м}$ – удельное сопротивление меди (при температуре токопроводящей жилы 65°C); L – длина кабеля, м; S – сечение силовой жилы кабеля, мм^2 .

Активное и индуктивное сопротивления кабелей также определяют с учетом их удельного сопротивления:

$$r_k = r_0 L; \quad x_k = x_0 L,$$

где r_0, x_0 – соответственно удельное активное и индуктивное сопротивления одного километра кабеля, Ом/км .

Активное, индуктивное и полное сопротивления трансформатора соответственно:

$$r_m = \frac{P_{кз} U_0^2}{S_{т.ном}^2}; \quad x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2}; \quad z_m = \frac{u_k U_0^2}{100 S_{т.ном}}.$$

Значение $\Delta U_{н.р}$ рассчитывается так (В):

$$\Delta U_{н.р} = \frac{850}{U_{ном}} (r_m + x_m + r_{к.л} + x_{к.л}) \left(\sum P_{ном.д} - P_{ном.пуск} \right),$$

где $P_{ном.пуск}$ – номинальная мощность запускаемого электродвигателя, кВт.

Параметры электрической сети участка считаются удовлетворительными, если соблюдаются условия:

$$U_{пуск} \geq 0,8 U_{ном}; \quad U_{пер} \geq 0,85 U_{ном}; \quad U_3 \geq 0,85 U_{ном}.$$

Если при расчете не обеспечивается нужное значение напряжения на зажимах электродвигателей, то необходимо увеличить сечение гибкого или магистрального кабеля в границах, допустимых по условию подключения к коммутационным аппаратам, предусмотреть прокладку параллельных магистральных кабелей, приблизить ПУПП к забою или установить ПУПП большей мощности.

На термическую стойкость к действию токов КЗ кабеля проверяют с целью обеспечения пожарной безопасности при дуговых трехфазных коротких замыканиях:

$$I_{зп} \geq I_k^{(3)}, \quad (2)$$

где $I_{зп}$ – предельный кратковременный ток КЗ в кабеле; $I_k^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного КЗ в начале проверяемого кабеля.

Значение предельного тока зависит от скорости отключения максимальных токов КЗ принятыми защитными аппаратами. Составлена таблица предельно допустимых токов КЗ $I_{зп}$ для разных марок кабелей с медными жилами в зависимости от типов защитных аппаратов. Проверка сводится к сравнению тока трехфазного КЗ в начале выбранного кабеля с предельно допустимым током КЗ, приведенным в таблице, для принятой марки кабеля и типа защитного аппарата. Если условие (2) выполняется, то кабель выбран правильно. Если нагрузка кабеля, температура окружающей среды или тип защитного аппарата отличаются от табличных значений, то предельно допустимый ток КЗ в кабеле определяется так:

$$I_{зп} = \frac{k_{\beta i} c s}{\sqrt{t_n}},$$

где $k_{\beta i}$ – поправочный коэффициент на предельно допустимый ток КЗ в зависимости от степени загрузки кабеля β_k и температуры окружающей среды $t_{окр}$:

$$k_{\beta i} = 1 + \mu(t_{дл} - t_{окр})(1 - \beta_k^2),$$

где μ – коэффициент, зависящий от длительной температуры нагрева жил кабеля $t_{\text{дл}}$ и КЗ;
 c – коэффициент, учитывающий напряжение кабеля и конечную температуру нагрева его жил при КЗ; s – сечение кабеля; t_n – приведенное время отключения выключателя, то есть общее время действия основной защиты, установленной в ближайшем к точке КЗ месте, плюс время отключения выключателя.

Если условие (2) не выполняется, то следует принять кабель ближайшего большего сечения или повысить быстродействие защитной аппаратуры.

7.3 Расчет токов короткого замыкания в низковольтной сети

В трехфазных сетях переменного тока с изолированной нейтралью возможны двух- и трехфазные металлические короткие замыкания. Знание максимального значения трехфазного тока КЗ необходимо для выбора коммутационных аппаратов, а минимального значения двухфазного тока КЗ – для проверки выбранных уставок релейной защиты коммутационных аппаратов.

Токи КЗ рассчитывают в такой последовательности:

- составляют расчетную схему и схему замещения участковой сети (рис.51);
- на схеме замещения выбирают точки, в которых необходимо определить токи КЗ;
- определяют параметры элементов схемы замещения;
- рассчитывают токи короткого замыкания.

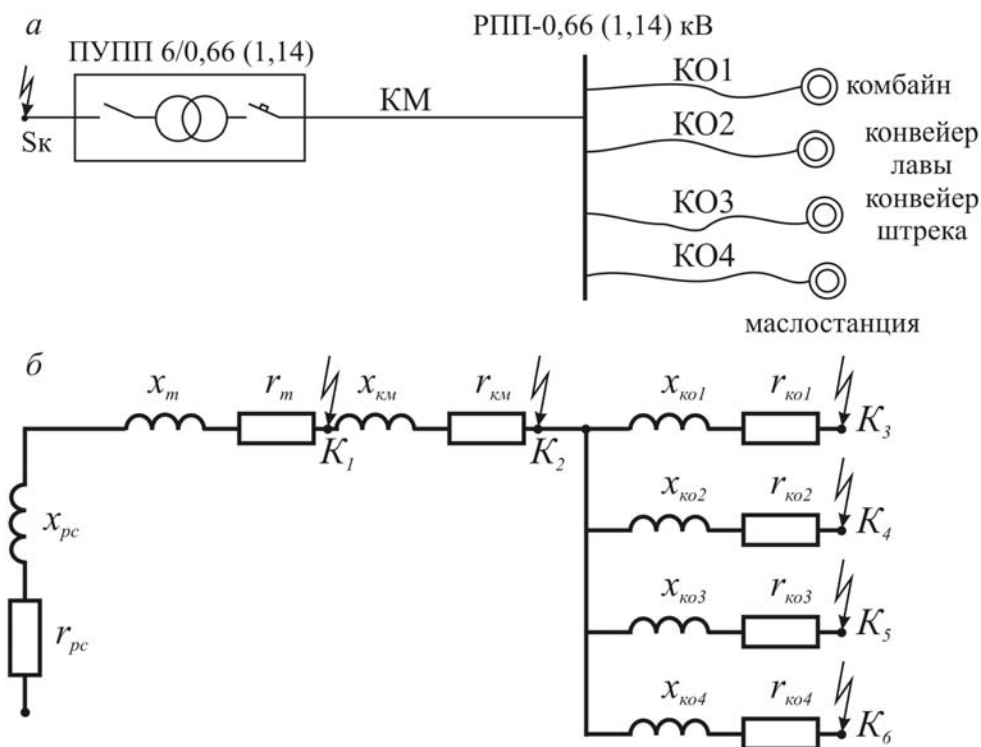


Рис.51. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) участковой сети

Трехфазный и двухфазный токи КЗ определяются:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_0}{\sqrt{3}Z}; \quad I_{\kappa}^{(2)} = \frac{0,95U_0}{2Z},$$

где U_0 – среднее номинальное напряжение ступени КЗ, принимается 0,135; 0,23; 0,4; 0,69 или 1,2 кВ; Z – эквивалентное сопротивление до точки КЗ, которое состоит из сопротивлений распределительной высоковольтной сети, трансформатора и кабелей, Ом:

$$Z = \sqrt{(r_{p.c} + r_m + r_{\kappa}l_{np})^2 + (x_{p.c} + x_m + x_{\kappa}l_{np})^2},$$

где $r_{p.c}$, $x_{p.c}$ – активное и индуктивное сопротивления распределительной высоковольтной сети соответственно; r_k , x_k – удельное активное и индуктивное сопротивления 1 км кабеля сечением 50 или 4 мм², Ом/км; l_{np} – приведенные к сечению 50 или 4 мм² длины кабельных линий до точки КЗ, км.

При этом допускается:

- не учитывать сопротивление распределительной сети 6 кВ при мощности участковых подстанций до 400 кВА включительно ($r_{p.c} = 0$; $x_{p.c} = 0$);
- принимать активное сопротивление высоковольтной распределительной сети равным нулю ($r_{p.c} = 0$) при мощности КЗ $S_k \geq 50$ МВА.

Активное и индуктивное сопротивления высоковольтной сети определяются:

$$r_{p.c} = \frac{1,1}{S_k} - 0,02; \quad x_{p.c} = \frac{U_0^2}{S_k},$$

где S_k – мощность КЗ на вводе ПУПП или на шинах ближайшего РПП-6 кВ, МВА.

Общее переходное сопротивление контактов принимают 0,005 Ом на один коммутационный аппарат, а удельное активное сопротивление кабеля сечением 50 мм² $r_k = 0,423$ Ом/км, индуктивное $x_k = 0,075$ Ом/км.

Приведенная длина кабельных линий l_{np} с учетом сопротивления контактов и элементов аппаратов, а также переходного сопротивления точки КЗ, составит:

$$l_{np} = l_1 k_{np1} + l_2 k_{np2} + \dots + l_n k_{np.n} + (n+1)l_3,$$

где $l_1, \dots, l_n$ – фактические длины кабелей с разными сечениями жил, км; $k_{np1}, \dots, k_{np.n}$ – коэффициенты приведения к сечению 50 или 4 мм²; n – количество коммутационных аппаратов, последовательно включенных в цепь КЗ от ПУПП; $l_3 = 0,015$ км – приведенная длина кабельной линии, эквивалентная переходным сопротивлениям коммутационных аппаратов и точки КЗ.

При определении тока КЗ в осветительных сетях учитывают сопротивления контактных соединений. Для этого к значению l_{np} добавляют длину кабеля l_0 сечением 4 мм², равную двойному количеству светильников и тройниковых муфт N , то есть $l_0 = 2N$.

7.4 Выбор пусковой и защитной аппаратуры

Автоматические выключатели выбирают по назначению, месту установки, номинальному току $I_{ном.а}$, номинальному напряжению $U_{ном.а}$ и проверяют по предельному току отключения $I_{отк.а}$.

Типоразмер АВ выбирают по таким условиям:

$$I_{ном.а} \geq I_{p.l}; \quad U_{ном} = U_{ном.p}; \quad I_{отк.а} \geq 1,2 I_K^{(3)}, \quad (3)$$

где $I_K^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ в месте установки выключателя; $U_{ном.p}$ – номинальное напряжение отключающей катушки независимого расцепителя АВ; $I_{p.l}$ – расчетный ток отходящей от аппарата линии.

Магнитные пускатели выбирают по такой же методике, как и АВ.

Если последовательно с пускателем включены другие защитные аппараты, то его предельную коммутационную способность проверяют по формуле:

$$I_{отк} \geq \frac{1,2 I_K^{(3)}}{n k}, \quad (4)$$

где n – количество последовательно включенных аппаратов, МТЗ которых должна срабатывать при токе $I_k^{(3)}$, но при этом следует согласовать ток уставки ближайшего коммутационного аппарата с предельным током отключения пускателя (см. п.7.5); k – коэффициент, зависящий от количества последовательно включенных аппаратов: $k = 1$ при $n = 2$ и $k = 1,1$ при $n = 3-4$.

Если отключающая способность выбранного выключателя или пускателя не удовлетворяет условиям (3) или (4), то для имеющегося в цепи другого группового защитного аппарата должно выполняться условие

$$I_k^{(3)} \leq \frac{I_{отк.гр}}{1,2}, \quad (5)$$

где $I_{отк.гр}$ – предельный ток отключения группового защитного аппарата.

Если ни один из защитных аппаратов не удовлетворяет условию (5), то нужно установить дополнительный аппарат, который бы удовлетворял этому требованию и условию (4). Автоматические выключатели, установленные в ПУПП и пусковых агрегатах, по предельному отключающему току не проверяют.

При комплектовании РПП-0,66 (1,14) кВ из АВ и магнитных пускателей, следует проверять их допустимость токовой нагрузки на вводные зажимы аппаратов, которая зависит от типоразмера аппарата и не должна превышать допустимых значений.

Магнитные станции управления выбирают по назначению, номинальному напряжению сети и номинальному рабочему току ввода, количеству силовых отходящих присоединений, номинальному току контакторов для управления электродвигателями забойного конвейера и комбайна и проверяют по способности отключить наибольший ток трехфазного короткого замыкания в месте ее установки по условию (3).

7.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Номинальные токи плавких вставок предохранителей и уставки срабатывания максимальных реле выбирают таким образом, чтобы избежать ошибочных срабатываний защиты при пуске асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором и обеспечить срабатывание защиты при минимально возможном токе КЗ (при токе двухфазного КЗ в наиболее удаленной точке защищаемого участка сети).

Уставка тока срабатывания максимальных реле I_y автоматических выключателей, магнитных пускателей, станций управления рассчитывается следующим образом.

Для защиты:

- магистрального кабеля

$$I_y \geq I_{пуск.д} + \Sigma I_{ном.ост};$$

- единичного двигателя

$$I_y \geq I_{пуск.д};$$

- ответвлений при одновременном пуске двигателей

$$I_y \geq \Sigma I_{пуск.д};$$

- осветительной сети с лампами накаливания

$$I_y \geq 3I_{ном.ос};$$

- осветительной сети с люминесцентными лампами

$$I_y \geq 1,25I_{ном.ос},$$

где $\Sigma I_{ном.ост}$ – сумма номинальных токов всех двигателей, кроме наиболее мощного, который запускается; $I_{ном.ос}$ – номинальный ток осветительной сети.

Если нет данных о номинальных значениях пусковых токов двигателей, то эти значения с достаточной для практических целей точностью для двигателей с короткозамкнутым ротором можно принять в 5 – 6 раз больше номинального тока, а для двигателей с фазным ротором – в 2,0 – 3,0 раза.

Значения уставок тока срабатывания максимальных защит аппаратов на стороне первичной обмотки для защиты вторичной обмотки осветительных трансформаторов ТШ и трансформаторов, вмонтированных в пусковые агрегаты, рассчитываются так:

- для трансформаторов, питающих осветительную сеть с лампами накаливания

$$I_y \geq \frac{3I_{ном.ос}}{k_m};$$

- для трансформаторов, питающих люминесцентные светильники

$$I_y \geq \frac{1,25I_{ном.ос}}{k_m};$$

- для трансформаторов, вмонтированных в агрегаты АПШ,

$$I_y \geq (1,2 - 1,4) \frac{(I_{пуск.д} + \Sigma I_{ном.ос})}{k_m},$$

где k_m – коэффициент трансформации, который составляет 4,96 при преобразовании напряжения 660/133 В и 2,85 при 380/133 В.

По полученным значениями принимают рассчитанную или ближайшую большую стандартную уставку соответствующего аппарата защиты.

Выбранную уставку тока срабатывания защиты проверяют по расчетному току двухфазного КЗ в наиболее удаленной точке защищаемого участка сети, а при защите вторичной обмотки осветительных трансформаторов – на стороне вторичной обмотки. При этом отношение (кратность) расчетного тока двухфазного КЗ к уставке тока срабатывания защиты I_y должно удовлетворять условию:

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_y} \geq k_{\kappa} = 1,5, \quad (6)$$

где k_{κ} – коэффициент чувствительности защиты.

По согласованию с главным энергетиком структурного подразделения, для магистралей и ответвлений, выполненных бронированными и экранированными кабелями, допускается снижение коэффициента чувствительности до 1,25.

Если АВ защищает пускатель, отключающая способность которого не отвечает условиям (3) или (4), то уставку его защиты необходимо согласовать с предельным током отключения магнитного пускателя $I_{отк.пус}$, то есть

$$I_{y.АВ} \leq \frac{I_{отк}}{1,2 k_{\kappa}} = \frac{I_{отк}}{1,2 \cdot 1,5} = 0,55 I_{отк.пус}. \quad (7)$$

Если условие (7) не выполняется, то перед проверяемым аппаратом необходимо установить дополнительный аппарат, который удовлетворяет условиям (3) и (4).

При защите предохранителями номинальный ток плавкой вставки определяется:

- для магистрали

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{пуск.д}}{1,6 - 2,5} + \Sigma I_{ном.ост};$$

- для ответвления, питающего двигатель с короткозамкнутым ротором

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{пуск.д}}{1,6 - 2,5};$$

- для осветительной нагрузки

$$I_{\epsilon} \geq I_{\text{ном.осв}},$$

где $I_{\text{пуск.д}}$ – номинальный пусковой ток самого мощного электродвигателя магистрали; $\Sigma I_{\text{ном.ост}}$ – сумма номинальных токов остальных ЭП магистрали; 1,6 – 2,5 – коэффициенты отстройки от пусковых токов; $I_{\text{ном.осв}}$ – номинальный ток осветительной нагрузки.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей, вмонтированных в аппараты на стороне первичной обмотки осветительных трансформаторов, определяется:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{(1,2 - 1,4) I_{\text{ном.осв}}}{k_m}.$$

Принимают вставку, номинальный ток которой равняется расчетному или ближайшую большую. Выбранную плавкую вставку проверяют по расчетному минимальному току двухфазного КЗ $I_{\kappa}^{(2)}_{\min}$ в наиболее отдаленной точке защищаемого участка сети на стороне вторичной обмотки трансформатора.

Отношение (кратность) тока КЗ $I_{\kappa}^{(2)}_{\min}$ к номинальному току плавкой вставки должно удовлетворять таким условиям:

- для электродвигателей

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}_{\min}}{I_{\epsilon}} \geq 4 - 7;$$

Согласно с ПБ кратность "4" допускается в сетях напряжением 380 – 1140 В, где нужна плавкая вставка на номинальные токи 160 и 200 А, а также в сетях напряжением 127 и 220 В независимо от значения тока плавкой вставки;

- для трансформаторов с одинаковой схемой соединения обмоток

$$\frac{I_{\kappa \min}^{(2)}}{k_m I_{\epsilon}} \geq 4;$$

- для трансформаторов с разными схемами соединения обмоток

$$\frac{I_{\kappa \min}^{(2)}}{\sqrt{3} k_m I_{\epsilon}} \geq 4.$$

Если коэффициент чувствительности защиты меньше приведенных значений, то для увеличения тока КЗ необходимо:

- принять большее сечение магистрального кабеля или кабеля ответвления;
- предусмотреть прокладку параллельных магистральных кабелей;
- приблизить трансформаторную подстанцию к РПП-0,66 (1,14) кВ, уменьшив длину магистрального кабеля;
- принять трансформаторную подстанцию большей мощности.

В каждом конкретном случае необходимо принимать наиболее экономически выгодный вариант.

7.6 Выбор высоковольтной кабельной сети

Сечение высоковольтного кабеля для подземных сетей выбирают по:

- допустимой токовой нагрузке (по нагреву рабочими токами);
- допустимой потере напряжения;
- термической стойкости к действию токов КЗ;
- экономической плотности тока (для линий со сроком службы более 3–5 лет).

По результатам расчетов принимают большее из полученных значений сечений.

Порядок выбора по трем первым условиям рассмотрен выше (п.7.2). Однако при проверке подземной высоковольтной кабельной сети по потере напряжения в нормаль-

ном режиме работы следует учитывать то, что при напряжении холостого хода вторичной обмотки трансформатора ГПП шахты $U_0 = 6600$ В, допустимая потеря напряжения составляет 600 В или 10% от номинального уровня 6000 В. Учитывая потери напряжения в трансформаторе ГПП на уровне 4% от номинального, допускаем общую потерю напряжения между ГПП и ПУПП на уровне 6% (учитывая 2% потерь напряжения в ствольных кабелях, а иногда и в реакторах). Поэтому потеря напряжения в кабельной сети между ЦПП и ПУПП не должна превышать 4% от номинального или 240 В.

Общую потерю напряжения в подземной высоковольтной кабельной сети определяют по формуле (В):

$$\Sigma \Delta U_{вк} = \sum_{i=1} \sqrt{3} I_{p.i} (r_{вк.i} \cdot \cos \varphi_{вк} + x_{вк.i} \cdot \sin \varphi_{вк}),$$

где $I_{p.i}$, $r_{вк.i}$, $x_{вк.i}$ – соответственно расчетный ток (А), активное и реактивное сопротивление (Ом) i -го высоковольтного кабеля; $\cos \varphi_{вк}$ – коэффициент мощности для подземных ЭП (допускается принять 0,6–0,7).

При этом должно выполняться условие: $\Sigma \Delta U_{вк} \leq 240$ В.

Экономически целесообразное сечение кабеля определяют по его расчетному току I_p , то есть

$$S_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}},$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Принимается кабель с ближайшим стандартным сечением силовой жилы.

Расчетный ток высоковольтного кабеля определяется в зависимости от элемента схемы, который он запитывает (ЦПП, РПП-6 кВ или ПУПП):

$$I_p = \frac{S_{p.РПП(ЦПП)}}{\sqrt{3}U_{ном}} \text{ или } I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}}.$$

7.7 Расчет токов короткого замыкания в высоковольтной сети

Знание значений токов КЗ в подземных сетях 6 кВ необходимо для выбора комплектных распределительных устройств, средств ограничения токов КЗ, проверки выбранных кабелей 6 кВ на термическую стойкость, а также для настройки средств защиты и системной автоматики. Рекомендуются такой порядок расчета:

- составляется однолинейная расчетная схема высоковольтной сети;
- по расчетной схеме составляется схема замещения (рис.52);
- на схеме замещения выбираются точки КЗ;
- определяются значения сопротивлений всех элементов схемы;
- определяются значение результирующих сопротивлений до точек КЗ;
- рассчитываются значения токов КЗ в расчетных точках.

Отраслевые Правила безопасности допускают упрощенный расчет токов КЗ.

Ток трехфазного и двухфазного КЗ определяют по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_0}{\sqrt{3} \sqrt{(\Sigma X)^2 + (\Sigma R)^2}}; \quad I_k^{(2)} = \frac{0,95 U_0}{2 \sqrt{(\Sigma X)^2 + (\Sigma R)^2}},$$

где $U_0 = 6,3$ (3,15) кВ – напряжение ступени КЗ; $\Sigma X = x_c + x_{вк}$ – индуктивное сопротивление цепи КЗ; x_c – индуктивное сопротивление энергосистемы, определяемое мощностью КЗ на шинах ЦПП; ΣR – активное сопротивление цепи КЗ, можно принимать равным активному сопротивлению кабельных линий.

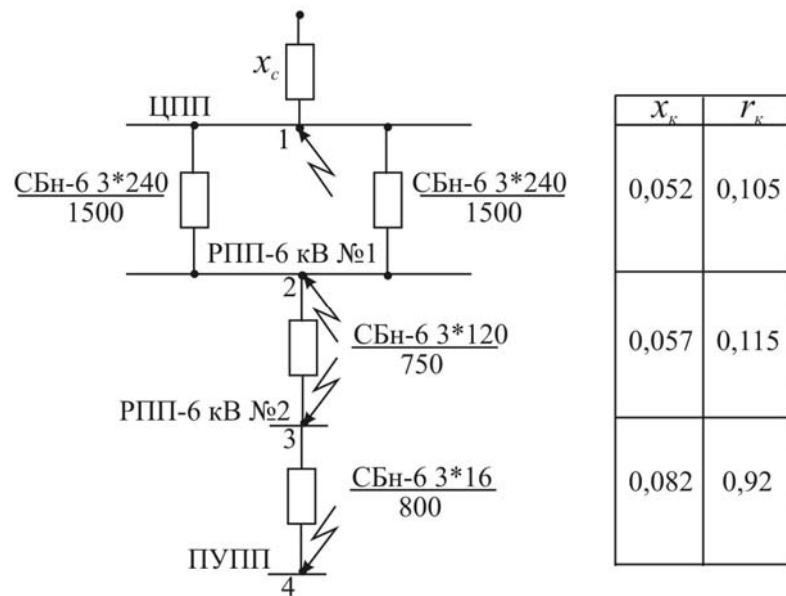


Рис.52. Пример составления схемы замещения сети 6 кВ

Мощность трехфазного КЗ в подземной сети:

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} I_k^{(3)} U_0.$$

Величина $S_k^{(3)}$ не должна превышать предельно допустимых значений отключающей мощности высоковольтных КРУ: КРУВ-6 – 100 МВА, РВД-6 – 50 МВА.

7.8 Выбор высоковольтных комплектных распределительных устройств

Высоковольтная ячейка (КРУ) выбирается по назначению в системе электроснабжения (вводная, секционная, отходящих присоединений) и по месту установки. Типоразмер ячейки принимается по условиям:

- номинальное напряжение КРУ должно отвечать напряжению сети, а именно:

$$U_{ном.КРУ} = U_{ном};$$

- номинальный ток КРУ должен быть не меньше длительного расчетного тока нагрузки I_p , присоединенной к нему:

$$I_{ном.КРУ} \geq I_p.$$

Для ячеек вводных и отходящих присоединений расчетный ток I_p равняется сумме номинальных токов нагрузки, которые протекают через КРУ.

Для ячеек, предназначенных для подключения асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором напряжением 6 кВ, расчетный ток принимается равным номинальному току двигателя.

Для ячеек, предназначенных для присоединения трансформатора, расчетный ток принимается не меньше номинального тока первичной обмотки трансформатора. Принимают КРУ, номинальный ток которого равен или ближайший больший расчетного.

Ток отключения КРУ $I_{отк.КРУ}$ (мощность $S_{отк.КРУ}$) должен равняться или быть больше трехфазного тока КЗ (мощности КЗ) в месте его установки, а именно:

$$I_{отк.КРУ} \geq I_k^{(3)} \text{ или } S_{отк.КРУ} \geq S_k^{(3)}.$$

Для принятых ячеек выбирают уставки срабатывания максимальной защиты с токовыми реле мгновенного действия, включенными по схеме неполной звезды:

$$I_{с.р} = \frac{k_{омс} I_{max}}{k_{m.m}}; \quad I_y \geq I_{с.р};$$

$$I_{cp.1} = k_{m.m} I_y; \quad k_q = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{k_m I_{cp.1}},$$

где $I_{c.p}$ – расчетный ток срабатывания реле; $k_{omc} = 1,2 - 1,4$ – коэффициент отстройки защиты; $k_{m.m}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока; I_y – ток уставки реле; $I_{cp.1}$ – первичный ток срабатывания защиты; k_m – коэффициент трансформации силового трансформатора ПУПП; k_q – коэффициент чувствительности защиты.

Максимальный ток I_{max} линии, которая защищается и питает ПУПП:

$$I_{max} = I_{т.ном} + \frac{I_{пуск.д}}{k_m},$$

где $I_{т.ном}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора; $I_{пуск.д}$ – пусковой ток наиболее мощного двигателя, присоединенного к подстанции.

При защите токовыми реле, которые шунтируются сопротивлениями во время пуска электродвигателей, принимаются такие уставки:

- при $I_{ном.д} < I_{ном.КРУ} - I_y = 5$ А;
- при $I_{ном.д} = (0,9-1,0) I_{ном.КРУ}$ допускается принимать $I_y = 7$ А.

$$I_{cp.1} = k_{m.m} I_y; \quad k_q = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{k_{ш} I_{cp.1}},$$

где $k_{ш}$ – коэффициент шунтирования, равный 7,5.

Коэффициент чувствительности МТЗ должен отвечать таким требованиям:

- для трансформаторов с одинаковыми схемами соединения первичной и вторичной обмоток (например Δ/Δ , Y/Y и др.)

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{k_m I_{cp.1}} \geq 1,5;$$

- для трансформаторов с разными схемами соединения обмоток:

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{\sqrt{3} k_m I_{cp.1}} \geq 1,5,$$

где $I_{\kappa}^{(2)}$ – двухфазный ток КЗ на стороне вторичной обмотки трансформатора.

Для защит, которые устанавливаются на питающих линиях ЦПП и РПП-6 кВ, коэффициент чувствительности должен быть не менее 2,0.