

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

сборник учебно-методических материалов

для направления подготовки

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Благовещенск, 2017

*Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета*

Составители: Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г.

Электроснабжение: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки
13.03.01 и 13.03.02. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017.

© Амурский государственный университет, 2017

© Кафедра энергетики, 2017

© Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г., составление

Содержание

1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЛЕКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА	3
2 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ	97
3 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ	129
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	148

1 КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ ЛЕКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА

Тема 1. Общая характеристика проектируемого объекта

Если задание выдано на конкретный объект, непосредственно занятый в процессе производства (промышленного, сельскохозяйственного), или же объект городского хозяйства, то необходимо охарактеризовать географическое положение объекта, дать природно-климатическую характеристику, его производственные связи с другими предприятиями, организациями, народнохозяйственное значение. Имеются ли рядом расположенные предприятия, жилые массивы или сельские районы, электроснабжение которых возможно осуществить от подстанций проектируемого предприятия.

Необходимо рассмотреть структуру предприятия, общие сведения о характере производства и выпускаемой продукции или оказываемых услугах, а также ожидаемой годовой производительности предприятия в натуральном выражении (тонны, метры, штуки и т.д.). Число смен и число часов работы в смену.

Если задание выдано на вновь проектируемый объект и данных о характере производства, взаимосвязи с другими народнохозяйственными объектами отсутствуют, необходимо воспользоваться информацией об аналогичных объектах, сведения о которых приведены в опубликованной литературе, Интернете.

Независимо от характера выданного задания, необходимо рассмотреть технологию производства продукции предприятия. Взаимосвязь цехов или отдельных его подразделений в общем процессе производства. Для действующего предприятия необходимо представить характеристику его экономической деятельности: энерговооруженность, структуру энергетических мощностей, их связи в процессе производства и достаточно полную информацию конкретного производства.

В сжатом виде (в виде функциональной схемы) желательно описать модель производства, с учётом возможности участия в электропотреблении субабонентов. Это необходимо для последующего синтеза и анализа проектируемой системы электроснабжения.

Необходимо также учесть возможные перспективы развития производства (городского хозяйства) на ближайшие 10 лет, то есть, возможное возрастание электропотребления производством (населением).

Особое внимание необходимо уделить особым требованиям, предъявляемым к электрооборудованию в производственных помещениях (высокая влажность, температурный режим, химическая агрессивность пожаро- и взрывоопасность, запыленность, наличие вибраций, тряски, ударов, перемещений в пространстве и т.п.), то есть охарактеризовать категории помещений цехов предприятия.

В этой же теме необходимо подробно осветить исходные данные, полученные при выдаче задания на проектирование: характеристика электроприемников, их номинальная установленная мощность, при этом, необходимо отобразить генеральный план объекта проектирования с нанесением исходных данных, необходимых для дальнейшего проектирования.

В том случае, когда проектирование системы электроснабжения осуществляется для реально существующего объекта, уже имеющего систему электроснабжения, необходимо дать её развернутую характеристику. То есть, на каком расстоянии находится система от ГПП предприятия, характеристику ГПП, отходящих от неё ЛЭП, распределительных пунктов, цеховых или потребительских подстанций. Дать оценку существующей системе электроснабжения, отметив её достоинства и недостатки.

Тема 2. Определение расчетной нагрузки

Выбор метода расчета электрических нагрузок производится в зависимости от принадлежности проектируемого объекта к той или иной отрасли (промышленное предприятие, микрорайон города, сельскохозяйственный район, сельский населённый пункт).

2.1. Определение расчетной нагрузки промышленных предприятий

2.1.1. Виды электрических нагрузок

Основой для определения расчетных нагрузок является номинальная мощность электроприемников рассматриваемого объекта проектирования. Номинальная (установленная) мощность одного ЭП - мощность, обозначенная на заводской табличке или в его паспорте. Применительно к агрегату с многодвигательным приводом под номинальной мощностью подразумевают наибольшую сумму номинальных мощностей одновременно работающих двигателей. При этом, групповая номинальная (установленная) активная мощность - сумма номинальных активных мощностей группы ЭП:

$$P_n = \sum_1^n p_n, \quad (2.1)$$

где n - число электроприемников.

Номинальная реактивная мощность одного ЭП q_n - реактивная мощность, потребляемая из сети или отдаваемая в сеть при номинальной активной мощности и номинальном напряжении, а для синхронных двигателей - при номинальном токе возбуждения. Групповая номинальная реактивная мощность - алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей входящих в группу ЭП

$$Q_n = \sum_1^n q_n = \sum_1^n p_n \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности.

При разработке проекта электроснабжения промышленного предприятия необходимо определить максимальную мощность, передачу которой требуется обеспечить для нормальной работы объекта. В зависимости от этого значения, которое и называется **расчётной нагрузкой**, выбирается источник питания и всё оборудование электрической сети (линии, трансформаторы, распределительные устройства). Таким образом, определение расчётных нагрузок является важным этапом при проектировании любой системы электроснабжения. Максимальная мощность, потребляемая группой приёмников, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приёмников. Это объясняется неполной загрузкой электроприёмников и несовпадением по времени их максимальной загрузки. Следует также учитывать неравномерность распределения этих нагрузок по фазам питающей сети. Следовательно, при расчёте потребляемой мощности необходимо анализировать графики нагрузок.

Графиком нагрузки называется кривая изменения тока (мощности), потребляемых в процессе работы. В расчётах удобнее пользоваться графиками активной нагрузки.

Рассмотрим групповой график нагрузки за наиболее загруженную смену, т.е. за смену, характеризующую наибольшим потреблением электроэнергии. Именно такие графики служат основой для анализа показателей нагрузки.

Для разработки систем электроснабжения требуется определять следующие нагрузки (рис. 2.1):

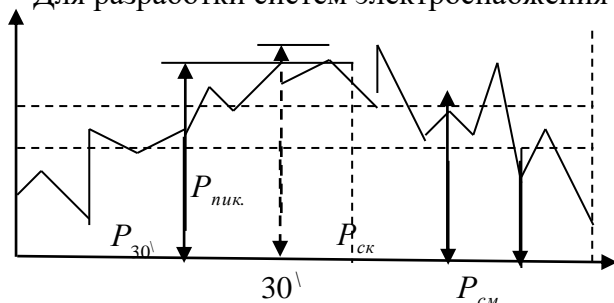


Рис. 2. 1. Групповой график $P(T)$

На графике показаны значения активной нагрузки P переменного характера, которые требуется определять для расчётов систем электроснабжения: средняя нагрузка $P_{см}$, средняя квадратичная нагрузка $P_{ск}$, пиковая нагрузка $P_{пик}$, максимальная нагрузка 30-ти минутной продолжительности $P_{30'}$.

Средней нагрузкой $P_{см}$ называется такая нагрузка, работая с которой в течении определённого промежутка времени (смена, сутки, год), потребитель потреблял бы то же количество энергии, которое он потребляет в действительности при неравномерной нагрузке. Эта нагрузка легко определяется по показаниям счётчика за интервал времени T . Например, средняя нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$P_{см.} = \frac{\mathcal{E}_a}{T_{см.}}; Q_{см.} = \frac{\mathcal{E}_p}{T_{см.}}; I_{см.} = \frac{\sqrt{P_{см.}^2 + Q_{см.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.3)$$

где $\mathcal{E}_a, \mathcal{E}_p$ - соответственно активная и реактивная энергии за время смены $T_{см.}$; $I_{см.}$ - среднее значение силы тока; U_n - номинальное напряжение.

Средняя квадратичная нагрузка $P_{ск}$ за интервал времени T определяется из ступенчатого графика нагрузки:

$$P_{ск.} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(T) dt} \approx \sqrt{\frac{P_1^2 T_1 + P_2^2 T_2 + \dots}{T_1 + T_2 + \dots}}, \quad (2.4)$$

где P_1, P_2 - фактическая нагрузка единичного потребителя; T_1, T_2 - фактическое время работы потребителя.

По средней квадратичной мощности рассчитываются потери мощности, оценивается эффект снижения потерь мощности в сетях, а также выбирается элемент электрической сети с нестабильной нагрузкой (например, в электрических сетях, питающих сварочные агрегаты).

Максимальная нагрузка заданной продолжительности представляет собой наибольшее её значение из всех значений за заданный промежуток времени. Например, P_{30} - максимальная нагрузка получасовой продолжительности, остальные получасовые интервалы нагрузки за всю смену менее загружены.

Максимальная кратковременная нагрузка продолжительностью несколько секунд называется пиковой нагрузкой. По $P_{пик}$ проверяют колебания напряжения, выбирают уставки защиты, плавкие вставки предохранителей.

Расчётную нагрузку определяют как максимальную усреднённую за определённый интервал времени нагрузку.

Расчетная активная P_p и реактивная Q_p мощности это мощности, соответствующие такой неизменной токовой нагрузке I_p , которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему возможному тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения. Вероятность превышения фактической нагрузки над расчетной не более 0,05 на интервале осреднения, длительность которого принята равной трем постоянным времени нагрева элемента системы электроснабжения $3T_0$, через который передается ток нагрузки (кабеля, провода, шинпровода, трансформатора и т. д.).

Для одиночных ЭП расчетная мощность принимается равной номинальной, для одиночных ЭП повторно-кратковременного режима - равной номинальной, приведенной к длительному режиму.

Длительность этого интервала зависит от постоянной времени нагрева проводников τ . Время нагрева (T) обычно принимается равным трём постоянным: $T = 3\tau$.

Установлено, проводники малых и средних сечений имеют постоянную времени нагрева около 10 минут. Вследствие этого интервал усреднения расчётной максимальной нагрузки обычно принимают, равным 30 мин.

Поэтому расчётную нагрузку (P_p) для выбора проводников и аппаратов электрической сети принимают равной получасовому максимуму, т.е. $P_p = P_{30}$.

Для мощного электрооборудования и проводников более крупного сечения $\tau \geq 10 \text{ мин}$. поэтому их выбор по P_{30} даёт несколько завышенное значение сечения токоведущих частей. Однако "Руководящие указания по электроснабжению промышленных предприятий" допускают это как некоторый запас.

Для силовых трансформаторов $\tau = 1,5 - 3$ и более. Соответственно и интервал усреднения принимается, равным 4,5...9 час. Поэтому за расчётную нагрузку при выборе трансформаторов принимают среднюю нагрузку за максимально загруженную смену.

$$P_{p.m.p.} = P_{см.}$$

2.1.2. Показатели графиков электрических нагрузок

При проектировании электроснабжения новых предприятий графики нагрузки – отсутствуют. Поэтому необходимо пользоваться расчётными характеристиками, полученными на действующих предприятиях того же профиля и приведёнными в справочной литературе. Такие безразмерные расчетные коэффициенты получили название *показателей графиков* электрических нагрузок. Рассмотрим основные из них.

Коэффициент использования – характеризует использование мощности приёмников, по сравнению с их номинальной мощностью отдельного электроприемника k_u или группы ЭП K_u и представляет собой отношение средней активной мощности отдельного ЭП p_c или группы ЭП P_c за наиболее загруженную смену к ее номинальному значению:

$$K_{II} = \frac{P_{см}}{P_H} = \frac{P_1 T_1 + P_2 T_2 + \dots + P T}{P_H (T_1 + T_2 + \dots + T + T_{науз.})} = \frac{\mathcal{E}_a}{\mathcal{E}_{наиб.}} \quad (2.5)$$

В справочных материалах, содержащих расчетные коэффициенты для определения электрических нагрузок промышленных предприятий, значения коэффициентов использования приведены по характерным (однородным) категориям ЭП. К одной характерной категории относятся ЭП, имеющие одинаковое технологическое назначение, а также одинаковые верхние границы возможных значений k_u и коэффициентов реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Например, сверлильные станки относятся к характерной категории "металлорежущие станки", которая представлена в справочных материалах расчетными коэффициентами $k_u = 0,14$ и $\text{tg}\varphi = 2,3$. Это означает, что активная и реактивная средняя (за максимально загруженную смену) мощность любого станка, относящегося к указанной категории может быть выше $p_c = p_n k_u$ и $q_c = p_n k_u \text{tg}\varphi$ с вероятностью превышения не более 0,05. Значение коэффициента использования для большинства промышленных электроприемников представлены в таблице П1.1 Приложения 1.

При определении K_u группы электроприемников как средневзвешенного справочного значения характерных категорий произведение $K_u P_H$ не должно рассматриваться как среднее значение ожидаемой нагрузки, так как в нем не учтен фактор снижения расчетных значений K_u при увеличении числа электроприемников в группе. Указанный фактор учитывается в номограмме (см. рис. 2.2).

Прежде чем рассматривать следующий показатель графиков нагрузки, необходимо рассмотреть такое понятие, как *эффективное число электроприемников*, без которого невозможно обойтись при определении расчетных нагрузок отдельных групп электроприемников или в целом цехов предприятий.

Эффективное число электроприемников n_ε , - это такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности электроприемников. Величину n_ε рекомендуется определять по следующему выражению:

$$n_\varepsilon = \frac{\left(\sum_1^n P_{Hi} \right)^2}{\sum_1^n P_{Hi}^2} = \frac{P_{уст.}^2}{\sum_1^n P_{Hi}^2}, \quad (2.6)$$

где $P_{уст.} = \sum_1^n P_{Hi}$ - суммарная номинальная, т.е. установленная мощность приёмников электроэнергии.

Если в группе все приёмники имеют одинаковую P_n , то $n_{\Sigma} = n$.

Существуют упрощённые способы определения эффективного числа электроприёмников:

- 1) Принимается $n_{\Sigma} = n$, если самый большой и самый маленький приёмники данной группы различаются по мощности не более чем в 3 раза. При этом самые мелкие приёмники (в пределах 5% P_n) группы в расчёт не принимаются.
- 2) В целом, эффективное число электроприёмников можно определять по упрощённой формуле:

$$n_{\Sigma} = 2 \cdot \frac{P_{\text{усм.}}}{P_{HM}}, \quad (2.7)$$

где P_{HM} – номинальная мощность самого крупного приёмника электроэнергии в группе.

Следующим показателем графиков нагрузки является **коэффициент расчетной мощности K_p** , который представляет собой отношение расчетной активной мощности P_p к значению $K_u P_n$ группы ЭП:

$$K_p = P_p / K_u P_n. \quad (2.8)$$

Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки.

Нормативными материалами принимаются следующие значения постоянной времени нагрева:

$T_o = 10$ мин - для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 2.2 или номограмме (см. рис. 2.2);

$T_o = 2,5$ ч - для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 2;

$T_o \geq 30$ мин - для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность для этих элементов определяется при $K_p = 1$.

Коэффициент спроса группы ЭП K_c – это отношение расчётной мощности P_p к суммарной номинальной мощности:

$$K_c = P_p / P_n. \quad (2.9)$$

Следует отметить, что *применение коэффициента спроса для расчётов нагрузки оправдано при больших значениях n_{Σ} , т.е. при расчётах нагрузок крупного участка, цеха, предприятия.*

Значения коэффициентов спроса для некоторых потребителей приведены в таблице П1.2 Приложения 1.

Коэффициент одновременности K_o - отношение расчетной мощности на шинах 6 - 10 кВ к сумме расчетных мощностей потребителей, подключенных к шинам 6 - 10 кВ РП, ГПП

$$K_o = P_{p\Sigma} / \Sigma P_p \quad (2.10)$$

Этим показателем пользуются, как правило, при определении расчетной нагрузки на шинах 6-10 кВ РП, ГПП. Значения этого коэффициента представлены в табл. П1.3 Приложения 1.

Необходимо отметить, что при определении расчетной нагрузки на шинах ГПП, необходимо учитывать сдвиг во времени максимумов нагрузки различных цехов, приводящих к снижению максимума нагрузки предприятия. Это учитывается **коэффициентом разновременности максимумов нагрузки ($K_{p.m.}$)**, который представляет собой отношение суммарного расчётного максимума нагрузки всего предприятия P_p к сумме расчётных максимумов всех цехов, замеренных для каждого цеха отдельно:

$$K_{p.m.} = \frac{P_p \Sigma}{\Sigma P_p}. \quad (2.11)$$

Приближённо для системы внутреннего электроснабжения предприятия $K_{p.m.} = 0,85 \dots 1$.

В результате учёта коэффициента $K_{p.m.}$ расчётная нагрузка предприятия снижается, но она не может быть ниже средней за максимально загруженную смену $P_{см.}$

Определение различных коэффициентов и значений электрической нагрузки базируется на том, что при расчёте известна *номинальная мощность каждого приёмника* (P_n) – обозначенная на его щитке или в паспорте, длительно допустимая по нагреву мощность. Вместе с этим, в цехах промышленных предприятий, наряду с приемниками длительно-номинального режима работы могут присутствовать и такие приемники, режим работы которых отличается от длительного режима. Режим работы таких приемников называется *повторно-кратковременным*.

Для приёмников повторно-кратковременного режима (ПКР) на заводской паспортной табличке указывается мощность при неравномерной нагрузке, когда кратковременные рабочие периоды чередуются с паузами, а длительность рабочего времени T_p и пауз T_0 в каждом цикле работы не превышает 10 мин. Работа приемников ПКР характеризуется показателем, который называется **продолжительностью включения** ($ПВ_{насп.}$):

$$ПВ_{насп.} = \frac{T_p}{T_p - T_0} \cdot \quad (2.12)$$

Чтобы поставить сети, питающие приёмники ПКР, в равные по нагреву условия с приёмниками длительного включения с постоянной нагрузкой, необходимо привести нагрузку ПКР к номинальной длительной мощности при $ПВ=100\%$ по следующим формулам:

- для двигателей ПКР (краны, тельферы, подъёмники и т.п.) $P_H = P_{насп.} \cdot \sqrt{ПВ_{насп.}}$;
- для трансформаторов сварочных аппаратов, где задаётся мощность трансформатора $S_{насп.}$

$$P_H = S_{насп.} \cdot \sqrt{ПВ_{насп.} \cdot \cos \varphi_{насп.}} \quad , \quad (2.13)$$

- где $\cos \varphi$ - коэффициент мощности сварочного трансформатора по паспорту.

Под номинальной реактивной нагрузкой электроприёмника понимается потребляемая им индуктивная (со знаком плюс) мощность или отдаваемая в сеть синхронными двигателями, работающими с перевозбуждением (со знаком минус), реактивная мощность при номинальном значении активной нагрузки, напряжения и коэффициента мощности. В среднем коэффициент мощности силовых установок, не имеющих синхронных двигателей, равен 0,5...0,7 Синхронные двигатели учитываются как источники реактивной мощности.

2.1.3. Последовательность расчёта электрических нагрузок

Определение расчетных нагрузок промышленных потребителей производится обычно в два этапа.

На *первом* определяется нагрузка отдельных электроприемников, цехов и производственных участков, а также, всего предприятия. На этом этапе расчета предполагают отсутствие источников реактивной мощности в СЭС. Результаты первого этапа расчета электрических нагрузок используются как исходные данные для выбора числа и мощности силовых трансформаторов с одновременным определением мощности и мест подключения компенсирующих устройств (КУ).

На *втором* этапе уточняются электрические нагрузки сети СЭС с учетом мощности и места использования реактивной мощности синхронных двигателей (СД).

При проектировании системы электроснабжения промышленного объекта выбор метода зависит от уровня (ступени) системы электроснабжения.

Как уже говорилось выше, определение расчетной нагрузки предприятия является первым этапом проектирования системы электроснабжения. Поэтому правильный выбор метода расчета нагрузок определяет дальнейший правильный выбор соответствующего оборудования в принятой системе электроснабжения.

Итак, основываясь на полноте характеристики особенностей технологического процесса предприятия и его потребителей, определение расчетной нагрузки осуществляется в следующем порядке.

1. Если на проектируемом предприятии имеются поточные линии производства с известным технологическим графиком

В этом случае расчётную нагрузку группы приёмников определяют по удельной мощности по формуле:

$$P_p = p_0 \cdot F,$$

где F - площадь размещения приёмников группы, м²; p_0 – удельная расчётная мощность на 1 м² производственной площади, кВт/м².

Этот метод может быть использован для проектирования универсальных сетей цехов малого и среднего машиностроения, т.е. в таких сетях которые без переделок удовлетворяют любым изменениям технологического процесса и перестановкам оборудования.

Расчётные удельные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным (в среднем они колеблются от 0,15 до 1,5 А/м²).

2. В случае отсутствия поточных линий на предприятии необходимо определить состав потребителей. Если приемники предприятия однородны по своему составу и режиму работу, расчетная нагрузка определяется по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции.

Этот метод применяется для приёмников, имеющих неизменные или мало изменяющиеся графики нагрузок, при этом расчётная нагрузка принимается равной средней. К таким приёмникам относятся электроприводы вентиляторов, воздуховодов, насосов, и др.

В этом случае:

$$P_p = P_{CM} = \frac{M_{CM} \cdot \mathcal{E}_{a.y.}}{T_{C.M.}}, \quad (2.14)$$

где $\mathcal{E}_{a.y.}$ - удельный расход активной электроэнергии на единицу продукции, кВт.ч.; $M_{C.M.}$ - количество продукции, выпускаемой за смену (производительность установки за смену); $T_{C.M.}$ - продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

3. Если потребители предприятия неоднородны по режиму работы и их состав известен, для определения расчетной нагрузки пользуются методом *расчетного коэффициента активной мощности*. При этом составляется таблица исходных и расчетных данных (табл. 2.1).

Таблица 2.1. Исходные и расчетные данные по электрическим нагрузкам

Исходные данные						Расчетные данные								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинпровода, щита станций управления, троллея, магистрального шинпровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом.

Исходные данные для расчета (графы 1-6) заполняются на основании исходных данных, полученных из задания на проектирование (графы 1-4) и согласно справочным материалам (графы 5, 6), в которых приведены значения коэффициентов использования и реактивной мощности для индивидуальных ЭП.

В графу 1 вносится наименование электроприемников, которые при этом группируются по характерным категориям с одинаковыми K_u и $\text{tg}\varphi$. В каждой строке указываются ЭП одинаковой мощности. Резервные электроприемники, ремонтные сварочные трансформаторы и другие ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т. п.), при подсчете расчетной мощности не учитываются (за исключением случаев, когда мощности пожарных насосов и других противоаварийных ЭП определяют выбор элементов сети электроснабжения).

В графе 2 указывается n - количество электроприемников. При этом имеются в виду электроприемники, непосредственно участвующие в производственном процессе. Для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода. Если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые (с идентичным режимом работы), то они учитываются в расчете как один ЭП номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей.

В графе 3 заносится значение P_{ii} - номинальная установленная мощность i -го электроприемника в группе, кВт. В случаях, когда n , определяется по упрощенному выражению все ЭП группируются построчно по характерным категориям независимо от мощности ЭП, а в графе 3 указываются максимальная и минимальная мощности ЭП данной характерной группы. Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность не приводится к длительному режиму ($P_B = 100\%$). При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается в графе 2 как эквивалентный трехфазный ЭП номинальной мощностью:

$$P_i = 3P_{i.1}; \quad q_i = 3q_{i.1}, \quad (2.15)$$

где $P_{i.1}$, $q_{i.1}$ - активная и реактивная мощности однофазного ЭП.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный ЭП номинальной мощностью:

$$P_i = \sqrt{3}P_{D.1}; \quad q_i = \sqrt{3}q_{i.1} \quad (2.16)$$

При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе, они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трехфазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью. В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

В графу 4 необходимо внести значение P_i - суммарная номинальная мощность группы электроприемников, определяемая, как $P_H = np_{ii}$

В графе 5 указывается \hat{E}_E - коэффициент использования номинальной мощности электроприемника при его работе. При наличии в справочных материалах интервальных значений K_{II} следует для расчета принимать наибольшее значение. Значения K_{II} должны быть определены из условия, что вероятность превышения фактической средней мощности над расчетной для характерной категории ЭП должна быть не более 0,05.

В графе 6 указывается значение $\frac{\cos\phi}{\operatorname{tg}\phi}$.

В графах 7 и 8, соответственно записываются построчно величины $K_{II}P_H$ и $K_{II}Q_H = K_{II}P_H \operatorname{tg}\phi$. В итоговой строке определяются суммы этих величин $\sum K_{II}P_H$ и $\sum K_{II}P_H \operatorname{tg}\phi$.

Затем определяется групповой коэффициент использования для данного узла питания

$$K_{II} = \frac{\sum K_{II}P_H}{\sum P_H}. \quad (2.17)$$

Значение K_{II} заносится в графу 5 итоговой строки.

Для последующего определения n_3 в графе **9** построено определяются для каждой характерной группы ЭП одинаковой мощности величины nr_n^2 и в итоговой строке - их суммарное значение Σnr_n^2 . При определении n_3 по упрощенной формуле графа 9 не заполняется.

В графу **10** вносится значение n_3 - эффективное число электроприемников, определяемое следующим образом.

Как правило, n_3 для итоговой строки определяется по выражению:

$$n_3 = (\Sigma P_H)^2 / \Sigma nr_n^2 \quad (2.18)$$

При значительном числе ЭП (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию) n_3 может определяться по упрощенной формуле

$$n_3 = \frac{2 \Sigma P_H}{P_{HMAX}} \quad (2.19)$$

Найденное по указанным выражениям значение n_3 округляется до ближайшего меньшего целого числа. При $n_3 \leq 4$ рекомендуется пользоваться номограммой (см. рис. 2.2).

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется и заносится в графу **11** коэффициент расчетной нагрузки \hat{E}_D . Значение этого коэффициента может также быть получено по номограмме (рис.2.2) или таблицах 2.2 и 2.3.

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа **12**) определяется по выражению:

$$P_p = K_p \Sigma K_{II} P_H, \text{ кВт.} \quad (2.20)$$

В случаях, когда расчетная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_p = p_{HMAX}$.

Расчетная реактивная мощность (графа **13**) определяется следующим образом:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар.} \quad (2.21)$$

В графу **14** вносится значение полной расчетной нагрузки:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ кВА.} \quad (2.22)$$

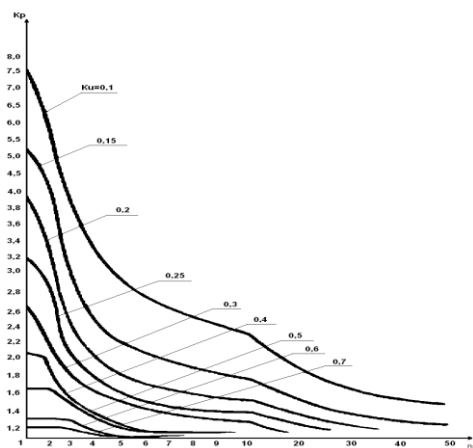


Рис. 2.2. Кривые коэффициента расчетных нагрузок K_p для различных коэффициентов использования K_{II} в зависимости от n_3 (для постоянной времени нагрева $T_o = 10$ мин)

И наконец, в последнюю, **15** графу вносится значение токовой расчетной нагрузки: $I_p = S_p / \sqrt{3} U_i, \text{ А.}$

для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от n_3 :

Таблица 2.2. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей напряжением до 1000 В

n_s	Коэффициент использования K_u								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица 2.3. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n_s	Коэффициент использования K_u								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более	
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0	
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0	
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97	
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93	
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9	
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85	
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8	

Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением выше 1 кВ производится в целом аналогично расчету, приведенному выше, с учетом следующих особенностей:

1) При получении от технологов коэффициентов, характеризующих реальную нагрузку электродвигателей, в графу 5 заносится вместо K_u значение K_z , в графу 7 - значение $K_z P_n$.

2) Расчетная нагрузка цеховых трансформаторных подстанций (с учетом осветительной нагрузки и потерь в трансформаторах заносится в графы 7 и 8.

3) Определяется число присоединений 6 - 10 кВ на сборных шинах РП, ГПП (графа 2 итоговой строки). Резервные ЭП не учитываются.

4) Эффективное число ЭП n_e не определяется и графы 9 и 10 не заполняются.

5) В зависимости от числа присоединений и группового коэффициента использования $\Sigma K_u P_n / \Sigma P_n$, занесенного в графу 5 итоговой строки, по табл. 2.4 определяется значение коэффициента одновременности K_o . Значение K_o заносится в графу 11 (при этом $K_p = 1$).

Таблица 2.4. Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2-4	5-8	9-25	Более 25
$K_u < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_u < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_u \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_u > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

6) Расчетная мощность (графы 12 - 14) определяется по следующим выражениям.

Активная, реактивная и полная нагрузка на напряжении 6 или 10 кВ завода определяется по следующим выражениям:

$$P'_p = K_{p,m} \cdot \left(\sum_1^n P_{pi} + \sum_1^k P_{p\text{ впи}} + \sum_1^l \Delta P_{pi} \right); \quad (2.23)$$

$$Q'_p = \sum_1^n Q_{pi\text{ ут}} + \sum_1^k Q_{p\text{ впи}} + \sum_1^l \Delta Q_{pi}; \quad (2.24)$$

$$S'_p = \sqrt{(P'_p)^2 + (Q'_p)^2}, \quad (2.25)$$

где $P_{p\text{ впи}}$, $Q_{p\text{ впи}}$ - расчетная активная и реактивная нагрузка потребителей напряжением 6 или 10 кВ (насосы, компрессоры, электрические печи, преобразователи и т.д.); ΔP_{mi} , ΔQ_{mi} - потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых подстанций; n - число цехов; k - число высоковольтных потребителей; l - число цеховых трансформаторов; $K_{p,m}$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузки ($K_{p,m} \leq 0,9$).

Активная нагрузка потребителей напряжением 6 или 10 кВ определяется по выражению:

$$P_{p\text{ впи}} = K_{и i} \cdot P_{\text{ном.впи}}; \quad (2.26)$$

где $K_{и i}$ - коэффициент использования высоковольтных потребителей, определяемый по табл. 2.5.

Таблица 2.5. Расчетные коэффициенты электрических нагрузок высоковольтных электроприемников

Электроприемники	$K_{и}$	$\cos \varphi$
1. Металлорежущие станки	0,12-0,2	0,65
2. Электродвигатели сопротивления	0,7	1,0
3. Вентиляторы	0,7	0,8
4. Насосы	0,7	0,8
5. Компрессоры	0,7	0,8

$P_{\text{ном.впи}}$ - номинальная активная мощность высоковольтных потребителей.

Реактивная нагрузка потребителей напряжением 6 или 10 кВ определяется по выражению:

$$Q_{p \text{ впи}} = P_{p \text{ впи}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; \quad (2.27)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент реактивной мощности высоковольтных потребителей (определяется по табл. 2.5).

При определении $Q_{p \text{ впи}}$ следует иметь ввиду, что потребители с синхронными двигателями должны работать с опережающим $\cos \varphi = 0,9$.

Потери активной мощности в трансформаторе $\Delta P_T \approx 1-2\%$ от номинальной мощности, поэтому её можно не учитывать.

Потери реактивной мощности в трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta Q_{Ti} = \frac{I_{xx} + k_{3.T}^2 \cdot u_k}{100} \cdot S_{\text{ном.т}}; \quad (2.28)$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %; u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора в, %. Значения I_{xx} и u_k определяются по таблице 2.6.

Таблица 2.6. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6-10 - 110 кВ

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Напряжение обмоток, кВ		U_k , %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %
		В	Н				
ТМ-400/10	400	6,3-10,5	0,4	5,5	1,1	5,9	2,5
ТМ-630/10	630	6,3-10,5	0,4	5,5	1,7	8,5	2
ТМ-1000/10	1000	6,3-10,5	0,4	5,5	2,45	11	1,4
ТМ-1600/10	1600	6,3-10,5	0,4	5,5	3,3	16,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	6,3-10,5	0,4	5,5	3,85	23,5	1,0
ТМН-6300/110	6300	115	6,3-11	10,5	13	50	1,0
ТДН-10000/110	10000	115	6,3-11	10,5	18	60	0,9
ТДН-16000/110	16000	115	6,3-11	10,5	26	85	0,85
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3-11	10,5	36	120	0,8
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3-11	10,5	44	145	0,75
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3-11	10,5	52	175	0,7
ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,3-11	10,5	73	260	0,65
ТРДЦН-80000/110	80000	115	6,3-11	10,5	89	315	0,6

4. Если потребители предприятия неоднородны по режиму работы и их состав неизвестен. В этом случае, как правило, на стадии технико-экономического обоснования, в дипломном проекте требуется расчет электрических нагрузок предприятия в целом при заданной установленной электрической мощности цехов производить по методу коэффициента спроса с учетом осветительной нагрузки цехов. Осветительная нагрузка цехов определяется по удельной мощности на единицу площади. Расчеты сводятся в табл. 2.7.

Таблица 2.7. Определение расчетных нагрузок 0,4-0,23 кВ и 6-10 кВ

1	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка						Суммарная расчетная нагрузка		
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Потребители 0,38 кВ														
1														
2														
Потребители 6-10 кВ														
3														
4														

Расчет показателей и заполнение таблицы 2.7 происходит следующим образом.

По горизонтали:

В графах 1-6 представляются данные для силовой нагрузки потребителей. В графе 1 указывается наименование потребителя (корпус, цех); в графе 2 – P_H -номинальная установленная мощность (цеха, корпуса), кВт; в графе 3 – значение коэффициента спроса для данного вида потребителя. Значение этого коэффициента для большинства потребителей представлены в табл. П2 Приложения 1; в графу 4 заносятся значения коэффициентов активной и реактивной мощности: $\frac{\cos \gamma}{\operatorname{tg} \gamma}$; в графе 5 приводятся значения активной расчетной нагрузки, определенной для

каждого потребителя отдельно. Определение расчетной активной нагрузки осуществляется по следующему выражению: $P_p = K_c P_H$, кВт; В графу 6 заносится значение расчетной реактивной нагрузки каждого отдельного потребителя, которое определяется по следующему выражению:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар.}$$

Графы 7-12 отражают данные для осветительной нагрузки потребителей и наружного освещения. В 7-й графе таблицы указывается площадь цеха (корпуса), м². В 8-й графе указывается $P_{уд.}$ -удельная мощность выбранного по условиям проектного задания источника света, Вт/м²; В графе 9 указывается K_{co} - коэффициент спроса принятой осветительной установки, значения которого можно выбрать из табл. 2.8. В 10 графе указываются значения коэффициентов активной и реактивной мощностей принятого источника света - $\frac{\cos \gamma_0}{\operatorname{tg} \gamma_0}$. В графах 11 и 12 указываются значения расчетных значений, соответственно, активной и реактивной нагрузок осветительных установок:

$$P_{p.o.} = P_{уд.} FK_{c.o.}; Q_{p.o.} = P_{p.o.} \operatorname{tg} \varphi_0.$$

В графах 13-15 указываются суммарные значения расчетных нагрузок, а именно: графа 13 - активная: $P_{\Sigma P} = P_p + P_{p.o.}$, кВт; графа 14 – реактивная: $Q_{\Sigma P} = Q_p + Q_{p.o.}$, квар и графа 15

$$\text{полная: } S_{\Sigma P} = \sqrt{P_{\Sigma P}^2 + Q_{\Sigma P}^2}, \text{ кВА.}$$

По вертикали.

В графе 1...1_n записываются значения параметров таблицы по горизонтали для каждого из рассматриваемых цехов (корпусов) предприятия. В графу 2 заносится суммарное значение указанных параметров всего предприятия. В графы 3, 4, соответственно, заносятся значения 13-го и 14-го столбца таблицы (значения суммарной активно и реактивной расчетной мощности) с учетом потерь в силовых трансформаторах, которые можно определить по следующим упрощенным выражениям:

$$P_{\Sigma P'} = P_{\Sigma P} + \Delta P_{\Sigma P_{TP}} + \Delta P_{\Sigma P_{Л}}, Q_{\Sigma Q'} = Q_{\Sigma Q} + \Delta Q_{\Sigma Q_{TP}},$$

где $\Delta P_{\Sigma P_{TP}} = 0,02 S_{P\Sigma}$ - суммарные потери активной мощности в цеховых трансформаторах предприятия, кВт; $\Delta P_{\Sigma P_{Л}} = 0,03 S_{P\Sigma}$ - суммарные потери активной мощности в отходящих

кабельных (воздушных) линиях, питающих цеховые трансформаторы, кВт; $\Delta Q_{\Sigma Q_{TP}} = 0,1 S_{P\Sigma}$ - суммарные потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах предприятия, квар. В графу 5 заносится значение 15-го столбца таблицы (суммарной полной расчетной нагрузки низкого напряжения и соответствующих потерь в трансформаторах и ЛЭП:

$$S_{\Sigma P} = \sqrt{P_{\Sigma P'}^2 + Q_{\Sigma Q'}^2}, \text{ кВА.}$$

В графу 6 заносятся расчетные данные по силовой высоковольтной нагрузке 6-10 кВ, определяемые аналогично рассмотренному выше по выражению $P_{p\text{ впи}} = K_{и i} \cdot P_{\text{ном.впи}}$, данные принимаются по табл. 2.5.

В графе 7 заносится рассчитанное суммарное значение расчетной нагрузки (активной, реактивной и полной) – низковольтной и высоковольтной. И, наконец, в графе 8 указывается расчетная нагрузка узла системы электроснабжения. Это может быть нагрузка на шинах низкого напряжения ГПП, либо (что чаще всего) расчетная нагрузка на шинах РП, где суммируются значения всех расчетных мощностей высоковольтной и низковольтной нагрузок, питающихся от данного распределительного пункта. В этом случае обязательно учитывается сдвиг во времени максимумов нагрузки различных цехов, приводящих к снижению максимума нагрузки предприятия в целом, т.е. при определении суммарной активной нагрузки на РП, учитывается коэффициент разновременности максимумов нагрузки.

2.2. Определение расчетной нагрузки объектов городского хозяйства

2.2.1. Общие требования

К городским электрическим сетям относятся: электроснабжающие сети напряжением 35 кВ и выше, включая кольцевые сети с понижающими подстанциями, линии и подстанции глубоких вводов; распределительные сети напряжением 6-20 кВ, включая распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), линии, соединяющие центры питания (ЦП) с РП и ТП, линии, соединяющие ТП между собой, питающие линии промышленных предприятий, находящихся на территории города; распределительные сети напряжением до 1 кВ, кроме сетей промышленных предприятий этого класса напряжения.

При проектировании городских электрических сетей следует также учитывать основные требования к формируемым системам электроснабжения, а именно: обеспечение наибольшей экономичности, требуемой надежности электроснабжения и соблюдения установленных норм качества электроэнергии. При этом рекомендуется предусматривать совместное использование отдельных элементов системы электроснабжения для питания различных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности.

Кроме того, должна предусматриваться возможность поэтапного развития системы электроснабжения по мере роста нагрузок в перспективе без коренного переустройства электросетевых сооружений на каждом этапе.

Система электроснабжения должна выполняться так, чтобы в нормальном режиме все элементы системы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием их нагрузочной способности. Применение резервных элементов, не несущих нагрузки в нормальном режиме, может быть допущено как исключение при наличии технико-экономических обоснований.

К городским электрическим сетям относятся также и сети малых городов и поселков городского типа, так как поселки городского типа, согласно СНиП 2.07.01 "Планировка и застройка городских и сельских поселений", относятся к категории малых городов и в дальнейшем "электрические сети городов и поселков городского типа" именуется "электрические сети городов".

2.2.2. Определение расчетной нагрузки

Определение расчетной нагрузки осуществляется поэтапно, начиная с низшего звена системы электроснабжения и заканчивается расчетом полной нагрузки на шинах подстанции 35-110 кВ. Методика предусматривает следующий порядок расчета.

1. Определяется расчетная нагрузки потребителей

Расчетная нагрузка жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{\text{кв}}$ кВт, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв. уд.}} \cdot n, \quad (2.29)$$

где $P_{\text{кв. уд}}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), принимаемая по табл. 2.8, либо коттеджей (табл. 2.9), кВт/квартира; n – количество квартир в доме.

Таблица 2.8. Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартира

№ п.п.	Потребители электроэнергии	Количество квартир													
		1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
1	Квартиры с плитами:														
	- на природном газе	3	2,3	1,75	1,45	1,3	1,15	1	0,8	0,7	0,6	0,5	0,45	0,43	0,4
	- на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе	4	2,6	2	1,65	1,5	1,35	1,15	1	0,9	0,8	0,75	0,7	0,65	0,5
	электрическими мощностями до 8 кВт	7	3,5	2,8	2,4	2,15	2	1,8	1,5	1,3	1,15	1	0,9	0,85	0,8
2.	Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14	8,1	6,7	5,9	5,3	4,9	4,2	3,3	2,8	1,95	1,83	1,72	1,67	1,62
3.	Квартиры с плитами на природном газе и бытовыми кондиционерами воздуха при расчетной температуре, С:														
	От 25 до 29	4,1	2,9	2,2	1,8	1,63	1,45	1,25	0,95	0,8	0,65	0,5	0,36	0,33	0,3
	Свыше 29 до 33	4,1	3,05	2,35	2	1,8	1,6	1,4	1,1	0,95	0,75	0,55	0,45	0,4	0,3
	Свыше 33 до 37	4,1	3,15	2,5	2,15	1,95	1,75	1,55	1,2	1,05	0,9	0,7	0,55	0,43	0,4
	Свыше 37	4,1	3,3	2,7	2,35	2,15	1,95	1,7	1,4	1,25	1,05	0,8	0,65	0,53	0,45
4.	Квартиры с плитами на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе с бытовыми кондиционерами воздуха при расчетной температуре, С:														
	От 25 до 29	5,1	3,2	2,45	2	1,8	1,65	1,4	1,1	1	0,85	0,75	0,6	0,55	0,42
	Свыше 29 до 33	5,1	3,35	2,6	2,2	2	1,8	1,55	1,3	1,15	0,95	0,8	0,7	0,63	0,46
	Свыше 33 до 37	5,1	3,45	2,75	2,35	2,15	1,95	1,7	1,4	1,25	1,1	0,95	0,8	0,7	0,5
	Свыше 37	5,1	3,6	2,95	2,55	2,35	2,15	1,85	1,6	1,45	1,25	1,05	0,9	0,75	0,55
5.	Квартиры с электрическими плитами мощностью до 8 кВт и бытовыми кондиционерами воздуха при расчетной температуре, С:														
	От 25 до 29	8,1	4,1	3,25	2,85	2,5	2,3	2,05	1,65	1,4	1,2	1	0,8	0,75	0,7
	Свыше 29 до 33	8,1	4,25	3,4	3,05	2,65	2,45	2,2	1,8	1,55	1,3	1,05	0,9	0,82	0,75
	Свыше 33 до 37	8,1	4,35	3,55	3,2	2,8	2,6	2,35	1,9	1,65	1,45	1,2	1	0,9	0,8
	Свыше 37	8,1	4,5	3,75	3,4	3	2,8	2,5	2,1	1,85	1,6	1,3	1,1	0,95	0,85

Таблица 2.9. Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников коттеджей, кВт/коттедж

№ п.п.	Потребители электроэнергии	Количество коттеджей									
		1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
1.	Коттеджи с плитами на природном газе	11,5	6,5	5,4	4,7	4,3	3,9	3,3	2,6	2,1	2,0
2.	Коттеджи с плитами на природном газе и электрической сауной мощностью до 12 кВт	22,3	13,3	11,3	10,0	9,3	8,6	7,5	6,3	5,6	5,0
3.	Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6
4.	Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт и электрической сауной мощностью до 12 кВт	25,1	15,2	12,9	11,6	10,7	10,0	8,8	7,5	6,7	5,5

Следует отметить, что в табл. 2.9 приведены значения для коттеджей с общей площадью от 150 до 600 м². Если площадь коттеджа не превышает 150 м², его расчетная удельная нагрузка принимается по табл. 2.8.

Реактивная расчетная нагрузка жилых домов:

$$Q_{KB} = P_{KB} \cdot \operatorname{tg} \phi_{KB}, \text{ квар,}$$

где $\operatorname{tg} \phi_{\text{EA}}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности, принимаемый по табл. 2.13.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_C , кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле

$$P_C = P_{PL} + P_{CTV}, \quad (2.30)$$

где $P_{PL} = k_C^I \sum_1^n P_{n_i}$ - мощность лифтовых установок, кВт; $P_{CT.V.} = k_C^{II} \sum_1^n P_{cm.y.}$

мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{cm.y.}$, кВт.

В этих выражениях: k_C^I и k_C^{II} - коэффициенты спроса, соответственно лифтовых установок и других санитарно-технических устройств, принимаемые по табл. 2.10 и 2.11; P_{n_i} - установленная мощность двигателя лифта, кВт; n - количество лифтовых установок в доме.

Таблица 2.10. Коэффициенты спроса лифтовых установок жилых домов k_C^I

Количество лифтовых установок	Этажность жилого дома	
	до 12	более 12
2 - 3	0,8	0,9
4 - 5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Таблица 2.11. Коэффициенты спроса электродвигателей санитарно-технических устройств k_C^{\parallel}

Количество электродвигателей	k''_c	Количество электродвигателей	k''_c
2	1 (0,8)*	15	0,65
3	0,9 (0,75)	20	0,65
5	0,8 (0,7)	30	0,6
8	0,75	50	0,55
10	0,7		

*В скобках приведены значения для электродвигателей единичной мощности свыше 30 кВт.

Расчетная реактивная нагрузка силовых электроустановок, приведенная к вводу жилого дома определяется, как:

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Л.У.} + P_{СТУ.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{СТУ.}, \text{ квар,}$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{Л.У.}$ и $\operatorname{tg} \varphi_{СТУ.}$ - соответственно расчетные коэффициенты реактивной мощности лифтовых установок и других двигателей санитарно-технических устройств жилых домов, принимаемые по табл. 2.13.

Если в рассматриваемом микрорайоне нагрузка жилых домов сосредоточена и однородна, можно непосредственно определить расчетную нагрузку на шинах ТП, питающей данный микрорайон по следующему выражению:

$$P_{P.MP.} = P_{P.ж.з.д.уд.} \cdot F \cdot 10^{-3}, \text{ кВт,} \quad (2.31)$$

где $P_{P.ж.з.д.уд.}$ - удельная расчетная нагрузка жилых зданий, Вт/м² приведена в табл. 2.12; F - общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м².

Таблица 2.12. Удельные расчетные электрические нагрузки, Вт/м² и коэффициент мощности жилых зданий на шинах 0,4 кВ ТП

№. п.п.	Этажность застройки	Здание с плитами: $P_{P.ж.з.д.уд.} / \cos \phi$			
		на природном газе	на сжиженном газе или твердом топливе	электрическими	
1.	1-2 этажа	9,5/0,96	14,2/0,96	20,0/0,98	
2.	3-5 этажей	9,3/0,96	12,3/0,96	10,2/0,98	
3.	Более 5 этажей с долей квартир выше 6 этажей	20%	10,2/0,94	13,3/0,94	19,8/0,97
		50%	10,9/0,93	14,0/0,93	20,4/0,97
		100%	12,0/0,92	15,1/0,92	21,5/0,96
4.	Более 5 этажей с квартирами повышенной комфортности (элитными)	-	-	17,8/0,96	

Если нагрузка жилого массива (микрорайона) неоднородна, итоговая (суммарная нагрузка) жилых зданий определяется, как:

$$P_{\Sigma P.MP.} = N \cdot (P_{KB} + P_C), \text{ кВт,} \quad (2.32)$$

где N - количество жилых домов в микрорайоне

Расчетная реактивная нагрузка жилых зданий определяется по следующему выражению:

$$Q_{\Sigma P.MP.} = Q_{KB.} + Q_C, \text{ квар,} \quad (2.33)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - расчетный коэффициент реактивной мощности, принимаемый по табл. 2.13.

Таблица 2.13. Расчетные коэффициенты реактивной мощности жилых домов

Потребитель электроэнергии	cos φ	tg φ
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на природном, газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

Суммарная полная расчетная нагрузка жилого массива (микрорайона):

$$S_{\Sigma PMP} = P_{\Sigma PMP} + Q_{\Sigma PMP}, \text{ кВА.} \quad (2.34)$$

Если в зоне проектирования системы электроснабжения имеются общественные здания, то их расчетные нагрузки определяются аналогично выражениям (2.29 – 2.34), с использованием данных по удельным расчетным нагрузкам, представленным в табл. 2.14.

Таблица 2.14. Удельные расчетные электрические нагрузки общественных зданий

№№ п.п.	Общественные здания	Единица измерения	Удельная нагрузка	Расчетные Коэффициенты	
				cos φ	tg φ
1	2	3	4	5	6
I	УЧРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ.				
	Общеобразовательные школы:				
1.	- с электрифицированными столовыми и спортзалами	кВт/учащийся	0,25	0,95	0,38
2.	- без электрифицированных столовых и спортзалами	То же	0,17	0,92	0,43
3.	- с буфетами без спортзалов	"-	0,17	0,92	0,43
4.	- без буфетов и спортзалов	"-	0,15	0,92	0,43
5.	Профессионально-технические училища со столовыми	"-	0,46	0,8-0,92	0,75-0,43
6.	Детские дошкольные учреждения	кВт/ место	0,46	0,97	0,25
II	ПРЕДПРИЯТИЯ ТОРГОВЛИ				
	Продовольственные магазины:				
7.	- без кондиционирования воздуха	кВт/м ² торгового зала	0,23	0,82	0,7
8.	- с кондиционированием воздуха	То же	0,25	0,8	0,75
	Непродовольственные магазины:				
9.	- без кондиционирования воздуха	"-	0,14	0,92	0,43
10.	- с кондиционированием воздуха	"-	0,16	0,9	0,48
III	ПРЕДПРИЯТИЯ ОБЩЕСТВЕННОГО ПИТАНИЯ				
	Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест:				
11.	- до 400 к	кВт/мест	1,04	0,98	0,2
12.	-свыше 500 до 1000	кВт/ место	0,86	0,98	0,2
13.	-свыше 1100	То же	0,75	0,98	0,2
	Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест:				
14.	-до 100	"-	0,9	0,95	0,33
15.	-свыше 100 до 400	"-	0,81	0,95	0,33
16.	-свыше 500 до 1000	"-	0,69	0,95	0,33
17.	-свыше 1100	"-	0,56	0,95	0,33

Окончание таблицы 2.14

1	2	3	4	5	6
IV	ПРЕДПРИЯТИЯ КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ				
18.	Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания	кВт/кг вещей	0,075	0,8	0,75
19.	Парикмахерские	кВт/рабоче е место	1,5	0,97	0,25
V	УЧРЕЖДЕНИЯ КУЛЬТУРЫ И ИСКУССТВА				
	Кинотеатры и киноконцертные залы:				
20.	- без кондиционирования воздуха	кВт/место	0,12	0,95	0,33
21.	- с кондиционированием воздуха	То же	0,14	0,92	0,43
22.	Клубы	кВт/место	0,46	0,92	0,43
VI	ЗДАНИЯ ИЛИ ПОМЕЩЕНИЯ УЧРЕЖДЕНИЙ УПРАВЛЕНИЯ, ПРОЕКТНЫХ И КОНСТРУКТОРСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, КРЕДИТНО- ФИНАНСОВЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ СВЯЗИ:				
23.	- без кондиционирования воздуха	кВт/м ² общей площади	0,043	0,9	0,48
24.	- с кондиционированием воздуха	То же	0,054	0,87	0,57
VII	УЧРЕЖДЕНИЯ ОЗДОРОВИТЕЛЬНЫЕ И ОТДЫХА				
25.	Дома отдыха и пансионаты без кондиционирования воздуха	кВт/место	0,36	0,92	0,43
26.	Детские лагеря	кВт/м ² жилых помещений	0,023	0,92	0,43
VIII	УЧРЕЖДЕНИЯ ЖИЛИЩНО- КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА				
	Гостиницы:				
27.	- без кондиционирования воздуха (без ресторанов)	кВт/место	0,34	0,9	0,48
28.	- с кондиционированием воздуха	Тоже	0,46	0,85	0,62

2. Определяется расчетная нагрузка распределительных линий до 1 кВ

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при совместном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.л.} = P_{зд.маx.} + \sum_1^n k_{y_i} \cdot P_{зди} , \quad (2.35)$$

где $P_{зд.маx.}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт; $P_{зди}$, - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт; k_{y_i} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников), определяемые по табл. П1.3 Приложения 1.

Укрупненная расчетная электрическая нагрузка микрорайона (квартала).

$P_{P.MP.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП определяется по формуле

$$P_{P.MP.} = (P_{P.Ж.ЗД.УД.} + P_{ОБЩ.ЗД.}) \cdot F \cdot 10^{-3} \quad (2.36)$$

Электрические нагрузки взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных расчетах допускается определять умножением суммы расчетных нагрузок линий (трансформаторов) на коэффициент **0,9**.

3. Определяется расчетная нагрузка сетей 10 (6) кВ и центра питания (ЦП)

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10(6) кВ определяются как произведение суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.) и коэффициента, учитывающего совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по табл. 2.15. Коэффициент мощности для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным **0,92** (коэффициент реактивной мощности **0,43**).

Таблица 2.15. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов (k_y)

Характеристика нагрузки	Количество трансформаторов				
	2	3-5	6-10	11-20	более 20
Жилая застройка (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Общественная застройка (70% и более нагрузки общественных зданий и до 30% нагрузки жилых домов)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Коммунально-промышленные зоны (65% и более нагрузки промышленных и общественных зданий и до 35% нагрузки жилых домов)	0,9	0,7	0,65	0,6	0,55

Если нагрузка промышленных предприятий в составе городского хозяйства содержит менее 30% нагрузки общественных зданий, коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов следует принимать как для общественных зданий (табл. П.1.3, Приложения 1).

Для реконструируемых электрических сетей в районах сохраняемой жилой застройки при отсутствии существенных изменений в степени ее электрификации (например, не предусматривается централизованный переход на электропищеприготовление) расчетные электрические нагрузки допускается принимать по фактическим данным.

Расчетные нагрузки на шинах 10(6) кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов, принимаемый по табл. 2.16.

Таблица 2.16. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей и промышленных предприятий

Максимум нагрузок	Отношение расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети						
	0,2	0,6	1	1,5	2	3	4
Утренний	<u>0,75</u> 0,6	<u>0,8</u> 0,7	<u>0,85</u> 0,75	<u>0,88</u> 0,8	<u>0,9</u> 0,85	<u>0,92</u> 0,87	<u>0,95</u> 0,9
Вечерний	0,85-0,9	0,65-0,85	0,55-0,8	0,45-0,76	0,4-0,75	0,3-0,7	0,3-0,7

В числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе - с плитами на газовом или твердом топливе.

Меньшие значения коэффициентов в период вечернего максимума нагрузок следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие - когда все предприятия имеют двух-, трехсменный режим работы.

При отношении расчетной нагрузки промпредприятий к суммарной нагрузке городской сети менее 0,2 коэффициент совмещения для утреннего и вечернего максимумов следует принимать равным 1. Если это отношение более 4, коэффициент совмещения для утреннего максимума следует принимать, равным 1; для вечернего максимума, если все предприятия односменные - 0,25, если двух-, трехсменные - 0,65.

Для ориентировочных расчетов электрических нагрузок города (района) на перспективу расчетного срока концепцией развития города рекомендуется применять укрупненные удельные показатели, приведенные в табл. 2.17.

В таблице не учтены различные мелкопромышленные потребители (кроме перечисленных в п.4 примечания) питающиеся, как правило, по городским распределительным сетям.

Для учета мелкопромышленных потребителей к показателям таблицы следует вводить следующие коэффициенты:

для районов города с газовыми плитами 1,2 - 1,6;

для районов города с электроплитами 1,1 - 1,5.

Большие значения коэффициентов относятся к центральным районам города, меньшие к микрорайонам (кварталам) жилой застройки. Значения удельного расхода электроэнергии коммунально-бытовых потребителей на расчетный срок в соответствии с концепцией развития города можно принять по табл. 2.18.

Таблица 2.17. Укрупненные показатели удельной расчетной коммунально-бытовой нагрузки

№ № п.п	Категория (группа) города	Город			(район)		
		с плитами на природном газе, кВт/чел.			со стационарными электрическими плитами, кВт/чел.		
		в целом по город у (райо ну)	в том числе		в целом по городу (району)	в том числе	
			центр	микрорайон (кварталы) застройки		центр	микрорайон (кварталы) застройки
1.	Крупнейший	0,39	0,55	0,23	0,48	0,63	0,38
2.	Крупный	0,36	0,50	0,22	0,43	0,55	0,35
3.	Большой	0,33	0,46	0,20	0,39	0,50	0,32
4.	Средний	0,30	0,41	0,19	0,35	0,44	0,30
5.	Малый	0,26	0,37	0,18	0,31	0,40	0,28

Таблица 2.18. Укрупненные показатели расхода электроэнергии коммунально-бытовых потребителей и годового числа часов использования максимума электрической нагрузки

№ № п.п	Категория (группа) города	Города	
		без стационарных электроплит кВт ч/чел. в год	со стационарными электроплитами кВт ч/чел. в год
1.	Крупнейший	2040	2520
2.	Крупный	1870	2310
3.	Большой	1700	2100
4.	Средний	1530	1890
5.	Малый	1360	1680

Приведенные укрупненные показатели предусматривают электропотребление жилыми и общественными зданиями, предприятиями коммунально-бытового обслуживания, объектами транспортного обслуживания, наружным освещением.

Приведенные данные не учитывают применения в жилых зданиях кондиционирования, электроотопления и электроводонагрева.

2.3. Определение расчётной нагрузки сельских электрических сетей

Электрические нагрузки сетей 0,38 ...110 кВ определяют путём суммирования расчётных нагрузок на вводе потребителей (или на шинах подстанций) с учётом коэффициента одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов:

$$S_{Д} = \sum_{i=1}^{i=n} S_{Ди} \cdot K_{O}; \quad S_{В} = \sum_{i=1}^{i=n} S_{Ви} \cdot K_{O},$$

где $S_{Д}$, $S_{В}$ - расчётные дневная и вечерняя нагрузки на участке линии или шинах 0,4 кВ ТП, кВА; $S_{Ди}$, $S_{Ви}$ - дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя или на шинах i -й подстанции или i -го участка линии; K_{O} – коэффициент одновременности, который определяется по формуле:

$$K_{O} = \frac{1}{1 + \beta c} + \frac{\beta c}{1 + \beta c} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_i^2}}{\sum_{i=1}^n S_i},$$

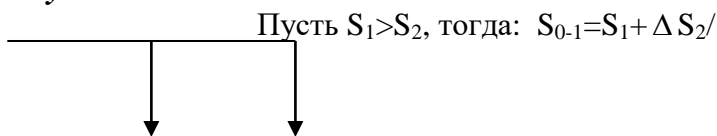
где S_i - дневная или вечерняя нагрузка i -го суммируемого участка линии или на вводе i -го потребителя; c – коэффициент вариации нагрузок; β - коэффициент надёжности расчёта.

Другими словами коэффициент одновременности представляет собой отношение значения совмещённой максимальной нагрузки к сумме максимумов нагрузок отдельных потребителей или их групп. Обычно значения K_{O} приводятся в справочной литературе.

Следует отметить, что при помощи K_{O} можно суммировать нагрузки, отличающиеся по значению не более чем в 4 раза.

Если нагрузки потребителей отличаются более чем на 5 кВА, то их следует суммировать, учитывая добавки мощности. При этом *к большей из двух (трёх) слагаемых нагрузок прибавляют добавку от меньшей.*

Например,



Еще одно правило: *суммарную нагрузку жилых домов и производственных потребителей определяют также по добавкам мощностей, учитывающим неоднородность включения потребителей.*

Если известен только один максимум нагрузки потребителей (дневной или вечерний), то можно определить недостающий, используя *коэффициент участия потребителей в дневном или вечернем максимуме нагрузок:*

Жилые дома:	$K_{уч. вech.} = 1;$	$K_{уч. дневн.} = 0,3;$
Произв. помещения	$K_{уч. вech.} = 0,6;$	$K_{уч. дневн.} = 1;$
жил. дома с эл. плит.	$K_{уч. вech.} = 1;$	$K_{уч. дневн.} = 0,5.$

Если в зоне электроснабжения присутствуют сезонные потребители, такие как парники, теплицы, оросительные установки, зернотоки и т.п., то расчётные нагрузки определяют с учётом коэффициента сезонности. При этом следует иметь ввиду, что если сезонная нагрузка составляет:

Летом более 30%, весной – более 20% и осенью – более 10% суммарной нагрузки традиционных несезонных потребителей, то необходимо дополнительно определять расчётные нагрузки соответствующего сезона.

Расчётные нагрузки трансформаторных подстанций 6-35/0,4 кВ определяются суммированием нагрузок отходящих линий. Коэффициенты мощности на шинах 0,4 кВ потребительских подстанций 6-35/0,4 кВ находятся как средневзвешанные в максимумы нагрузок:

$$\cos \varphi = \frac{\sum_1^n S_{P_i} \cdot \cos \varphi_i}{\sqrt{\left(\sum_1^n S_{P_i} \cos \varphi_i\right)^2 + \left(\sum_1^n S_{P_i} \sin \varphi_i\right)^2}},$$

где $\cos \varphi_i$ - коэффициент мощности в максимум нагрузки на вводах потребителя без учёта компенсации реактивной мощности.

Расчётные нагрузки участков распределительных линий напряжением 6-35 кВ находятся суммированием нагрузок потребительских подстанций 6-35/0,4 кВ с учётом коэффициентов одновременности отдельно для дневных и вечерних максимумов.

Расчётные нагрузки районных подстанций 110-35/6-10 кВ определяются суммированием нагрузок отходящих линий 6-10 кВ. Коэффициенты мощностей этих подстанций на шинах 6-10 кВ находятся в зависимости от отношения $\frac{S_{P.д.}}{S_{P.в.}}$ по таблицам справочной литературы. При наличии компенсации реактивной мощности коэффициент мощности на шинах 6-10 кВ районных подстанций уточняется с учётом степени компенсации и потерь реактивной мощности.

Тема 3. Выбор места расположения и определение мощности источника питания

Следует иметь в виду, что правильный выбор места расположения источника питания (ИП), его мощности и оснащение его элементами защиты и управления имеет огромное значение для нормального функционирования всей системы электроснабжения в целом. Недооценка или пренебрежение установленными требованиями при выборе ИП приводят, как правило, к значительному ухудшению надёжности электроснабжения, экономическим издержкам в виде дополнительных потерь электрической энергии и ухудшения её качества.

3.1. Промышленные предприятия

На начальном этапе проектирования, после определения расчётных нагрузок предприятия, необходимо определиться со схемой внешнего электроснабжения и непосредственно видом источника питания. Поскольку задание на проектирование может содержать различные исходные данные, и объектом проектирования могут быть различные предприятия, начиная от крупных градообразующих предприятий и заканчивая отдельными цехами или корпусами этих объектов, следует определиться, откуда и каким образом будет осуществляться питание потребителей, расположенных на генеральном плане объекта проектирования.

Как правило, в задании на проектирование указывается, откуда подается питание объекту, т.е. где находится системная подстанция: её мощность, возможные номинальные напряжения и расстояние до объекта проектирования. Исходя из информации, содержащейся в исходных данных, включающих также и данные по расположению объекта, проектирование системы внешнего электроснабжения ведут в следующей последовательности:

- 1) определяют месторасположение источника питания;
- 2) определяют его мощность;
- 3) выбирают схему электроснабжения на основе технико-экономического сравнения возможных вариантов распределения электрической энергии от шин системной подстанции.

3.1.1. Построение картограммы нагрузок завода, определение места расположения ГПП, РП и цеховых трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов ГПП

Место расположения ИП определяется геометрическим центром тяжести нагрузок предприятия. Почему именно в центре необходимо располагать источник? Дело в том, что, когда источник питания равномерно удалён от цехов предприятия, передача электроэнергии будет осуществляться с наименьшими потерями электрической энергии и напряжения. А это определяет

и требуемое сечение проводникового материала, и более рациональный выбор других элементов электросетевого оборудования. Для определения геометрического центра нагрузок строится картограмма нагрузок. Пример её построения показан на рис. 3.1.

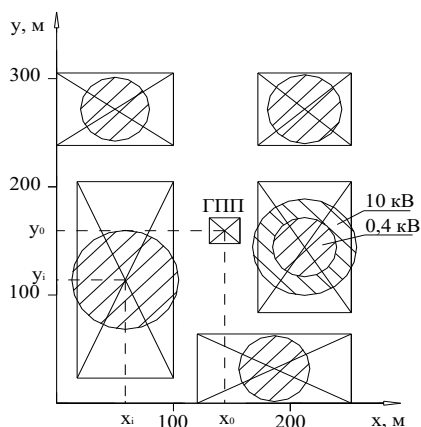


Рис. 3.1. Пример картограммы нагрузок

Предполагается, что нагрузки цехов равномерно распределены по площади цеха, тогда расчетную нагрузку S_{pi} можно совместить с

геометрическим центром цеха.

Для наглядности нагрузку цехов изображают с помощью кругов. Центр круга совмещают с геометрическим центром цеха, а радиус круга находят по выражению:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.1)$$

где $\pi=3,14$

m – масштаб (в 1 мм^2 сколько-то кВА).

В цехах, где имеется нагрузка как до, так и выше 1000 В делаются два круга с разными масштабами.

Определяется геометрический центр нагрузок всего предприятия по выражению:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n x_i \cdot S_{pi}}{\sum_1^n S_{pi}}; \quad (3.2)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n y_i \cdot S_{pi}}{\sum_1^n S_{pi}}; \quad (3.3)$$

где x_i, y_i – координаты центров нагрузки цехов;

n – число цехов.

В точке с координатами x_0, y_0 следует размещать ГПП. Отступление от этой точки допускается в следующих случаях:

- 1) точка попадает на цех или корпус;
- 2) в данную точку нельзя подвести напряжение 110 кВ воздушными линиями;
- 3) на предприятии имеются цеха, которые выделяют вредные выбросы, которые могут воздействовать на оборудование ГПП;
- 4) если предприятие химическое или нефтехимическое.

Число трансформаторов на ГПП определяется по выражению:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S'_p}{n_T \cdot K_{3.т}}; \quad (3.4)$$

где n_T - число трансформаторов на ГПП;

$k_{3.T}$ - коэффициент загрузки трансформаторов ($k_{3.T}=0,6-0,7$ при питании от ГПП потребителей I и II категории, $k_{3.T}=0,75-0,85$ при питании от ГПП потребителей II и III категории). Следует иметь в виду, что при установке ГПП количество трансформаторов необходимо выбирать не менее 2-х. Суммарная расчетная нагрузка на ГПП определяется в следующей последовательности.

- 1) определяют суммарную расчетную нагрузку низковольтных потребителей;
- 2) определяют суммарную расчетную нагрузку высоковольтных электроприёмников, согласно задания на проектирование;
- 3) определяют суммарные потери в линиях электропередачи и цеховых трансформаторах;
- 4) определяют суммарную расчетную нагрузку предприятия с учетом компенсации реактивной мощности.

Суммарная расчетная нагрузка низковольтных потребителей определяется на основе информации, изложенной в теме 2 с учетом суммарной нагрузки освещения производственных помещений, а также освещения территории предприятия. При этом следует иметь в виду, что мощность и вид источников освещения должны приниматься в соответствие с установленными нормами проектирования осветительных устройств в системах электроснабжения. Итоговое значение суммарной расчетной нагрузки низкого напряжения определяется по выражению для строки 14 табл. 2.1.

Суммарная расчетная нагрузка высоковольтных потребителей определяется по выражению (2.3).

Суммируя расчетные низковольтную и высоковольтную нагрузки, получают общую расчетную нагрузку без учета потерь в элементах сети:

$$\begin{aligned} P_p &= \sum P_{p.n.n.} + \sum P_{p.осв.} + \sum P_{p.в.п.}; \\ Q_p &= \sum Q_{p.n.n.} + \sum Q_{p.осв.} + \sum Q_{p.в.п.}; \\ S_p &= \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}, \end{aligned} \quad (3.5)$$

где $\sum P_{p.n.n.}$, $\sum Q_{p.n.n.}$ - соответственно, суммарные активная и реактивная нагрузки низкого напряжения предприятия; $\sum P_{p.осв.}$ и $\sum Q_{p.осв.}$ - соответственно, суммарные активная и реактивная расчетные нагрузки освещения (цехов и территории предприятия).

Поскольку на данном этапе проектирования источники питания цехов и проводниковые электрические связи еще не выбраны, **суммарные потери в ЛЭП и цеховых трансформаторах** можно определять по приближенным выражениям:

$$\sum \Delta P_{л.} \approx 0,03 \cdot S_p; \quad \sum \Delta Q_{тр.} \approx 0,1 \cdot S_p; \quad \sum \Delta P_{тр.} \approx 0,02 \cdot S_p. \quad (3.6)$$

Суммируя выражения (3.1) и (3.2) получаем нагрузку предприятия без учета компенсации:

$$\begin{aligned} \sum P_p^j &= P_p + \sum \Delta P_{л.} + \sum \Delta P_{тр.}; \\ \sum Q_{p.б/комп.} &= Q_p + \sum \Delta Q_{тр.} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Наконец, определяют суммарную нагрузку предприятия с учетом компенсации реактивной мощности:

$$Q_{к.у.} = \sum P'_p \cdot (tg \varphi_p - tg \varphi_0);$$

$$Q'_p = \sum Q_{р.б./компл} - Q_{к.у.} \quad (3.8)$$

$$S'_p = \sqrt{(\sum P'_p)^2 + (Q'_p)^2},$$

где $tg \varphi_p = \frac{\sum Q_{р.б./компл}}{\sum P'_p}$, $tg \varphi_0 = 0,4$ - для электрических сетей 6-10 кВ.

Далее по выражению (3.4) определяется номинальная мощность трансформатора.

По $S_{ном.т}$ подбирается ближайший по мощности стандартный трансформатор по табл. 3.1.

Таблица 3.1. Номинальные данные силовых трёхфазных двухобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Напряжение обмоток, кВ		U _к , %	P _х , кВт	P _к , кВт	I _х , %
		В	Н				
ТМ-400/10	400	6,3-10,5	0,4	5,5	1,1	5,9	2,5
ТМ-630/10	630	6,3-10,5	0,4	5,5	1,7	8,5	2
ТМ-1000/10	1000	6,3-10,5	0,4	5,5	2,45	11	1,4
ТМ-1600/10	1600	6,3-10,5	0,4	5,5	3,3	16,5	1,3
ТМ-2500/10	2500	6,3-10,5	0,4	5,5	3,85	23,5	1,0
ТМН-6300/110	6300	115	6,3-11	10,5	13	50	1,0
ТДН-10000/110	10000	115	6,3-11	10,5	18	60	0,9
ТДН-16000/110	16000	115	6,3-11	10,5	26	85	0,85
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3-11	10,5	36	120	0,8
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3-11	10,5	44	145	0,75
ТРДН-40000/110	40000	115	6,3-11	10,5	52	175	0,7
ТРДЦН-63000/110	63000	115	6,3-11	10,5	73	260	0,65
ТРДЦН-80000/110	80000	115	6,3-11	10,5	89	315	0,6

Распределительные пункты (РП) 6, 10 кВ обычно предусматриваются в цехах, где есть потребители напряжением 6, 10 кВ. Если расстояние от потребителей 6,10 кВ до шин 6,10 кВ ГПП не превышает 300 м, то эти потребители запитываются от ГПП.

Цеховые трансформаторные подстанции желательно применять внутрицеховые или встроенные в здание цеха. Они должны быть максимально приближены к геометрическому центру нагрузок цеха и размещаться со стороны ГПП, чтобы не было обратных перетоков мощности.

3.1.2. Технико-экономическое сравнение вариантов распределения электроэнергии в системе внешнего электроснабжения

Как правило, в задании на проектирование, как уже было сказано, указываются классы напряжения, от которых подстанция предприятия может получать питание. Это может быть 110, 35, или даже 10 кВ. В последнем случае на территории предприятия располагается не ГПП, а распределительный пункт, осуществляющий распределение электроэнергии по цеховым подстанциям.

В этой части проекта выбирается класс напряжения ЛЭП, соединяющих источник питания энергорайона с узлами нагрузки, и определяется конфигурация сети.

Выбор напряжения проводится путем сопоставления смежных классов напряжений в пределах принятой в данной ЭЭС шкалы по приведенным затратам в развитие сети.

Определение наиболее экономичного класса напряжения сети может быть произведено в зависимости от величины передаваемой мощности P (МВт) и расстояния l (км), на которую эта мощность передается. Для этого можно воспользоваться следующим выражением:

$$U_{ЭК} = \frac{10^3}{\sqrt{500/l + 2500/P}}, \text{ кВ.} \quad (3.9)$$

Если потоки мощности меньше 60 МВт, а длины участков схемы не превышает 250 км, то для выбора рационального напряжения сети может использоваться формула Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34\sqrt{l + 16P}, \text{ кВ.} \quad (3.10)$$

Принципы выбора вариантов схемы соединений (конфигурации) сети. Основные критерии, которым необходимо следовать при разработке (выборе) вариантов построения (развития) электрической сети, - надежность, экономичность и экологичность. Перечисленные свойства оптимальности сети в общем случае противоречат друг другу. Поэтому расчетным критерием считается критерий экономичности при обязательном выполнении требований нормативов по надежности электроснабжения потребителей и экологичности работы сети. Экономический критерий – это обычно минимум дисконтированных затрат, включающих капитальные вложения и эксплуатационные (постоянные и переменные) расходы (годовые издержки).

При выборе вариантов, возможно опустить из рассмотрения оптимальный вариант. Поэтому при выполнении проекта, несмотря на приближенное значение напряжения, полученное по выражениям (3.9), (3.10), студент должен рассмотреть несколько сопоставимых вариантов электропитающей сети и дать их краткое обоснование с использованием следующих принципов:

- 1) варианты развития электрической сети должны удовлетворять условиям надежности электроснабжения и качества электроэнергии у потребителей;
- 2) линия электропередачи должна быть как можно короче (выбираются кратчайшие пути между источниками электропитания и узлом нагрузки);
- 3) электрическая сеть должна быть как можно короче за счет допустимого по надежности исключения параллельных цепей линий электропередачи.

Примечание: экологические проблемы выбора сети в данном проекте не рассматриваются.

Для рыночной экономики характерен выбор наилучшего варианта по нескольким критериям: экономическому, финансовому, бюджетному и т.д.. Однако, главным для любых видов экономики считается экономический критерий, так как он позволяет оптимизировать издержки в целом по общественному производству. Только после обоснования экономической эффективности варианта можно оценивать и оптимизировать остальные, перечисленные выше, виды эффективностей.

Экономическая эффективность может оцениваться разными показателями: чистым дисконтированным доходом (ЧДД), сроком окупаемости и другими. Однако все эти показатели являются модификациями показателя, называемого “дисконтированные затраты”. Поэтому в данной курсовой работе предлагается производить выбор наилучшего варианта сети по критерию дисконтированных затрат при условии технической сопоставимости рассматриваемых вариантов, т.е. при условии, что все варианты обеспечивают достаточно надежное и качественное электроснабжение потребителей.

В общем случае функционал суммарных приведенных затрат имеет вид:

$$C_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n K_{it} \alpha^{t-1} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \dot{E}_{jit} \alpha^{t-1} \Rightarrow \min \quad (3.11)$$

В этом выражении: K_{it} - капитальные вложения в i -й элемент схемы электроснабжения в год t , тыс. руб. (под элементами схемы понимаются линии электропередачи, трансформаторы, оборудование подстанций); $\alpha = 1/(E_H + 1)$ - коэффициент дисконтирования (приведения) затрат к первому году; T - срок эксплуатации объекта; E_H - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимаемый в электроэнергетике на уровне величины, обратной

нормативному сроку окупаемости $T_H = 8 \text{ лет}$; n - количество элементов схемы; m - число видов ежегодных издержек; I_{jit} - годовые издержки производства, равные для каждого элемента схемы i и для года t :

$$I_{jit} = I_{1it} + I_{2it} + I_{3it} + I_{4t}, \quad m = 4, \quad (3.12)$$

при этом $I_{1it} = I_{к.р.it}$ - отчисления на капитальный ремонт; $I_{2it} = I_{обit}$ - издержки на эксплуатацию (обслуживание) элементов схемы; $I_{3it} = I_{ном it}$ - годовые издержки на потери электроэнергии в элементах схемы; $I_{4t} = Y_{неот}$ - ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям в году t , который в отличие от предыдущих видов издержек определяется для системы в целом. Следует отметить, что в данном случае, для рассматриваемых вариантов одинакового уровня надежности электроснабжения ущерб оценивать необязательно.

При сопоставлении вариантов выбора напряжения для транспорта электроэнергии от системной подстанции к источнику питания предприятия допускается пренебрегать составляющей ущерба от недоотпуска, при условии, что сравниваемые варианты схем имеют одинаковый уровень надёжности электроснабжения. В этом случае, $m=3$.

При сравнении суммарных дисконтированных затрат по рассматриваемым вариантам для упрощения в курсовом проекте рекомендуется принять срок строительства, равный одному году. Тогда сопоставление можно проводить по годовым затратам:

$$Z = \sum_{i=1}^n (K_{Pi} + I_{об.i} + I_{ном.i}), \quad (3.13)$$

где K_{Pi} - стоимость затрат на все элементы сравниваемых схем.

Сведения по стоимости силовых трансформаторов приведены в таблицах 3.1-3.3; для коммутационных аппаратов (выключатели, разъединители, отделители и т.п), входящих в состав подстанций – в табл. 3.4-3.5 – для ВЛ 35÷110 кВ.

Таблица 3.1. Трансформаторы трехобмоточные трехфазные 115/38,5/11 кВ масляные мощностью от 6300 до 63000 кВА.

№ п/п	Тип, мощность и $U_{ВН}$ (кВ)	Потери, кВт		Сопротивление, Ом				Оптовая цена, руб./шт., 1991 г.
		ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$	R_T	X_B	X_C	X_H	
1	ТМТН-6300/115	14	58	19,3	228	- 12,2	133	83400
2	ТДТН-10000/115	19	76	10	144	- 7,7	83,5	102000
3	ТДТН-16000/115	26	96	4,95	90	- 4,8	52,2	124000
4	ТДТН-25000/115	36	140	2,92	56,7	- 3,8	33,4	144600
5	ТДТН-40000/115	50	220	1,80	36,5	- 1,93	21	199800
6	ТДТН-63000/115	70	290	0,93	22,5	- 1,22	13,2	252800

Примечание к табл. 3.1. Пределы регулирования трансформатора с высокой стороны $\pm 9 \times 1,78$ %; на стороне 35 кВ – 0, а на НН – $\pm 2,5$ %. Соотношение мощностей обмоток 100/100/100 %.

Таблица 3.2. Трансформаторы двухобмоточные трехфазные на напряжение 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) ВН=115 кВ; НН=6,6 или 11 кВ; $U_{КЗ}=10,5\%$.

№ п/п	Тип, мощность и $U_{ВН}$ (кВ)	Потери, кВт		Сопротивление, Ом		Оптовая цена, руб./шт., 1991 г.
		ΔP_{xx}	$\Delta P_{КЗ}$	R_T , Ом	X_T , Ом	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТМН-2500/110	5,5	22	42,6	508	53000
2	ТМН-6300/115	10	48	14,7	220	72000
3	ТДН-10000/115	14	60	7,95	139	80000
4	ТДН-16000/115	21	85	4,35	86,7	96000
5	ТРДН-25000/115	25	120	2,54	55,9	130000
6	ТРДН-32000/115	32	145	2,2	43,0	143000
7	ТРДН-40000/115	42	160	1,46	38,4	176000
8	ТРДН-63000/115	59	245	0,87	22,0	220000

Таблица 3.3. Трансформаторы двухобмоточные трехфазные масляные мощностью от 1000 до 6300 кВА на напряжение 35/10 кВ

№ п/п	Тип, мощность и $U_{ВН}$ (кВ)	Потери, кВт		Оптовая цена, руб./шт., 1991 г.
		ΔP_{xx}	$\Delta P_{КЗ}$	
1	ТМН-1000/35	2,1	12,2	21500
2	ТМН-1600/35	2,9	16,5	24500
3	ТМН-2500/35	4,1	23,5	29400
4	ТМН-4000/35	5,6	35,5	36000
5	ТМН-6300/35	8,0	46,5	42400
6	ТДНС –10000/36,75	12,0	60,0	94600 (с РПН)
7	ТДНС –16000/36,75	17,0	85,0	108000 (с РПН)
8	ТДНС –25000/36,75	25,0	115,0	142000 (с РПН)
9	ТДНС –32000/36,75	29,0	145,0	157600 (с РПН)
10	ТДНС –40000/36,75	36,0	170,0	176400 (с РПН)
11	ТДНС –63000/36,75	50,0	250,0	239000 (с РПН)

Примечание к таблице 3.3. Пределы регулирования трансформаторов ТДНС $\pm 9\%$ не менее 6 ступеней.

Таблица 3.4. Подстанции трансформаторные блочные типа КТПБ-110/35/10(6). Блоки и узлы, входящие в КТПБ.

№ п/п	Обозначение блока (узла)	Состав блока (узла)	Оптовая цена (1991г.) руб./шт.
1	2	3	4
1	Б 110-1К	Блок короткозамыкателя и разрядников 110 кВ	2760
2	Б 110-2К	Блок короткозамыкателя и разрядников 110 кВ	2860
3	Б 110-3/3 Б 110-19/3	Блок разъединителя РНДЗ-2-10/1000	2060
4	Б 110-5/2 Б 110-25/2	Блок отделителя ОД-110/630	1600
5	Б 110-40/2	Блок отделителя ОД(3)-110/630	1860
6	Б 110-12Н Б 110-21Н Б 110-22Н Б 110-23Н	Блок приема ВЛ 110 кВ	590
		Итого с 1 по 6	11730
7	Б 110-28/К	Блок трансформатора напряжения 110 кВ	490
8	Б 110-29/К	Блок трансформатора тока 110 кВ	440
9	Б 110-14/2 Б 110-14/2Н	Блок опорных изоляторов (три комплекта) 110 кВ	480
10	Б 10-14/0,6	Блок опорных изоляторов 10 кВ	580
11	Б 35-14/1,2П	Блок опорных изоляторов 35 кВ	160
12	УШ-3	Узел шкафа подстанционного оборудования КТПБ-110/35/10(6) кВ. Комплект: шальштанга ШР-110, 1 шт.	340
		Итого с 7 по 12	12490
13.	УШ-3	Шальштанга ШО-35 – 1шт.; указатель напряжения УВН-10 – 1шт.; переносное заземление – 1 шт.; переносная лампа ПЛ-64 – 1 шт.	1880
14.	ОУ-1	Осветительная установка КТПБ	160
15.	ОПУ-2	Общестанционный пункт управления КТПБ-110/35/10(6). Состав комплекта: шальштанга ШР-110 – 1шт.; шальштанга ШО-35 – 1 шт.; указатель напряжения УВН-10 – 1шт.; переносное заземление – 2шт.; переносная лампа ПЛ-64 – 1 шт.	4140
16.	ОЖ-11	Ошиновка жесткая ОРУ – 110 кВ	340
17.	УК-7 УК-8	Узлы установки и ошиновки ячеек КРУ КТПБ – 110/35/10(6). Два комплекта в составе: узел установки – 1 комплект, узел ошиновки – 2 комплекта.	2130
18.	КК-12	Раскладка кабельных конструкций КТПБ-110/35/10(6)	1390

19.	УМ-13 УМ-14	Установочно-монтажные приспособления КТПБ-110/35/10(6). Два комплекта в составе: устройство натяжное для 3-х фаз ВЛ-110 кВ; ВЛ-35 кВ–6 комплектов; молниеотвод –4 шт.; ремонтное ограждение – 4шт.; узел выключателя –1 комплект; кронштейн – 5шт.; кронштейн с ШО-35–2 шт.; ошиновка гибкая ОРУ-110 кВ–2 комплекта.	3880
20.	Б-35/4 ИК Б-18-К Б-33-10/1	Блоки шинных аппаратов 35 кВ с ТН ЗНОМ-35 – 2 шт.; разрядниками РВС-35 – 9 шт.; РНД-3-5-35/1000 3 шт. с приводом.	8694
21.	Б-35-6/К Б-35-7/К Б-35-8/К Б-35-16/К Б-35-9/К	Блоки с выключателями 35 кВ-6 шт.; разъединителями РНДЗ-2-35/1000 с приводами ПР-У1; шкафом ШПП-63-8 компл.; трансформаторами тока ТФН-3М–6шт.; трансформаторами напряжения ЗНОМ-35-66 – 3 шт.	23850
22.	Б-35-38/К Б-35-39/К		13710
		Итого с 13 по 22	60174
23		Ячейки с выключателями ВМП-10-630 – 3 шт.; приводами ПП-67; разъединителями РВФЗ-10/630; трансформаторами тока.	6480
		Всего	66654

Таблица 3.5. Подстанции трансформаторные блочные типа КТПБ-35/10(6). Параметры блока: мощность, кВА: 6300, 10000, 16000; напряжение, кВ: ВН-35. Блоки и узлы, входящие в КТПБ.

№ п/п	Обозначение блока (узла)	Состав блока (узла)	Оптовая цена (1991 г.), руб./шт.
1	2	3	4
1	Б35-4И/К	Блок шинных аппаратов 35 кВ с трансформаторами напряжения 35/0,1 кВ типа ЗНОМ-35; разъединителем РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и изоляторами.	3844
2	Б35-18К	Блок шинных аппаратов 35 кВ с трансформаторами напряжения 35/0,1 кВ типа ЗНОМ-35-66У1; разрядниками РВС-35 (3шт.), разъединителем РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1.	3770
3	Б35-10/1	Блок шинных аппаратов 35 кВ с разрядниками РВС-35 (3шт.), разъединителем РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1.	1080
4	Б35-6/К Б35-7/К	Блок выключателя 35 кВ с разъединителем РНДЗ-1-35/1000 или РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-63	7290
5	Б35-8/К Б35-11/К	То же с трансформаторами тока	8120
6	Б35-9/К	Блок выключателя 35 кВ с	5908440

	Б35-16/К	разъединителями РНДЗ-2-35/1000 или РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-3 и трансформаторами напряжения ЗНОМ-35-66 – (3 шт.)	
7.	Б35-38/К	Блок выключателя 35 кВ с разъединителями РНДЗ-1-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-63 и трансформаторами тока ТФН-35М (2шт.)	7200
8.	Б35-39/К	Блок выключателя 35 кВ с разъединителями РНДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-У1 и шкафом ШПП-63 и трансформаторами тока ТФН-35М (2шт.)	6510
9.	Б35-38/К	Блок приема ВЛ-35 кВ с изоляторами ИОС-35/500 (3шт)	360
10.	ОЖ-10	Ошиновка жесткая ОРУ-35 кВ	510
11.	КК-10	Раскладка кабельных конструкций	750
12.	Н9-1	Натяжное устройство	140
13.	УК-1	Узел КРУ	164
14.	УК-2	Узел КРУ	170
15.	УШ-1	Узел шкафа подстанционного оборудования (комплект) в составе: шальштанга ШР-110, 1 шт., ; указатель напряжения УВН-10 (1шт.).переносное заземление (1шт.) шт.; переносная лампа ПЛ-64 (1шт.).	1690
16.	УМ-10	Установочно-монтажные изделия КТПБ-35/35/10(6) (комплект) в составе: ограждение ремонтное (2шт.), ошиновка трансформатора на стороне 10(6) кВ (комплект), шина (3шт.), установка молниеотвода (1шт.)	480
		Итого	50518
17.		Ячейка с выключателем ВМП-10-630, приводом ПП-67, разъединителем РВФЗ-10/630, двумя трансформаторами тока.	2x3240
		Всего	56998

Ещё одним элементом системы электроснабжения являются линии электропередачи (ЛЭП), которые могут быть выполнены, как в кабельном, так и воздушном исполнении. Прежде чем определять стоимость ЛЭП, необходимо определить сечение провода или кабеля для соответствующего варианта выбора номинального напряжения.

Выбор сечений проводов по экономической плотности тока Сечение проводов ЛЭП в практических расчетах целесообразно определять по нормативным значениям экономической плотности тока в соответствии с требованиями ПУЭ.

Экономической плотностью тока называется плотность тока (A/mm^2), которая обеспечивает наиболее выгодное соотношение расхода проводникового материала и затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии.

Суммарное сечение проводов в фазе одной цепи проектируемой линии определяется как:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{n \cdot j_{\text{э}}}, \text{ мм}^2, \quad (3.14)$$

где $F_{\text{э}}$ - экономическое сечение провода в фазе, мм^2 ; $I_{\text{расч}}$ - расчетный ток линии, A ; n - число параллельных цепей проектируемой линии; $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, определяемая по табл. 3.6, приведенной ниже, $A/\text{мм}^2$.

Значение расчётного тока в линии для каждого из вариантов определяется, исходя из расчетной нагрузки предприятия:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (3.15)$$

Количество цепей линии n выбирается по условиям надежности электроснабжения потребителей.

При использовании нормативных значений экономической плотности тока необходимо учитывать следующее:

а) для изолированных проводов сечением 16 мм^2 и менее экономическая плотность тока увеличивается на 40 %;

Таблица 3.6. Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, $A/\text{мм}^2$		
	при $T_{\text{макс}}^H$, ч/год		
	от 1000 до 3000	от 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
	медные	2,5	2,1
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
	медными	3,0	2,5
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
	медными	3,5	3,1
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

б) для линий одного и того же сечения с n нагрузками, присоединёнными к различным точкам этой ЛЭП, $j_{\text{э}}$ в начале линии увеличивается в k_y раз, где k_y определяется по формуле:

$$k_y = \sqrt{\frac{I_{\text{нач}}^2 \cdot L}{\sum_{i=1}^n I_i l_i}}, \quad (3.16)$$

где $I_{\text{нач}}$ - ток в начале линии; L - полная длина линии; I_i и l_i - токовая нагрузка и длина i -го участка.

После выбора сечения проводов по экономической плотности тока их значения округляют до стандартных сечений.

Вследствие того, что для промышленных предприятий при сооружении электрической сети внешнего электроснабжения, как правило, применяются воздушные ЛЭП, кабельные линии электропередачи в этом разделе не рассматриваются. Укрупненная стоимость воздушных ЛЭП представлена в табл. 3.7.

Таблица 3.7. Укрупненная стоимость строительства ВЛ 35-110 кВ на железобетонных опорах в тыс. руб./км (в ценах 1991 г.)

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода	Укрупненная стоимость строительства 1 километра ВЛ в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Железобетонные одноцепные 35 кВ	АС-50	(12,0)	13,2	(15,7)	(17,8)
	АС-70	12,3	13,5	15,8	16,8
	АС-95	15,2	15,6	15,8	16,8
	АС-120	16,4	16,4	16,9	17,0
	АС-150	16,8	16,8	17,2	17,5
Железобетонные двухцепные 35 кВ	АС-50	25,0	27,2	(32,0)	(34,5)
	АС-70	26,2	27,4	32,0	34,5
	АС-95	30,5	30,8	32,5	34,7
	АС-120	31,4	31,6	32,6	(34,5)
	АС-150	32,2	32,4	34,5	36,0
Железобетонные одноцепные 110 кВ	АС-70	15,2	(16,7)	(20,0)	(22,2)
	АС-95	16,2	16,7	20,0	22,2
	АС-120	16,2	17,0	20,1	22,3
	АС-150	18,0	19,4	20,2	23,0
	АС-185	20,0	20,2	21,2	25,0
	АС-240	22,0	22,2	23,0	25,2
Железобетонные двухцепные 110 кВ	АС-70	26,2	28,8	(32,8)	(36,5)
	АС-95	28,2	29,2	32,8	36,5
	АС-120	30,2	31,0	34,0	37,4
	АС-150	32,8	32,9	34,6	37,6
	АС-185	35,6	35,8	38,2	40,8
	АС-240	40,0	40,5	41,5	44,4

Примечание. Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применение соответствующих проводов не рекомендуется как неэкономичное.

Амортизационные отчисления обычно нормируются на уровне Постановления Правительства для всех отраслей народного хозяйства, в том числе и для электроэнергетики.

В таблице 3.8 приведены нормы (коэффициенты) амортизации для ВЛ 0,4÷330 кВ, кабельных линий электропередачи в зависимости от условий прокладки (в земле, воде, помещениях) и для силового оборудования электростанций и подстанций, введенные в 1991 г.

Таблица 3.8. Коэффициенты амортизации электрооборудования.

№ п/п	Группы и виды основных фондов	Шифр	Норма амортизации, %
1.	Воздушные линии электропередачи напряжением от 0,4 до 20 кВ		
а	на металлических и железобетонных опорах	30006	3,0
б	из пропитанной древесины	30007	4,0
в	из непропитанной древесины	30008	6,0
2.	<u>ВЛ 35-330 кВ</u>		
а	на металлических и железобетонных опорах	30009	2,0
б	из пропитанной древесины	30010	3,3
3.	Кабельные линии напряжением 10 кВ		
а	со свинцовой оболочкой, проложенные в земле	30011	2,0
б	со свинцовой оболочкой, проложенные в помещении		
в	с алюминиевой оболочкой, проложенные в помещении		

4.	То же, но проложенные под водой, а алюминиевые, проложенные в земле.	30012	4,0
5.	То же с пластмассовой оболочкой, проложенные в земле и помещении.	30013	5,0
6.	То же для кабельных линий 20-35 кВ, проложенных под водой.	30014	3,0
7.	То же для напряжения 110-220 кВ с масломполнением низкого, среднего и высокого давления, проложенные в земле, воде, помещениях	30015	2,0
8.	Силовое электротехническое оборудование: распределительные устройства, трансформаторы, распределительные шины со своей аппаратурой и другим оборудованием	40701	4,4
9.	Электроагрегаты типа АД-100 - передвижные	40300	12,5

Издержки $I_{об}$ определяются по фактическим затратам в сетях или на основе норм обслуживания на одного электромонтера или мастера-диспетчера районных подстанций:

$$I_{об} = \gamma N_{y.e.}, \quad (3.17)$$

где $N_{y.e.}$ - число условных единиц на обслуживание данного вида оборудования (табл. 4.3); $\gamma = 70$ руб./у.е. – стоимость одной условной единицы в ценах 1991 г. с учетом отчислений на социальные нужды для сравнительных вариантов. (На одного электромонтера принимается нагрузка 50 ÷ 70 у.е.).

Стоимость потерь в элементах электрической сети складывается из стоимости потерь в трансформаторах и стоимости потерь в ЛЭП.

Потери электроэнергии в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = \frac{1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\dot{E}\zeta} S_T^2}{S_{T\dot{m}}^2} \cdot \tau_{\max} + n \Delta P_{xx} T_{\dot{a}\dot{a}}. \text{ кВт.ч}, \quad (3.18)$$

где S_T - мощность наибольшей нагрузки в данный период (год), кВА (принимается равной расчётной нагрузке предприятия S_p ;

$S_{Tном}$ - номинальная мощность трансформатора; τ_{\max} - время потерь при максимальной нагрузке, которое может быть определено по эмпирической формуле:

$$\tau_{\max} = (0,124 + T_{\max}^n / 10000)^2 \cdot 8760, \text{ час/год} \quad (3.19)$$

или по табл. 3.9; n - число параллельно работающих трансформаторов;

$T_{год} = 8760$ час – расчетное число часов в году.

Таблица 3.9. Средние значения числа часов использования максимальных потерь.

Элементы схемы	τ_{\max} , ч/год
Воздушные линии 110 кВ	3100
Подстанции 110 кВ	3000
Воздушные линии 35 кВ	2500
Подстанции 35, 10(6) кВ	2000

Потери электрической энергии в ЛЭП определяются, исходя из закона Джоуля-Ленца:

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = I_{расч.}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau_{\max}, \quad (3.20)$$

где $I_{расч.}$ - расчетный ток в линии электропередачи, определяемый по выражению (3.5); $\tau_{макс}$ - время максимальных потерь (по табл. 3.9); l - заданная по условиям проектирования длина ЛЭП; r_0 - удельное активное сопротивление ЛЭП, определяемое по табл. 3.10.

Таблица 3.10. Удельное сопротивление сталеалюминиевых проводов

Марка провода	Сопротивление единицы длины, Ом/км	
	активное	индуктивное
АС 35	0,9	0,43
АС 50	0,65	0,42
АС 70	0,46	0,41
АС 95	0,33	0,40
АС 120	0,27	0,39
АС 150	0,21	0,38
АС 185	0,17	0,37
АС 240	0,13	0,36
АС 300	0,11	0,35

После того, как определены суммарные потери в трансформаторах и линии электропередачи, умножая на соответствующую стоимость электрической энергии, получают суммарную стоимость потерь.

Зная, суммарные капитальные вложения в рассматриваемые элементы электрической сети и суммарные ежегодные издержки, по выражению (3.13) определяют суммарные приведённые затраты для каждого из вариантов выбранных напряжений рассматриваемой системы электроснабжения. Минимуму функционала затрат будет соответствовать наиболее рациональный вариант номинального напряжения, на котором электрическая энергия передается от системной подстанции до источника питания рассматриваемого предприятия.

Полученное значение напряжения не должно существенно отличаться от рационального напряжения, определённого по выражениям (3.9), (3.10), а также от значений табл. 3.11, в которой приведены данные о рекомендуемых передаваемых мощностях на одну цепь линий и о предельных расстояниях передачи, полученные на основании обобщения накопленного опыта проектирования электрических сетей.

Таблица 3.11. Данные о пропускной способности линий 6-220 кВ, необходимые для выбора напряжения сети.

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Мощность нагрузки на одну цепь, МВт	Расстояние передачи (длина ВЛ), км
6	0,5 – 1	6 – 10
10	1 – 2	10 - 20
35	5 – 10	20 - 60
110	25 – 50	50 – 150
220	100 - 200	150 - 250

3.2. Городское хозяйство

Название курсового проекта по этой тематике обычно связано с проектированием системы электроснабжения отдельно взятого микрорайона (квартала) города. Специфика городского хозяйства устанавливает особые требования, как к системам электроснабжения, так и к принципам формирования (построения) электрических сетей различных уровней. В первую очередь это связано с методами определения расчётной нагрузки (см. Тема 2).

Напряжение городских электрических сетей выбирается с учетом концепции развития города в пределах расчетного срока и системы напряжений в энергосистеме: 35 - 110 - 220 - 500 кВ или 35 -

110 - 330 - 750 кВ. При этом, должно приниматься наименьшее количество ступеней трансформации энергии. Для большинства городов на ближайший период развития города наиболее целесообразной является система напряжений 35-110/10 кВ; для крупнейших и крупных городов - 500/220 - 110/10 кВ или 330/110/10 кВ.

В крупнейших и крупных городах использование напряжения 35 кВ должно быть ограничено.

Вследствие того, что нагрузка микрорайонов не столь значительна, как в промышленных предприятиях, источниками питания являются районные трансформаторные подстанции (РТП), напряжением 110/35/10-6 кВ, 110/10-6 кВ, 35/10-6 кВ, от которых питание получают несколько микрорайонов или кварталов. В самом микрорайоне центром питания, в основном, является распределительный пункт, от которого электрическая энергия передаётся городским понижающим подстанциям. Мощность короткого замыкания на сборных шинах ЦП при напряжении 10 (6) кВ не должна превышать 350 (200) МВ.А.

Последовательность выбора места расположения и определения мощности центра питания аналогична рассмотренной методике (п. 3.1). Исключение составляет преимущественное отсутствие учета компенсации реактивной мощности в условиях городского хозяйства. Условия компенсации реактивной нагрузки местных и центральных тепловых пунктов, насосных, котельных и других потребителей, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, расположенных в микрорайонах, определяются нормами проектирования электрооборудования жилых и общественных зданий.

Таким образом, в целях упрощения, в курсовом проекте, выполняемом на тему: «Электроснабжение микрорайона», расчёт системы внешнего электроснабжения не рассматривается.

В районах малоэтажной застройки (до 6 этажей) мощность трансформаторов ТП в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ рекомендуется принимать в соответствие с табл. 3.12.

Таблица 3.12. Допустимая мощность городских трансформаторных подстанций

Плотность нагрузки, МВт/кв. км	Мощность трансформаторов ТП, кВ.А
от 0,8 до 1,0	1 x 160
свыше 1,0 до 2,0	1 x 250
свыше 2,0 до 5,0	1 x 400
свыше 5,0 до 8,0	1 x 630

При застройке жилых кварталов зданиями большей этажности допускается использование трансформаторов большей мощности.

3.3. Системы сельского электроснабжения

Сельские населенные пункты (деревни, посёлки, крестьянско-фермерские хозяйства, отделения, кооперативы и пр.) получают питание, как правило, по воздушным линиям электропередачи напряжением 6-10 кВ от районных трансформаторных подстанций. Поэтому задачей расчёта системы внешнего электроснабжения для сельских населенных пунктов является:

- выбор места расположения и мощности источников питания потребителей;
- выбор наиболее целесообразной схемы электроснабжения.

3.3.1. Выбор мощности источников питания потребителей и места их расположения

Согласно существующего положения, количество источников питания для сельских населённых пунктов принимается в зависимости от мощности, подключаемых потребителей, а также расстояния между источником питания и потребителями. В целом, если радиус охвата потребителей из центра питания не превышает 500 м, достаточно одного источника питания. При этом количество трансформаторов определяется уровнем бесперебойности питания потребителей, в зависимости от их категории надёжности.

В зависимости от масштабности населённого пункта, а также мощности подключаемых потребителей необходимо распределить потребители по сходным режимно-характерным особенностям, объединив их в соответствующие группы. Таким образом, коммунально-бытовые потребители, общественно-административные помещения следует объединять в одни группы, а производственные потребители, имеющие отличный от коммунальных потребителей характер работы – в другие. Если курсовой проект выполняется для конкретного населённого пункта, где потребители уже имеют своё место расположения и нет возможности объединить потребители по соответствующим группам, допускается совместное объединение коммунально-бытовых и производственных потребителей, образующих смешанную нагрузку. В этом случае необходимо предусмотреть отдельное присоединение различных по характеру работы потребителей к разным шинам трансформаторной подстанции.

Расчётная нагрузка на трансформаторную подстанцию определяется по методике, изложенной в теме 2. Поскольку реактивная мощность, передаваемая коммунально-бытовым потребителям по сетям низкого напряжения незначительна, расчётную нагрузку на ТП считают без учёта компенсации реактивной мощности, но с учётом приблизительных потерь в трансформаторах и ЛЭП по выражениям (3.7). В тех трансформаторных подстанциях, которые осуществляют питание производственной и смешанной нагрузки потребителей, при определении расчётной нагрузки должна учитываться, кроме потерь, также компенсация реактивной мощности. В этом случае расчётная нагрузка таких ТП будет определяться по выражениям (3.8), в котором в данном случае экономически обоснованный коэффициент реактивной мощности нагрузки следует принимать: $\text{tg } \varphi_3 = 0,35$ - для сетей напряжением 0,38 кВ.

Номинальная мощность трансформатора определяется в зависимости от уровня надежности электроснабжения подключенных к шинам ТП потребителей. Кроме того, безусловно, мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приёмников электрической энергии. Выбор мощности производят по расчётной нагрузке.

В зависимости от способа задания расчётной нагрузки существует два подхода к выбору номинальной мощности ТП:

- по известным характерным суточным графикам нагрузок;
- по расчётным максимумам нагрузок для тех же режимов.

В соответствии с рекомендациями по проектированию электроснабжения с.-х., мощность трансформаторов на подстанциях определяют по экономическим интервалам нагрузки.

Для однострансформаторных подстанций (ОПС) достаточным условием для выбора мощности служит выражение:

$$S_{э.н.} \leq S_p \leq S_{э.в.}, \quad (3.21)$$

где $S_{э.н.}$ и $S_{э.в.}$ – соответственно нижняя и верхняя границы интервалов нагрузки для трансформатора принятой номинальной мощности, кВА; S_p – расчётная нагрузка подстанции, кВА.

Мощность трансформатора в нормальном режиме при равномерной их загрузке для подстанций 35/6/10 и 6/35/0,4 кВ выбирают, исходя из требований:

$$S_{э.н.} \leq 0,5 \cdot S_p \leq S_{э.в.} \quad (3.22)$$

В послеаварийном режиме мощность трансформатора, соответствующую этому условию, проверяют с учётом возможных вариантов резервирования потребителей по сетям низшего напряжения (НН).

При отсутствии резервирования:

$$S_{ном.} = S_p / k_{пер.}, \quad (3.23)$$

где $k_{пер.}$ – коэффициент допустимых послеаварийных перегрузок.

При наличии резервирования по сетям НН номинальную мощность определяют для двух случаев:

- 1) при отключении одного из трансформаторов на проектируемой ПС:

$$S_{ном.} = (S_p - S_{рез.1}) / k_{пер.}, \quad (3.24)$$

где $S_{рез.1}$ – нагрузка проектируемой ПС, автоматически резервируемая по сетям НН;

2) при отключении соседней ПС, имеющей связь с проектируемой по сетям НН:

$$S_{ном.} = (S_p + S_{рез.2}) / (2 \cdot k_{пер.}), \quad (3.25)$$

где $S_{рез.2}$ – наибольшая дополнительная нагрузка, автоматически резервируемая трансформаторами проектируемой ПС при исчезновении напряжения на соседней.

Месторасположение каждого источника питания для конкретной группы потребителей определяется аналогично п. 3.1 – для промышленных потребителей.

3.3.2. Выбор схемы электроснабжения

Сельские потребительские подстанции в системе электроснабжения, как правило, имеют магистральную схему соединения. Магистральные схемы, по сравнению с радиальными, имеют следующие преимущества: лучшую загрузку кабелей (проводов ВЛ) при нормальном режиме, меньшее число камер на РП. К недостаткам магистральных схем следует отнести усложнение схем коммутации при присоединении ТП и одновременное отключение нескольких потребителей, питающихся от магистрали, при ее повреждении.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, обычно не превышает двух-трех при мощности трансформаторов 1000...2500 кВ·А и четырех-пяти при мощности 250...630 кВ·А.

Магистральные схемы выполняются одиночными и двойными, с односторонним и двухсторонним питанием.

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 3.2, а) применяются в тех случаях, когда подключаемые потребители имеют 3 категорию по уровню надежности электроснабжения. Вместе с этим, надежность схемы с одиночными магистралями можно повысить, если питаемые ими одно-трансформаторные подстанции расположить таким образом, чтобы была возможность осуществить частичное резервирование по связям низкого напряжения между ближайшими подстанциями. На рис. 3.3 показана схема, на которой близко расположенные трансформаторные подстанции питаются от разных одиночных магистралей с резервированием по связям на низком напряжении. Следует отметить, что такие магистральные схемы можно применять и для потребителей первой категории, если их мощность не превышает 15...20% от общей нагрузки трансформаторов. Трансформаторы подключаются к разным магистралям, присоединенным к разным секциям РП или РУ.

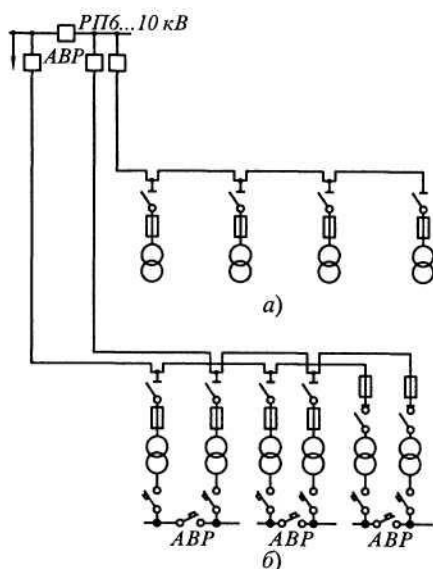


Рис. 3.2. Магистральные схемы с односторонним питанием на предприятиях:

а - одиночные; б - двойные с резервированием на НН

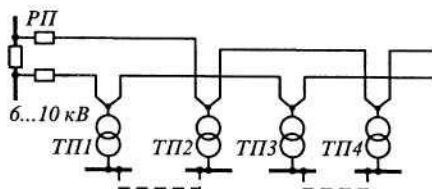


Рис. 3.3. Схема одиночных магистралей с частичным резервированием по связям вторичного напряжения

Одиночные магистрали с глухими отпайками, т.е. без разъединителей на входе и выходе магистрали применяются главным образом на воздушных линиях. На кабельных линиях глухое присоединение может быть применено лишь для питания неответственных подстанций мощностью не выше 400 кВА.

Схемы с двойными («сквозными») магистралями (см. рис. 3.2,б) применяются для питания более ответственных и технологически слабо связанных между собой потребителей одного сельскохозяйственного объекта. Установка разъединителей на входе и выходе линии магистрали не требуется.

Выбор схемы внешнего электроснабжения производится на основе технико-экономического сравнения вариантов схем аналогично п. 3.1.2 настоящей главы.

В сельских распределительных сетях, как правило, устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции, укомплектованные оборудованием приёма, преобразования и распределения электрической энергии а также средствами защиты и управления.

Данные по некоторым силовым трёхобмоточным трансформаторам представлены в табл. 3.13, а по комплектным трансформаторным подстанциям в табл. 3.14.

Таблица 3.13. Трёхфазные двухобмоточные трансформаторы 6-10 кВ

№ п/п	Тип трансформатора	Мощность $S_{ном}$, кВА	Каталожные данные				Стоимость на 01.01.2010 руб.
			$U_{ном}$, кВ, обмоток		μ_k , %	ΔP_k , кВт	
			<i>ВН</i>	<i>НН</i>			
1	ТМГ-25/6-10/0,4	25	6,3; 10,5	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	0,6 – 0,69	50500
2	ТМГ-40/6-10/0,4	40	6,3; 10,5	0,4; 0,23	4,5-4,7	0,88	58000
3	ТМГ-63/6-10/0,4	63	6,3;10,5	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	1,28 – 1,47	69000
4	ТМГ-100/6-10/0,4	100	6,3; 10,5	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	1,97 – 2,27	86000
5	ТМГ-160/6-10/0,4	160	6,3; 10,5	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	1,97 – 2,27	111500
10	ТМГ-250/6-10/0,4	250	6,3; 10,5	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	3,7 – 4,2	147000
11	ТМГ-400/6-10/0,4	400	6,3; 10,5	0,23; 0,69; 0,4	4,5	5,5 – 5,9	187000
12	ТМГ-630/6-10/0,4	630	6,3; 10,5	3,15; 0,23; 0,4; 0,69	5,5	7,6 – 8,5	276000
13	ТМГ-1000/6-10/0,4	1000	6,3; 10,5	0,4; 0,69; 3,15; 0,525	8,0	12,2	465500
15	ТМГ-1600/6-10/0,4	1600	6,3; 10,5	0,4; 0,69; 3,15	5,5	18,0	784000
16	ТМГ-2500/6-10/0,4	2500	6,3; 10,5	0,69 – 10,50	5,5	25,0 – 23,5	1390000

Таблица 3.14. Стоимость комплектных трансформаторных подстанций

№ п/п	Тип подстанции	Стоимость, руб
1	2	3
1	КТПУ-ТВ 25-6/0,4; КТПУ-ТВ 25/10/0,4	88000
2	КТПУ-ТВ 40-6/0,4; КТПУ-ТВ 40/10/0,4	88000
3	КТПУ-ТВ 63-6/0,4; КИПУ-ТВ 63/10/0,4	88000
4	КТПУ-ТВ 100-6/0,4; КТПУ-ТВ 100/10/0,4	88000
5	КТПУ-ТВ 160-6/0,4; КТПУ-ТВ 160/10/0,4	90400
6	КТПУ-ТВ 250-6/0,4; КТПУ-ТВ 250/10/0,4	91500
7	КТПУ-ТВ 400-6/0,4; КТПУ-ТВ 400/10/0,4	102200
8	КТПУ-ТК 25-6/0,4; КТПУ-ТК 25/10/0,4	96400
9	КТПУ-ТК 40-6/0,4; КТПУ-ТК 40/10/0,4	96400
10	КТПУ-ТК 63-6/0,4; КТПУ-ТК 63/10/0,4	96400
11	КТПУ-ТК 100-6/0,4; КТПУ-ТК 100/10/0,4	96400
12	КТПУ-ТК 160-6/0,4; КТПУ-ТК 160/10/0,4	98200
13	КТПУ-ТК 250-6/0,4; КТПУ-ТК 250/10/0,4	99100
14	КТПУ-ТК 400-6/0,4; КТПУ-ТК 400-10/0,4	105800
15	КТП-ТВ 25-6/0,4; КТП-ТВ 25-10/0,4	99300
16	КТП-ТВ 40-6/0,4; КТП-ТВ 40-10/0,4	99300
17	КТП-ТВ 63-6/0,4; КТП-ТВ 63-10/0,4	99300
18	КТП-ТВ 100-6/0,4; КТП-ТВ 100-10/0,4	99370
19	КТП-ТВ 160-6/0,4; КТП-ТВ 160-10/0,4	104200
20	КТП-ТВ 250-6/0,4; КТП-ТВ 250-10/0,4	106100
21	КТП-ТВ 400-6/0,4; КТП-ТВ 400-10/0,4	116300
22	КТП-ТВ 630-6/0,4; КТП-ТВ 630-10/0,4	120300
23	КТП-ТВ 1000-6/0,4; КТП-ТВ 1000-10/0,4	261800
24	КТП-ТВ 1600-6/0,4; КТП-ТВ 1600-10/0,4	310000

Примечание 1. Расшифровка аббревиатуры: КТПУ-ТВ (уменьшенная проходная комплектная трансформаторная подстанция тупиковая с воздушным вводом киосковая класса «Эконом»-«Оптима»); КТПУ-ТК – уменьшенная комплектная трансформаторная подстанция тупиковая киосковая с кабельным вводом класса «эконом» - «Оптима»; КТП-ТВ – киосковая комплектная трансформаторная подстанция тупиковая с воздушным вводом.

Примечание 2. Цены на КТП приведены на 01.01.2010.

ТЕМА IV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Этот этап проектирования является наиболее важным, поскольку он определяет эффективность всей системы электроснабжения в целом.

При выборе оптимального варианта схемы распределения электрической энергии внутри объекта проектирования необходимо руководствоваться основными требованиями к системам электроснабжения, а также принципами формирования структуры электрических сетей и насыщенности их необходимыми элементами.

Схемы электрических соединений электроустановок выполняются для первичных и вторичных цепей.

К первичным цепям относятся главные цепи электроустановок, по которым электрическая энергия подается к потребителям; их схемы выполняются однолинейными и трехлинейными.

В однолинейных схемах три фазы установки и ее оборудование условно изображаются для одной фазы. На трехлинейных схемах указываются соединения для всех трех фаз, а также вторичные цепи. Полная схема получается громоздкой, поэтому она выполняется только для отдельных элементов установки.

К вторичным цепям относятся цепи, служащие для соединения вторичного электрооборудования - измерительных приборов, приборов и аппаратов управления и сигнализации, устройств релейной защиты и автоматики.

В данном разделе рассматриваются первичные цепи в однолинейном изображении.

4.1. Выбор схемы внутреннего электроснабжения промышленных предприятий

4.1.1. Выбор номинальных напряжений

В питающих и распределительных сетях небольших и средних предприятий применяются номинальные напряжения 6 и 10 кВ. Как правило, следует применять напряжение 10 кВ как более экономичное, чем напряжение 6 кВ. Напряжение 6 кВ применяется при преобладании на объекте электроприемников с напряжением 6 кВ. В ряде случаев электроснабжение электроприемников с напряжением 6 кВ осуществляется по питающим линиям напряжением 10 кВ с последующей трансформацией на напряжение 6 кВ непосредственно для данных электроприемников.

Напряжение 660 В как внутрицеховое целесообразно на тех предприятиях, на которых по условиям расположения цехового технологического оборудования или окружающей среды нельзя или затруднительно приблизить цеховые трансформаторные подстанции к питаемым ими электроприемникам. Напряжение 660 В целесообразно также на предприятиях с большой удельной плотностью электрических нагрузок, концентрацией мощностей и большим числом двигателей мощностью 200...600 кВт. Наиболее целесообразно сочетание напряжения 660 В с первичным напряжением 10 кВ. Необходимо учитывать, что при применении напряжения 660 В возникает необходимость и в сетях напряжением 380 В для питания небольших электродвигателей и светотехнических установок. Наиболее широко применяется и является основным напряжением 380/220 В.

4.1.2. Источники питания и пункты приема электроэнергии объектов на напряжении выше 1 кВ

а) требования к надежности электроснабжения

Требования, предъявляемые к надежности электроснабжения от источников питания, определяются потребляемой мощностью объекта и его видом.

Приемники электрической энергии в отношении обеспечения надежности электроснабжения разделяются на несколько категорий.

Первая категория - электроприемники, перерыв электроснабжения, которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный экономический ущерб, повреждение дорогостоящего оборудования, расстройство сложного технологического процесса, массовый брак продукции. Примером электроприемников первой категории в промышленных установках могут быть электроприемники насосных станций противопожарных установок, системы вентиляции в химически опасных цехах, водоотливных и подъемных установок в шахтах и т.п. Допустимый

интервал продолжительности нарушения электроснабжения для электроприемников первой категории не более времени, затрачиваемого на автоматический ввод резервного источника питания.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа (нулевая категория) электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Например, к электроприемникам нулевой категории относятся операционные помещения больниц, аварийное освещение и пр.

Вторая категория - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов. Допустимый интервал продолжительности нарушения электроснабжения для электроприемников второй категории не более 30 мин.

Примером электроприемников второй категории в промышленных установках являются приемники прокатных цехов, основных цехов машиностроения, текстильной и целлюлозно-бумажной промышленности.

Третья категория - все остальные электроприемники, не подходящие под определение первой и второй категорий. К этой категории относятся установки вспомогательного производства, склады неотчетственного назначения.

Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, при отключении одного из них, переключение на резервный источник должно осуществляться автоматически. Согласно определению ПУЭ, независимыми источниками питания являются такие, на которых сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках, питающих эти электроприемники. Согласно ПУЭ к независимым источникам могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при соблюдении следующих условий:

каждая из этих секций или систем шин питается от независимых источников;

секции шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций шин.

Для электроснабжения электроприемников особой группы должен предусматриваться дополнительный третий источник питания, мощность которого должна обеспечивать безаварийную остановку процесса.

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания, переключения можно осуществлять не автоматически.

Электроснабжение электроприемников третьей категории может выполняться от одного источника при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного оборудования, не превышают одних суток.

б) выбор количества и мощности источников питания

Число и тип приемных пунктов электроэнергии (подстанций) зависят от мощности, потребляемой объектом электроснабжения, и характера размещения электропотребителей на территории объекта. При сравнительно компактном расположении потребителей и отсутствии особых требований к надежности электроснабжения вся электроэнергия от источника питания может быть подведена к одной трансформаторной подстанции или распределительному пункту. При разбросанности потребителей и повышенных требованиях к бесперебойности электроснабжения питание следует осуществлять от двух и более подстанций.

При близости источника питания к объекту и потребляемой им мощности в пределах пропускной способности линий напряжением 6 и 10 кВ электроэнергия подводится к распределительному пункту или к главной распределительной подстанции (ГРП). РП служат для приема и распределения электроэнергии без ее преобразования или трансформации.

От РП электроэнергия подводится к ТП и к электроприемникам напряжением выше 1 кВ, т.е. в этом случае напряжения питающей и распределительной сети совпадают.

Если же объект потребляет значительную (более 40 МВ · А) мощность, а источник питания удален, то прием электроэнергии производится на узловых распределительных подстанциях или на главных понижающих подстанциях.

Узловой распределительной подстанцией (УРП) называется центральная подстанция объекта напряжением 35...220 кВ, получающая питание от энергосистемы и распределяющая ее по подстанциям глубоких вводов на территории объекта.

Главной понижающей подстанцией (ГПП) называется подстанция, получающая питание непосредственно от районной энергосистемы и распределяющая энергию на более низком напряжении (6 или 10 кВ) по объекту.

Подстанцией глубокого ввода (ПГВ) называется подстанция на напряжение 35...220 кВ, выполненная по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, получающая питание непосредственно от энергосистемы или от УРП. ПГВ обычно предназначается для питания отдельного объекта (крупного цеха) или района предприятия.

Прежде чем переходить к выбору мощности источников, от которых питание передается низковольтным потребителям, необходимо определить потребность предприятия в их количестве. Это производится, исходя из общей электрической нагрузки со стороны низшего напряжения, подсчитанной в графе 14 табл. 2.1, выражение (2.22).

Количество цеховых трансформаторов можно определять и в зависимости от характера нагрузки потребителей предприятия.

В зависимости от общей нагрузки предприятия, а также мощности отдельных его цехов количество трансформаторов можно выбирать на основе нескольких подходов.

Первый подход. В данном случае количество цеховых трансформаторов определяется для предприятий, цеха которых имеют примерно одинаковую по мощности и характеру работы нагрузку потребителей. При этом уровень надёжности данных потребителей также примерно одинаков. В этом случае первоначально находится удельная мощность предприятия по выражению:

$$S_{уд} = \frac{S_p}{F}, \quad (4.1)$$

где F – площадь предприятия, определяемая по генеральному плану, m^2 .

при $S_{уд} < 0,2 \frac{кВА}{м^2}$, оптимальную номинальную мощность выбираемых источников питания следует принимать, равной $S_{т.опт} = 1000$ кВА;

$$\text{при } S_{уд} = 0,2 - 0,3 \frac{кВА}{м^2} \quad S_{т.опт} = 1600 \text{ кВА};$$

$$\text{при } S_{уд} > 0,3 \frac{кВА}{м^2} \quad S_{т.опт} = 2500 \text{ кВА}.$$

В этом случае на предприятии будут использоваться цеховые трансформаторы одного габарита, что весьма положительно влияет на обслуживание электрооборудования в нормальных и аварийных режимах.

После этого общее количество цеховых трансформаторов на предприятии определяется по выражению:

$$n_m = \frac{S_p}{k_{з.т} \cdot S_{м.опт}}; \quad (4.2)$$

где $k_{з.т}$ - коэффициент загрузки трансформаторов.

Коэффициент загрузки рекомендуется принимать в следующих пределах:

$k_{з.т} = 0,65 - 0,7$ для двухтрансформаторных подстанций при наличии электроприемников первой и второй категории;

$k_{з.т} = 0,75 - 0,85$ для двухтрансформаторных подстанций при наличии электроприемников второй и третьей категории;

$k_{з.т} = 0,9-0,95$ для одно трансформаторных подстанций.

Определенное по (4.2) число трансформаторов округляется до ближайшего целого числа в меньшую сторону, если дробная часть n_m меньше 0,5 и в большую сторону, если дробная часть n_m больше 0,5.

После этого, определенное количество трансформаторов пропорционально делят на количество цехов предприятия, объединяя их в группы по примеру рис. 3.1(Тема 3), определяя месторасположение трансформатора по выражениям (3.2), (3.3) и строя картограмму нагрузок.

Если нагрузка цехов неодинакова, но характер работы потребителей примерно одинаков и они близки по уровню надежности, можно воспользоваться *вторым подходом* к решению поставленной задачи. В этом случае, также как и при первом подходе количество трансформаторов определяется по выражению (4.2), но распределение количества трансформаторов в группах может быть неодинаковым. В отдельных случаях, когда мощность цеха соизмерима с принятой номинальной мощностью трансформатора, один цех может получать питание от одной подстанции и, даже, если мощность цеха превышает принятую номинальную мощность источника, в нём могут быть установлено два и более цеховых трансформатора. Но в этом случае также используются цеховые трансформаторы одного габарита.

Третий подход для решения поставленной задачи применяется в том случае, когда цеха предприятия имеют различную установленную мощность, различный характер работы, одинаковый или различный уровень надежности электроснабжения. В этом случае отдельные цеха, группы цехов, корпусов и т.п. объединяются в соответствующие группы по сходным режимным показателям и близкому уровню надёжности электроснабжения. При этом место расположения источника питания также определяется по выражениям (3.2) и (3.3), строится картограмма нагрузок, а количество трансформаторов и их номинальная мощность в каждой группе определяется по выражению (4.1), (4.2). В этом случае необходимо исходить из рекомендации о том, что при выборе мощности трансформаторов в цехах желательно, чтобы на предприятии было не более двух габаритов трансформаторов, т.к. при большом количестве разных по мощности трансформаторов, возникают большие сложности с их заменой в аварийных режимах.

Результаты расчета числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций сводятся в таблицу 4.1.

Таблица 4.1. Расчет числа и мощности цеховых ТП

№ ТП	Наименование цеха (группы цехов)	$S_{рi}$, кВА	$F_{ц}$, м ²	$S_{уд}$, кВА/м ²	$S_{опт}$, кВА	$K_{з.т}$, о.е.	n_{Ti} , шт

Следует отметить, что разнообразие потребителей и характера их работы на предприятии бывает столь велико, что порой невозможно достаточно определенно выбрать наиболее приемлемое проектное решение при формировании структуры электрической сети в группе и на предприятии в целом. В связи с этим, при выполнении курсового проекта *рекомендуется* рассмотреть несколько (не менее двух) вариантов выбора системы внутреннего электроснабжения предприятия, где рассматривалось бы разное количество и мощность силовых трансформаторов.

После того, как рассмотрено несколько вариантов количества и мощности источников питания внутри предприятия, по принятой номинальной мощности трансформаторов выбирают тип и марку трансформаторов по табл. 4.2.

Таблица 4.2. Трансформаторы силовые трёхфазные двухобмоточные

Марка трансформатора	Номинальное Напряжение, кВ		Потери, Вт		Мощность, кВА	Ток ХХ, %	Напряжение КЗ, %	Группа соедин. обмоток	Стоимость, руб.
	ВН	НН	ХХ	КЗ					
ТМГ630-6-10/0,4	6-10	0,4	1050	7600	630	2	5,5	Y/Z _H - 11	276000

Окончание таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТМГ1000-6-10/0,4	6-10	0,4	1550	10200	1000	2	5,5	Y/Z_H-11	465500
ТМГ1250-6-10/0,4	6-10	0,23; 0,4	1650	12400	1250	-	6	Y/Y_H-0 Y/Z_H-11	600000
ТМГ1600-6-10/0,4	6-10	0,4	1950	15800	1600	-	6	Y/Y_H-0 Y/Z_H-11	784000
ТМГ2500-6-10/0,4	6-10	0,4	2500	26500	2500	1,1	6	Y/Y_H-0 Δ/Y_H-0 Y/Z_H-11	1390000
ТС3400-6-10/0,4	6-10	0,4	100	4300	400	-	5,0	Y/Y_H-0 Δ/Y_H-0	642900
ТС3630-6-10/0,4	6-10	0,4	1370	6200	630	-	5,5	Y/Y_H-0 Δ/Y_H-0	756900
ТС31000-6-10/0,4	6-10	0,4	1950	8500	1000	-	8,0	Y/Y_H-0 Δ/Y_H-0	952500
ТС31600-6-10/0,4	6-10	0,4	2800	11000	1600	-	6,0	Y/Y_H-0 Δ/Y_H-0	1250000
ТС32500-6-10/0,4	6-10	0,4	3500	15300	2500	-	5,5	Y/Y_H-0 Δ/Y_H-0	1755000

В цехах промышленных предприятий, как правило, имеются в наличии и потребители на напряжении выше 1 кВ. К ним могут относиться синхронные и асинхронные двигатели на напряжение 6 и 10 кВ различной мощности, мощные нагревательные установки различного назначения и пр. Питание таких электроприемников следует осуществлять от распределительных пунктов на территории предприятия, количество которых определяется в зависимости от количества и мощности высоковольтных потребителей, а также их территориальной расположенности. При этом следует учитывать, что если высоковольтная нагрузка располагается не далее 300 метров от центра питания предприятия, то такой потребитель рекомендуется непосредственно подключать на сборные шины ГПП.

в) выбор схемы распределения электрической энергии

Система электроснабжения может быть выполнена в нескольких вариантах, из которых выбирается оптимальный. При его выборе учитываются степень надежности, обеспечение качества электроэнергии, удобство и безопасность эксплуатации, возможность применения прогрессивных методов электромонтажных работ. Основные принципы построения схем объектов:

1) максимальное приближение источников высокого напряжения 35...220 кВ к электроустановкам потребителей с помощью подстанций глубокого ввода, размещаемыми рядом с энергоемкими производственными корпусами;

2) резервирование питания для отдельных категорий потребителей должно быть заложено в схеме и элементах системы электроснабжения. Для этого линии, трансформаторы и коммутационные устройства должны нести в нормальном режиме постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме после отключения поврежденных участков принимать на себя питание оставшихся в работе потребителей с учетом допустимых для этих элементов перегрузок;

3) секционирование шин всех звеньев системы распределения энергии, а при преобладании потребителей первой и второй категории установка на них устройств АВР;

4) построение схем по уровневому принципу. Обычно применяются два-три уровня. Первым уровнем распределения электроэнергии является сеть между источником питания объекта и ПГВ,

если распределение производится при напряжении 110...220 кВ, или между ГПП и РП напряжением 6...10 кВ, если распределение происходит на напряжении 6...10 кВ.

Вторым уровнем распределения электроэнергии является сеть между РП (или РУ вторичного напряжения ПГВ) и ТП (или отдельными электроприемниками высокого напряжения).

На небольших и некоторых средних объектах чаще применяется только один уровень распределения энергии - между центром питания от системы и пунктами приема энергии (ТП или высоковольтными электроприемниками).

Электрические сети внутри объекта выполняются по *магистральным*, *радиальным* или *смешанным* схемам.

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются в тех случаях, когда пункты приема расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть двух- или одноступенчатыми. На небольших объектах и для питания крупных сосредоточенных потребителей используются одноступенчатые схемы. Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными РП выполняются для крупных и средних объектов с подразделениями, расположенными на большой территории. При наличии потребителей первой и второй категории РП и ТП питаются не менее чем по двум отдельно работающим линиям. Допускается питание электроприемников второй категории по одной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, причём каждый из которых обязательно должен быть снабжён самостоятельным разъединителем.

При двухтрансформаторных подстанциях каждый трансформатор питается отдельной линией по блочной схеме линия - трансформатор. Пропускная способность блока в послеаварийном режиме рассчитывается исходя из категорийности питаемых потребителей.

При однострансформаторных подстанциях взаимное резервирование питания небольших групп приемников первой категории осуществляется при помощи кабельных или шинных перемычек на вторичном напряжении между соседними подстанциями.

Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП или ГПП, а на питаемых от них ТП предусматривается преимущественно глухое присоединение трансформаторов. Иногда трансформаторы ТП присоединяются через выключатель нагрузки и разъединитель.

Радиальная схема с промежуточным РП, в которой выполнены указанные выше условия, приведена на рис. 4.1. Радиальная схема питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации, так как повреждение или ремонт одной линии отражается на работе только одного потребителя.

Магистральные схемы напряжением 6...10 кВ применяются при линейном («упорядоченном») размещении подстанций на территории объекта, когда линии от центра питания до пунктов приема могут быть проложены без значительных обратных направлений. Магистральные схемы имеют следующие преимущества: лучшую загрузку кабелей при нормальном режиме, меньшее число камер на РП.

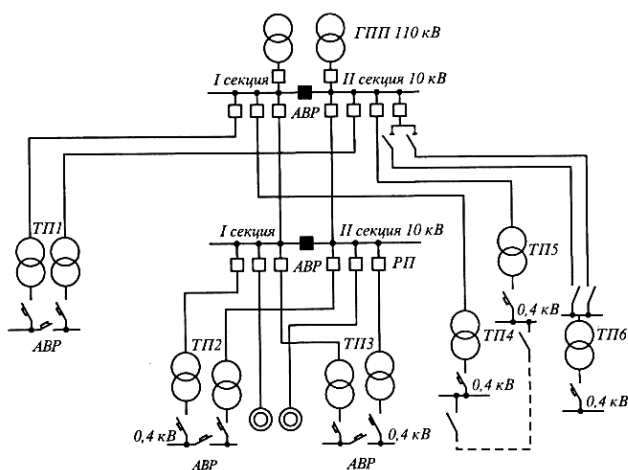


Рис. 4.1. Радиальная схема

К недостаткам магистральных схем следует отнести усложнение схем коммутации при присоединении ТП и одновременное отключение нескольких потребителей, питающихся от магистрали, при ее повреждении.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, обычно не превышает двух-трех при мощности трансформаторов 1000...2500 кВ·А и четырех-пяти при мощности 250...630 кВ·А.

Магистральные схемы выполняются одиночными и двойными, с односторонним и двухсторонним питанием.

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 3.2, а) применяются в тех случаях, когда отключение одного потребителя вызывает необходимость по условиям технологии производства отключения всех остальных потребителей (например, непрерывные технологические линии). При кабельных магистралях их трасса должна быть доступна для ремонта в любое время года, что возможно при прокладке в каналах, туннелях и т.п. Надежность схемы с одиночными магистралями можно повысить, если питаемые ими однострансформаторные подстанции расположить таким образом, чтобы была возможность осуществить частичное резервирование по связям низкого напряжения между ближайшими подстанциями. На рис. 3.2, б показана схема, на которой близко расположенные трансформаторные подстанции питаются от разных одиночных магистралей с резервированием по связям на низком напряжении. Такие магистральные схемы можно применять и для потребителей первой категории, если их мощность не превышает 15...20% от общей нагрузки трансформаторов. Трансформаторы подключаются к разным магистралям, присоединенным к разным секциям РП или РУ.

Построение схем электроснабжения заводов осуществляется по ступенчатому принципу. Число ступеней распределения электроэнергии на предприятии определяется потребляемыми мощностями и топологическим расположением электрических нагрузок на территории предприятия. Число ступеней распределения должно быть не более 2-3 (рис. 4.2). При большем числе ступеней снижается надежность схем и они становятся неэкономичным.

На небольших и средних предприятиях, а также на второй и последующих ступенях электроснабжения крупных предприятий электроэнергия распределяется на напряжении 10 кВ в основном по кабельным линиям. Напряжение 6 кВ является неперспективным и применяется только при большом количестве двигателей мощностью от 200 до 800 кВт (химия, нефтехимия).

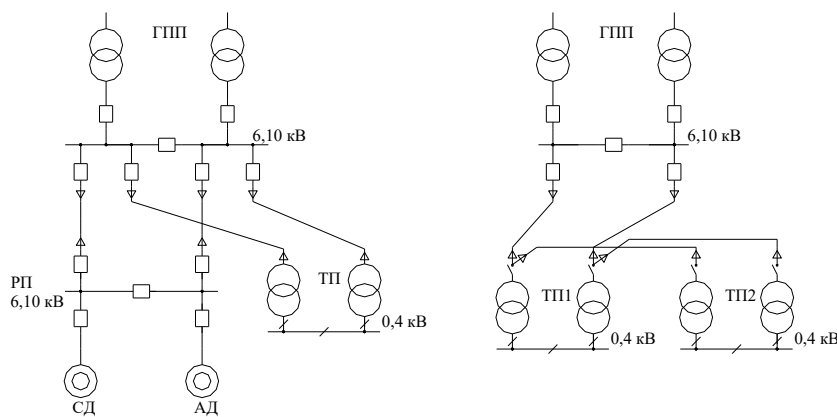


Рис. 4.2. Схемы распределения электроэнергии: а – радиальная; б – магистральная

На крупных предприятиях применяются два или три магистральных токопровода (рис. 4.3), прокладываемые по разным трассам через зоны размещения основных электрических нагрузок. На менее крупных предприятиях применяются схемы с одиночными двух цепными токопроводами. На ответвлениях от токопроводов к распределительным подстанциям устанавливаются реакторы для ограничения мощности короткого замыкания до величины отключаемой мощности выключателей типа ВМП. От каждого трансформатора питаются два токопровода перекрестно, т.е. разные цепи каждого токопровода питаются от разных трансформаторов.

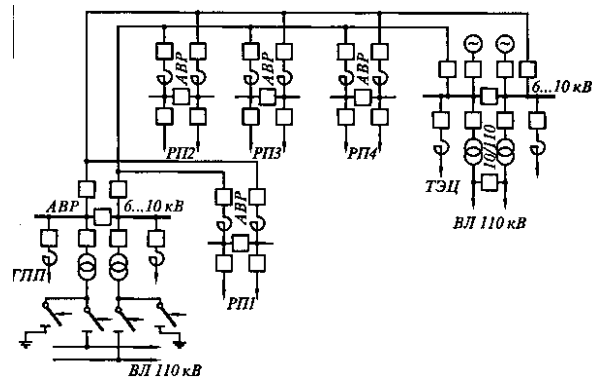


Рис. 4.3. Магистральная схема распределения электроэнергии с применением мощных токопроводов

Одиночные и двойные магистрали (рис. 4.4) с двусторонним питанием («встречные» магистрали) применяются при питании от двух независимых источников, требуемых по условиям обеспечения надежности электроснабжения для потребителей первой и второй категории. При использовании в нормальном режиме обоих источников производится деление магистрали примерно посередине на одной из промежуточных станций. Секционные выключатели нормально разомкнуты и снабжены устройством АВР.

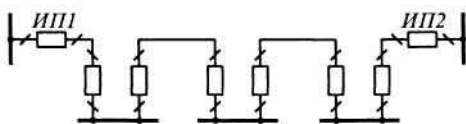


Рис. 4.4. Магистральная схема встречная - с двусторонним питанием

При большом числе потребителей применяется смешанная схема их питания, т.е. часть потребителей питается по радиальной схеме (РП, высоковольтные потребители), а часть по магистральной схеме.

Смешанные схемы питания, сочетающие различные схемы распределения электроэнергии, имеют наибольшее распространение на крупных объектах. Так, например, на первом уровне обычно применяются радиальные схемы. Дальнейшее распределение энергии от РП к цеховым ТП и двигателям высокого напряжения на таких объектах производится как по радиальным, так и по магистральным схемам.

Степень резервирования определяется категорией потребителей. Так, потребители первой категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников. В качестве второго источника питания могут быть использованы не только секционированные сборные шины электростанций или подстанций, но также и перемычки в сетях на низшем напряжении, если они подают питание от ближайшего распределительного пункта, имеющего независимое питание с АВР.

Для особо ответственных потребителей, отнесенных к особой группе первой категории, должно предусматриваться электроснабжение от радиальных и магистральных систем трех независимых источников. Каждый из двух основных источников должен полностью обеспечивать питание потребителя, а третий независимый источник - иметь минимальную мощность для безаварийного останова производства. Третьим независимым источником может быть, например, дизельная электростанция, которая при отключении одного из двух независимых источников включается на холостой ход и находится в режиме «горячего» резерва. Во избежание перегрузки третьего источника предусматривается отключение остальных потребителей перед его вводом.

Как уже было отмечено, выбор схемы распределения электроэнергии по территории предприятия осуществляется на основе технико-экономического сравнения вариантов. При выполнении курсового проекта рекомендуется рассмотреть не менее двух вариантов схем, уровень надежности которых будет одинаков. При этом, как было отмечено в разделе а), в рассматриваемых вариантах необходимо предусмотреть не только различные виды схем распределения, но и различное количество трансформаторных подстанций. Формирование

вариантов схем является достаточно сложным инженерным решением, поэтому прежде чем приступить к рассмотрению их технико-экономического сравнения, необходимо проконсультироваться с руководителем курсового проекта.

Технико-экономическое сопоставление вариантов схем осуществляется по методике, изложенной в п. 3.1.2. Данные по основным техническим характеристикам элементов и их стоимости представлены в таблицах 3.8, 3.13, 3.14, 4.2, 4.3.

Таблица 4.3. Стоимость силовых кабельных линий электропередачи (на 6-10 кВ)

№ п/п	Марка кабеля	Стоимость 1 пог. метра	№ п/п	Марка кабеля	Стоимость 1 пог. метра
1	2	3	4	5	6
1	АВВГ 3х2,5 кв.мм	12,98	28	ВВГнг-LS 3х4,0 кв.мм	97,79
2	АВВГ 3х4,0 кв.мм	15,34	29	ВВГнг-LS 3х10,0 кв.мм	169,31
3	АВВГ 3х6,0 кв.мм	13,19	30	ВВГнг-LS 3х16,0 кв.мм	274,56
4	АВВГ 3х10,0 кв.мм	19,91	31	ВБбШв 3х1,5 кв.мм	64,22
5	АВВГ 3х16,0 кв.мм	37,70	32	ВБбШв 3х2,5 кв.мм	75,71
6	ВВГ 3х1,5 кв.мм	26,49	33	ВБбШв 3х2,5 кв.мм, с заполнением	78,59
7	ВВГ-П 3х2,5 кв.мм	40,39	34	ВБбШнг 3х2,5 кв.мм	79,96
8	ВВГ 3х4,0 кв.мм	64,96	35	ВБбШв 3х4,0 кв.мм	30,88
9	ВВГ 3х6,0 кв.мм	94,82	36	ВБбШв 3х4,0 кв.мм с заполнением	44,18
10	ВВГ 3х10,0 кв.мм	149,64	37	ВКбШв 3х4,0 кв.мм	61,76
11	ВВГ 3х16,0 кв.мм	219,62	38	ВБбШнг 3х4,0 кв.мм	96,84
12	ВВГ 3х25,0 кв.мм	369,77	39	ВКбШв 3х6,0 кв.мм	39,30
13	АВБбШв 3х4,0 кв.мм	39,95	40	ВБбШв 3х6,0 кв.мм	56,89
14	АВБбШв 3х6,0 кв.мм	47,54	41	ВБбШв 3х10,0 кв.мм	72,66
15	АВБбШв 3х10,0 кв.мм	67,54	42	КГВВ 3х1,5 кв.мм	30,88
16	АВБбШв 3х16,0 кв.мм	78,16	43	КГВВ 3х2,5 кв.мм	44,18
17	АВБбШв 3х25,0 кв.мм	84,99	44	КГВВ 3х4,0 кв.мм	61,76
18	ВВГнг 3х1,5 кв.мм	24,47	45	КГВВ 3х6,0 кв.мм	96,84
19	ВВГнг 3х2,5 кв.мм	37,24	46	КГВВнг 3х1,5 кв.мм	39,30
20	ВВГнг 3х4,0 кв.	71,47	47	КГВВнг 3х2,5 кв.мм	56,89
21	ВВГнг 3х6,0 кв.мм	105,09	48	КГВВнг 3х4,0 кв.мм	72,66
22	ВВГнг 3х10,0 кв.мм	163,48	49	АВВГнг 3х2,5 кв.мм	14,50
23	ВВГнг 3х16,0 кв.мм	239,91	50	АВВГнг 3х4,0 кв.мм	18,85
24	НУМнг-LS 3х1,5 кв.мм	32,58	51	АВВГнг 3х6,0 кв.мм	23,0
25	НУМнг-LS 3х2,5 кв.мм	48,53	52	АВВГ 3х25,0 кв.мм.	55,65
26	ВВГнг-FRLS 3х1,5 кв.мм	105,32	53	АВВГ 3х35,0 кв.мм.	70,62
27	ВВГнг-FRLS 3х2,5 кв.мм	124,63			

Примечание к табл. 4.3. Стоимость указанной продукции приведена на 18.05.2010. Расшифровка аббревиатур марок кабелей: АВВГ- кабель с алюминиевыми жилами в полихлорвиниоловой изоляции, без защитного покрова; ВВГ – то же, а медными жилами; АВВГнг- не распространяющий горение; АВБбШв – алюминиевый, бронированный; НУМнг – медный, не распространяющий горение, с пониженным выделением дыма, газа, огнестойкий; ВБбШв – медный бронированный; ВБбШнг – то же, не распр.горение (по материалам ЗАО МПО «Электромонтаж», сайт: <http://www.electro-mpo.ru>).

Таблица 4.4. Камеры КСО с автогазовыми трёхполюсными выключателями нагрузки типа ВНА-П-10/630-20

Наименование	Тип коммутационного аппарата	Предохранитель	Трансформатор	Разрядник	Цена с НДС, руб.
КСО-303 сх.1	РВЗ-10/630 II	-	-	-	22 840
КСО-303 сх.2	РВЗ-10/630 III	-	-	-	24200
КСО-303 сх.3	ВНА-П-10/630-20з	-	-	-	30 470р
КСО-303 сх.4	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	-	-	35 640
КСО-303 сх.5	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	1 х ТОЛ10	-	52 360
КСО-303 сх.6	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	2 х ТОЛ10	-	64 850
КСО-303 сх.7	РВЗ-10/630 III	-	-	РВО	30 140
КСО-303 сх.8	ВНА-П-10/630-20з	-	-	РВО	40 040р.
КСО-303 сх.9	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	-	РВО	45 540
КСО-303 сх.10	РВЗ-10/630 III	ПКН	НОМ	-	54 780
КСО-303 сх.11	РВЗ-10/630 III	ПКН	НАМИ	-	66 920
КСО-303 сх.12	ВНА-П-10/630-20+РВЗ-10/630 II	ПКН	НОМ	-	78 120
КСО-303 сх.13	ВНА-П-10/630-20+РВЗ-10/630 II+АВР	ПКН	НОМ	-	79 690
КСО-303 сх.14	РВЗ-10/630 III	-	-	-	24 200
КСО-303 сх.15	РВ-10/630	-	-	-	17 200
КСО-303 сх.16	РВ-10/630	-	-	-	17 200
КСО-303 сх.17	ВНА-П-10/630-20+РВЗ-10/630 II	-	-	-	44 520
КСО-303 сх.18	ВНА-П-10/630-20з	-	-	-	36 980
КСО-303 сх.19	ВНА-П-10/630-20+РВЗ-10/630 II	-	-	-	44 530
КСО-303 сх.20	ВНА-П-10/630-20з	-	-	-	36 520
КСО-303 сх.21	ВНА-П-10/630-20з	-	НОМ	-	64 520
КСО-303 сх.22	ВНА-П-10/630-20з	-	НОМ+4хТОЛ10	-	84 500

Окончание таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6
КСО-366М сх.1	РВЗ-10/630 П	-	-	-	23 280
КСО-366М сх.2	РВЗ-10/630 П	ПКТ	-	-	27 580
КСО-366М сх.3Н	ВНА-П-10/630-20з	-	-	-	31 070
КСО-366М сх.4Н	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	-	-	37 010
КСО-366М сх.5	ВНА-П-10/630-20зп ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	1 x ТОЛ10	-	53 620
КСО-366М сх.6	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	2 x ТОЛ10	-	65 870
КСО-366М сх.7Н	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	-	-	37 010
КСО-366М сх.8	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	1 x ТОЛ10	-	53 620
КСО-366М сх.9	ВНА-П-10/630-20зп	ПКТ	2 x ТОЛ10	-	54 860
КСО-366М сх.10	ВНА-П-10/630-20зп	ПКН	НОМ	-	46 530
КСО-366М сх.11	ВНА-П-10/630-20зп	ПКН	НАМИ	-	55 880
КСО-366М сх.12	ВНА-П-10/630-20з	-	-	РВО	31 760
КСО-366М сх.13	2 x РВ-10/630	-	-	-	34 970
КСО-366М сх.14	РВ-10/630	-	-	-	15 620
КСО-366М сх.15	РВ-10/630	-	-	-	15 620р.

Примечание к табл. 4.4. Приведённые цены действительны с 10.04.2007 г.

Таблица 4.5. Стоимость комплектных трансформаторных подстанций

$S_{ном.тр.},$ кВА	Тип ввода- вывода	Комплект 1 (рубильники) цена, руб	Комплект 2 (автоматы) цена, руб	Комплект 3 (рубильники) цена, руб	Комплект 4 (автоматы) цена, руб	Комплект 5 (рубильники) цена, руб	Комплект 6 (автоматы) цена, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
25	КК	-	-	120 640,00	124 000,00	189 560,00	192 900,00
	ВК	114 600,00	118 100,00	140 180,00	143 900,00	237 900,00	241 730,00
	ВВ	118 100,00	121 630,00	143 700,00	147 320,00	245 060,00	248 630,00
40	КК	-	-	120 640,00	124 000,00	189 560,00	192 900,00
	ВК	114 600,00	118 100,00	140 180,00	143 900,00	237 900,00	241 730,00
	ВВ	118 100,00	121 630,00	143 700,00	147 320,00	245 060,00	248 630,00
63	КК	-	-	120 640,00	124 000,00	189 560,00	192 900,00
	ВК	114 600,00	118 100,00	140 180,00	143 900,00	237 900,00	241 730,00
	ВВ	118 100,00	121 630,00	143 700,00	147 320,00	245 060,00	248 630,00
100	КК	-	-	120 640,00	124 000,00	189 560,00	192 900,00
	ВК	114 600,00	118 100,00	140 180,00	143 900,00	237 900,00	241 730,00
	ВВ	118 100,00	121 630,00	143 700,00	147 320,00	245 060,00	248 630,00
160	КК	-	-	123 400,00	129 150,00	192 500,00	198 160,00
	ВК	119 500,00	125 130,00	142 960,00	148 600,00	240 700,00	246 300,00
	ВВ	123 050,00	128 700,00	146 520,00	152 200,00	247 900,00	253 600,00

250	КК	-	-	124 200,00	131 350,00	193 320,00	200 330,00
	ВК	121 670,00	128 800,00	143 840,00	151 000,00	241 620,00	248 800,00
	ВВ	125 240,00	132 365,00	147 320,00	154 560,00	248 800,00	256 000,00
400	КК	-	-	134 680,00	145 100,00	203 800,00	214 200,00
	ВК	133 200,00	141 600,00	154 300,00	164 700,00	251 900,00	262 200,00
	ВВ	136 800,00	145 130,00	157 800,00	168 100,00	259 200,00	269 500,00
630	КК	-	-	147 800,00	195 400,00	216 800,00	264 400,00
	ВК	138 580,00	179 900,00	167 325,00	214 900,00	264 960,00	312 500,00
	ВВ	142 140,00	183 540,00	170 890,00	218 500,00	272 200,00	320 620,00
1000	КК	-	-	-	271 100,00	-	340 050,00
	ВК	-	-	-	290 500,00	-	388 300,00
	ВВ	-	-	-	294 200,00	-	395 500,00

Примечание к табл. 4.5. Киосковые КТПН тупикового исполнения: Комплект 1: КТПНм.

Сторона ВН - без коммутационного аппарата, сторона НН - рубильники с предохранителями. Комплект 2: КТПНм. Сторона ВН - без коммутационного аппарата, сторона НН - автоматические выключатели. Комплект 3: КТПНт. Сторона ВН - с разъединителем РВЗ, сторона НН - рубильники с предохранителями. Комплект 4: КТПНт Сторона ВН - с разъединителем РВЗ, сторона НН - автоматические выключатели. Киосковые КТПН проходного исполнения: Комплект 5: КТПНп Сторона ВН - с разъединителями РВЗ, сторона НН - рубильники с предохранителями. Комплект 6: КТПНп Сторона ВН - с разъединителями РВЗ, сторона НН - автоматические выключатели. Стандартная комплектация КТПН: *Сторона ВН:* напряжение 10(6)кВ, разъединитель или выкл. нагрузки, предохранители ПТ, разрядники РВО, изоляторы ИПУ, ШС, ТФ. *Сторона НН:* напряжение 0,4кВ, разрядники РВН, вводной рубильник с предохранителями (автоматический выключатель), учет активной электроэнергии, на отходящих линиях - рубильники с предохранителями (автоматические выключатели), приборы контроля тока и напряжения на распределителях 0,4кВ, фидер уличного освещения с автоматическим управлением. Цены на КТПН, КТПС указаны без силового трансформатора.

4.1.3. Уточнённый выбор элементов системы электроснабжения

После того, как выбраны основные элементы электрической сети (источники питания и электрические связи) необходимо уточнить их основные характеристики применительно к проектируемой нагрузке. Проверка осуществляется в соответствии с общепринятой методикой для электрических сетей соответствующих напряжений.

В первую очередь необходимо уточнить соответствие выбранной марки и сечения кабеля (провода) допустимым параметрам.

Для кабельных ЛЭП напряжением 6-10 кВ проверку осуществляют по следующим пунктам:

По нагреву. Задачей проверки кабеля (провода) по нагреву является определение допустимого тока, который можно пропустить по этому проводнику при условии не превышения им установленной для данной марки температуры.

Как было показано в предыдущих разделах, рабочий ток, протекающий по кабелю, к которому подключена определённая нагрузка, определяется по выражению:

$$I_H = P_H / (\sqrt{3} U_{ном} \cos\varphi), \quad (4.3)$$

где P_H - мощность подключенной к данному кабелю нагрузки.

Далее выбранное сечение по выражению (3.14) должно быть проверено по нагреву:

$$I_{раб.ном.} \leq I_{доп.}, \quad (4.4)$$

где $I_{доп.}$ - допустимое для данной марки и сечения значение тока.

Допустимое значение тока кабелей (проводов) различных марок и сечений можно принимать по табл. 4.6-4.7.

Таблица 4.6. Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке

Сечение жилы, кв.мм	Ток, А, для кабелей при прокладке	
	в воздухе	в земле
2,5	-	-
4	-	-
6	-	-
10	42	60
16	50	80
25	70	105
35	85	125
50	110	155
70	135	190
95	165	225
120	190	260
150	225	300
185	290	390

Таблица 4.7. Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	–	–	–	–

По допустимой потере напряжения

Потерей напряжения в линиях электропередачи называется алгебраическая разность между напряжением в начале и конце ЛЭП. Значение потерь напряжения в трёхфазной ЛЭП можно определять по одному из следующих выражений:

$$\Delta U = I_{\text{раб.}} \cdot \ell \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), B;$$

$$\Delta U = \frac{I_{\text{раб.}} \cdot \ell \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_H} \cdot 100, \%;$$

$$\Delta U = \frac{S_P \cdot \ell \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_H^2} \cdot 100\%; \quad (4.5)$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_H^2} \cdot 100\%.$$

Условием проверки выбранного сечения кабеля является выполнение следующего неравенства:

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{дон.}}, \quad (4.6)$$

где $\Delta U_{\text{дон.}}$ - допустимая потеря напряжения для кабеля данного сечения, зависящая от процентного соотношения потерь напряжения в элементах электрической сети (трансформаторах, ЛЭП), а также от оснащённости источников питания средствами регулирования напряжения. При наличии средств регулирования напряжения в цеховых трансформаторах значение

$\Delta U_{\text{дон.}}$ в кабельных сетях напряжением менее 1 кВ можно принимать равным **6,5-7%**, в сетях напряжением 6-10 кВ – до **5%**. При отсутствии средств переключения без возбуждения на обмотке высшего напряжения цеховых трансформаторов значение $\Delta U_{\text{дон.}}$ можно принимать, соответственно **5%** в сетях 6-10 кВ и до **3%** в сетях напряжением менее 1 кВ.

На термическую стойкость к действию токов короткого замыкания.

Эта проверка осуществляется после расчета токов короткого замыкания наравне с выбором и проверкой аппаратуры защиты и управления режимами работы проектируемой системы электроснабжения (см. Тема 5).

Сечение кабельной линии по термической стойкости к действию токов КЗ можно выбрать на основе следующих выражений:

$$F_T = I_\infty \sqrt{t_{II}} / k_T = \sqrt{B_T} / C_T, \quad (4.7)$$

где $B_k = I_k^2 (t_k + T_a)$ - тепловой импульс; $I_k = I_\infty$ - установившееся значение тока КЗ; $t_k = t_{II}$ - действительное время КЗ; T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, обычно равная 0,005+0,2 с; C_T — коэффициент, значения которого приведены в табл. 4.8.

Таблица 4.8. Значение температурного коэффициента C_T

Вид кабеля	C_T
Шины медные	170
Шины алюминиевые	90
Кабели с медными жилами с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 20-220 кВ	105
Кабели с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 20-220 кВ	70
Кабели и изолированные провода с медными жилами с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией	120
Кабели и изолированные провода с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией	75
Кабели и изолированные провода с медными жилами с полиэтиленовой изоляцией	103
Кабели и изолированные провода с алюминиевыми жилами с полиэтиленовой изоляцией	65

Кроме того, проверка соответствия источников питания имеющейся нагрузке предприятия осуществляется также и по условию возможной компенсации реактивной мощности нагрузки.

Компенсация реактивной мощности в электрических сетях осуществляется с целью:

- снижения потерь активной электрической энергии в элементах этой сети;
- повышения качества электрической энергии и, соответственно, повышения уровня надёжности электроснабжения;
- увеличения пропускной способности линий электропередачи;
- снижения номинальной мощности источника питания и соответственному снижению стоимости затрат на сооружение системы электроснабжения.

В соответствие с принятой в 2007 году методикой мощность конденсаторных батарей, необходимых для установки на шинах источника питания с целью компенсации части реактивной мощности, можно определять аналогично выражению (3.8):

$$Q_{к.у.} = \sum P_p \cdot (tg \varphi_p - tg \varphi_\varnothing), \quad (4.8)$$

где P_p - суммарная расчётная активная низковольтная нагрузка, подключенная к шинам 0,4 кВ цехового трансформатора, с учетом нагрузки освещения и возможных потерь активной мощности в кабельных связях; $tg \varphi_p$ - расчётный коэффициент реактивной мощности, определяемый как отношение реактивной мощности нагрузки к её суммарной активной мощности; $tg \varphi_\varnothing = 0,35$ - для электрических сетей 0,38 кВ.

На основании выражения (4.7) производят выбор установок компенсации реактивной мощности по табл. 4.8.

Выбрав источники компенсации реактивной мощности, производят корректировку номинальной мощности силового трансформатора:

$$S = \sqrt{P_P^2 + (Q_P - Q_{к.у.})^2}. \quad (4.9)$$

4.1.4. Особенности проектирования низковольтной системы электроснабжения промышленных предприятий

Очень часто при проектировании системы электроснабжения промышленных предприятий ограничиваются шинами 0,4 кВ цеховых трансформаторов, не рассматривая распределение электроэнергии по сети 0,38 кВ. Вместе с этим, низковольтная система распределения электрической энергии предприятия занимает значительную часть общей системы электроснабжения и состоит из большого количества низковольтного электрооборудования, которое необходимо выбирать при проектировании. Поэтому, если в результате объединения потребителей в группы электроэнергия от подстанции распределяется нескольким цехам или корпусам предприятия, необходимо обязательно выбирать и кабельные связи на напряжение 0,38 кВ, а также соответствующую аппаратуру управления и защиты на этом напряжении, устанавливаемую на отходящих кабельных связях. Выбор марки и сечения кабельных ЛЭП на 0,38 кВ, а также их проверка аналогичны методике, изложенной выше.

В настоящее время на низковольтном напряжении электрическую энергию распределяют с помощью следующих видов кабельных ЛЭП.

Кабели с пониженным дымо- и газовыделением

1) ВВГнг-LS, АВВГнг-LS на напряжение до 0,66 кВ, 1 кВ

2) ВВГнг-П LS, АВВГнг-П LS

Кабели силовые, не распространяющие горение с низким дымо- и газовыделением.

Конструкция:

— жила: алюминиевая или медная (П — изолированные жилы уложены параллельно в одной плоскости).

— изоляция: ПВХ пониженной пожароопасности.

— защитные покровы: оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности.

3) ВБбШв нг-LS, АВБбШв нг-LS на напряжение до 0,66 кВ, 1 кВ

Кабели силовые, не распространяющие горение с низким дымо- и газовыделением.

Конструкция:

— жила: алюминиевая или медная

— изоляция: сплошная ПВХ пониженной пожароопасности

— защитные покровы: типа Шв.

4) КВВГЭнг-LS, КВВГнг-LS на напряжение 0,66 кВ

Кабели контрольные, не распространяющие горение с низким газо- и дымовыделением.

Конструкция:

— жила: медная

— изоляция: сплошная, ПВХ, пониженной пожароопасности

— защитные покровы: оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности

— Э — общий экран поверх скрученных жил: алюминиевая

или медная фольга. Производитель: ОАО «Севкабель».

Кабели силовые, не распространяющие горение, с изоляцией и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов, марок: (К) ППГ (Э) нг-НГ, (К) ПБбПнг-НГ, ПвПГнг-НГ

Кабели силовые, не распространяющие горение, безгалогенные, предназначены для передачи и распределения электроэнергии в стационарных установках при номинальном переменном напряжении 0,66 и 1 кВ частотой до 100 Гц, в том числе для эксплуатации в системах Ас класса ЗН по классификации ПНАЭГ-1-011-97.

Кабели рекомендуют для прокладки в производственных и офисных помещениях, в которых установлены компьютеры, а также в сооружениях метрополитена, жилых и общественных зданиях (в кинотеатрах, медицинских и учебных учреждениях, магазинах и т. п.).

Характеристика пожарной безопасности: дымовыделение при горении и тлении кабеля, а также коррозионная активность продуктов горения кабеля соответствуют требованиям МЭК.

Конструкция кабеля: Жила: медная (алюминиевая), одно- или многопроволочная.

Изоляция: полимерная композиция, не содержащая галогенов, для кабеля марки ПвПГнг-НГ — сшитый полиэтилен. Внутренняя оболочка: полимерная композиция, не содержащая галогенов.

Броня для кабеля марки ПББПнг-НР: стальные оцинкованные ленты. Наружная оболочка: полимерная композиция, не содержащая галогенов. Срок службы кабелей — не менее 30 лет при соблюдении потребителем условий транспортирования, хранения, прокладки (монтажа) и эксплуатации, указанных в технических условиях. Производитель: ОАО “Севкабель”.

Силовые кабели с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена на напряжение 1 кВ

Четырехжильные силовые кабели с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках при номинальном переменном напряжении 1 кВ номинальной частотой 50 Гц.

Вид климатического исполнения кабелей с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена; УХЛ, категории размещения 1 и 5, т. е. кабели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе, а также в помещениях с повышенной влажностью, в том числе в подвалах и в почве.

Силовые кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката на напряжение 1 кВ

Четырехжильные силовые кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката (ПВХ) предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках при номинальном переменном напряжении 1 кВ частотой 50 Гц.

Вид климатического исполнения кабелей с изоляцией из ПВХ: УХЛ, категории размещения 1 и 5. Справочные данные для выбора марки кабелей на напряжение ниже 1 кВ представлены в табл. 4.9-4.12.

Таблица 4.9. Техническая характеристика силовых кабелей

Марка кабеля		Наименование элементов кабеля	Преимущественная область применения
С медными жилами	С алюминиевыми жилами		
1	2	3	4
ПвВГ	АПвВГ	Изоляция из силанольносшитого полиэтилена, оболочка из поливинилхлоридного пластиката	Для прокладки одиночных кабельных линий в кабельных сооружениях, помещениях при условии отсутствия опасности механических повреждений. допускается групповая прокладка в кабельных сооружениях при условии применения дополнительных мер по огнезащите, например, нанесения огнезащитных мастик
ПвВГнг	АПвВГнг	То же, оболочка из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести	То же, для групповой прокладки
ПвББШнг	АПвББШнг	Изоляция из силанольносшитого полиэтилена, защитный покров типа ББШнг	Для групповой прокладки в кабельных сооружениях, помещениях
ПвББШп	АПвББШп	То же, с защитным покровом типа ББШп	Для прокладки в земле (траншеях), за исключением пучинистых и просадочных грунтов, и для прокладки одиночных кабельных линий в кабельных сооружениях. Могут быть проложены в земле (траншеях) независимо от коррозионной активности грунтов и грунтовых вод.

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4
ВВГ	АВВГ	Изоляция и оболочка из ПВХ	Для прокладки одиночных кабельных линий в кабельных сооружениях, помещениях при условии отсутствия опасности механических повреждений. допускается групповая прокладка в кабельных сооружениях при условии применения дополнительных мер по огнезащите, например, нанесения огнезащитных мастик.
ВВГнг	АВВГнг	Изоляция из ПВХ, оболочка из ПВХ пониженной горючести	То же, для групповой прокладки
ВБбШв	АВБбШв	Изоляция из ПВХ, защитный покров типа БбШв	Для прокладки в земле (траншеях), за исключением пучинистых и просадочных грунтов, и для прокладки одиночных кабельных линий в кабельных сооружениях. Могут быть проложены в земле (траншеях) независимо от коррозионной активности грунтов и грунтовых вод. допускается групповая прокладка в кабельных сооружениях при условии применения дополнительных мер по огнезащите, например, нанесения огнезащитных мастик
ВБбШнг	АВБбШнг	Изоляция из ПВХ, защитный покров типа БбШнг	Для групповой прокладки в кабельных сооружениях, помещениях и в сооружениях метрополитена в т. ч. в пожароопасных зонах

Таблица 4.10. Техническая характеристика изоляции кабелей по длительно допустимому току

Номинальное сечение жил, мм ²	Длительно допустимые токовые нагрузки кабелей, А							
	с алюминиевыми жилами				с медными жилами			
	с ПВХ изоляцией		с ПЭ изоляцией		с ПВХ изоляцией		с ПЭ изоляцией	
	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе
16	71	62	87	78	93	81	113	101
25	93	81	113	102	121	107	147	133
35	112	101	137	126	147	131	178	164
50	136	126	166	158	178	164	217	205
70	165	155	201	194	220	210	268	262
95	197	189	240	237	260	254	316	318
120	224	219	272	274	298	299	363	372
150	254	254	310	317	337	344	410	429
185	286	291	384	363	378	392	459	488
240	330	343	401	428	435	464	529	579

Таблица 4.11. Техническая характеристика изоляции кабелей по току КЗ

Номинальное сечение жил, мм ²	Длительно допустимые токовые нагрузки кабелей, А			
	с алюминиевыми жилами		с медными жилами	
	с ПВХ изоляцией	с ПЭ изоляцией	с ПВХ изоляцией	с ПЭ изоляцией
16	1,22	1,40	1,84	2,16
25	1,90	2,24	2,88	3,46
35	2,66	3,09	4,03	4,80
50	3,80	4,18	5,75	6,50
70	5,32	6,12	8,05	9,38
95	7,22	8,48	10,93	13,00
120	9,12	10,71	13,80	16,43
150	11,40	13,16	17,25	20,26
185	14,07	16,53	21,27	25,35
240	18,25	21,70	27,60	33,32

Таблица 4.12. Технические характеристики изоляции кабелей

Наименование параметра	Нормативное значение параметра	
	Кабель с изоляцией из ПВХ	Кабель с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена
Электрическое сопротивление изоляции на 1 км длины при $t = 20$ °С, не менее, МОм/км	7	150
Длительно допустимая температура нагрева жилы, °С, не более	70	90
Длительно допустимая температура нагрева жилы в аварийном режиме, °С не более	80	130
Максимально допустимая температура жил при коротком замыкании, °С, не более	160	250
Срок службы, лет, не менее	30	30
Максимальная разность уровней при прокладке, м, не более	Без ограничения разности уровней	Без ограничения разности уровней
Минимальный радиус изгиба при прокладке, не менее (D_n — наружный диаметр кабеля)	$7,5 D_n$	$7,5 D_n$

Силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 1 кВ

Типы кабелей

АПВВГ, ПвБ6Шв, ПвВГ, АПвБ6Шнг, АПвВГнг, ПвБ6Шнг, ПвВГнг, АПвБ6Шп, АПвБ6Шв, ПвБ6Шп

Оболочка:

— для АПВВГ и ПвВГ — из ПВХ пластика, не распространяющая горение при одиночной прокладке;

— для АПвВГнг и ПвВГнг -из ПВХ пластика пониженной горючести, не распространяющая горение при прокладке в пучках.

Оболочка:

— для АПвБ6Шв, ПвБ6Шв — из ПВХ пластика, не распространяющая горение при одиночной прокладке;

— для АПвБ6Шнг, ПвБ6Шнг — из ПВХ пластика пониженной горючести, не распространяющая горение при прокладке в пучках;

— для АПвБ6Шп, ПвБ6Шп — из полиэтилена.

Применяются для прокладки:

АПвВГ, АПвВГнг, ПвВГ, ПвВГнг - в воздухе при отсутствии опасности механических повреждений в ходе эксплуатации; в сухих или сырых помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, частично затапливаемых сооружениях при наличии среды со слабой, средней и высокой коррозионной активностью; на специальных кабельных эстакадах, по мостам и в блоках; в местах подверженных вибрации.

АПвБбШв, АПвБбШнг, ПвБбШв, ПвБбШнг - в земле (траншеях) с низкой, средней или высокой коррозионной активностью, с наличием или отсутствием блуждающих токов, если в процессе эксплуатации кабели не подвергаются значительным растягивающим усилиям; в воздухе при наличии опасности механических повреждений в ходе эксплуатации; для прокладки в сухих или сырых помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, частично затапливаемых сооружениях при наличии среды со слабой, средней и высокой коррозионной активностью.

АПвБбШн, ПвБбШн - в земле (траншеях) с низкой, средней или высокой коррозионной активностью, с наличием или отсутствием блуждающих токов если в процессе эксплуатации кабели не подвергаются значительным растягивающим усилиям; в грунтах с повышенной влажностью; в воде.

Длительно допустимые токовые нагрузки кабелей из шитого полиэтилена больше на 13—16 % в сравнении с кабелями с изоляцией из ПВХ пластиката, а также при равных токовых нагрузках дают возможность использовать кабели сечением на ступень ниже.

Кроме того, силовые кабели из СПЭ имеют более высокую надежность при эксплуатации, медленное старение изоляции, высокую электрическую прочность изоляции, меньший вес и габариты.

4.2. Выбор системы внутреннего электроснабжения городов

В крупных городах большое распространение получила распределительная сеть напряжением 6... 10 кВ, выполненная по петлевой схеме.

На рис. 4.5 изображена петлевая линия, питающаяся от одного РП.

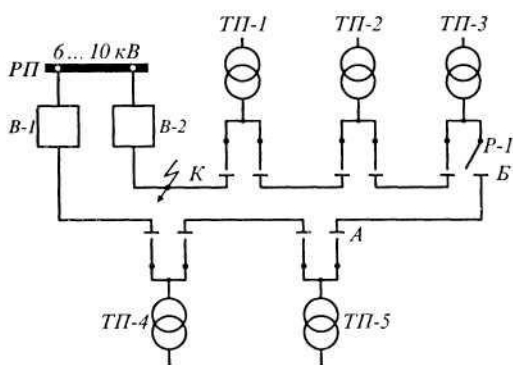


Рис. 4.5. Схема петлевой распределительной линии электропередачи напряжением 6-10 кВ

В нормальном режиме петлевая линия разомкнута разъединителем Р-1 и каждая магистральная линия питается от РП независимо. При повреждении какого-либо участка на одной из линий автоматически отключается выключатель на головном участке В-1 или В-2 и прекращается питание всех потребителей, присоединенных к поврежденной линии. Этот участок отключают вручную разъединителями после нахождения места повреждения. Замыкают переключку А - Б разъединителем Р-1 и восстанавливают питание потребителей. Самым тяжелым случаем для такой линии будет повреждение в точке К, так как питание всей нагрузки в послеаварийном режиме будет осуществляться по одной линии. Электрооборудование должно проверяться на нагрев в послеаварийном режиме. Кроме того, при этих условиях необходимо проверить линию по потерям напряжения. Резервная переключка должна находиться под напряжением и при разомкнутой схеме.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной линии, не должно быть более пяти-шести. Принципиальная схема присоединения петлевой линии к двум РП изображена на рис. 4.6. Место размыкания линии может быть выбрано произвольно, но для получения минимальных потерь мощности желательно, чтобы оно было в точке токораздела. Каждая линия своими головными участками подключена к двум РП. Каждая часть линии от РП до токораздела питает определенное число ТП. На схеме видно, что к части линии Л-2 от РП-1 до токораздела Р4 подключены ТП-1 и ТП-2, а к части линии Л-2 от РП-2 до токораздела Р4 подключена ТП-3. Таким образом, обе части

линии Л-2 находятся постоянно под напряжением. При аварии на любом участке линии Л-2, например в точке К, релейная защита, установленная на РП-1, отключит выключатель В-2 и подстанции, присоединенные к линии от РП-1 до токораздела Р₄, т.е. ТП-1 и ТП-2 прекратят подачу электроэнергии потребителям. Для восстановления питания ТП-1 и ТП-2 дежурный персонал городской электрической сети отключает аварийный участок линии разъединителями Р₂ и Р₃ и затем включает разъединитель Р₄, тем самым ТП-2 переводится на питание от РП-2. После ликвидации аварии на линии ТП-2 вновь будет получать питание от РП-1. Как видно из схемы, линии Л-1 и Л-2 резервируют трансформаторные подстанции со стороны линий напряжением 6...10 кВ. Однако при повреждении трансформатора в какой-либо ТП (в этом случае независимо от резервирования ТП по линиям напряжением 6...10 кВ) электроснабжение потребителей, подключенных к этой подстанции, прекратится. Учитывая это обстоятельство, в схеме предусматривается резервирование распределительных устройств низкого напряжения через электрическую сеть напряжением 0,4 кВ с помощью соединительных пунктов (СП) С₁, С₂, С₃ и С₄. В нормальном режиме все входящие линии напряжением 0,4 кВ в СП рассоединены и каждая подстанция изолированно друг от друга питает определенный район потребителей.

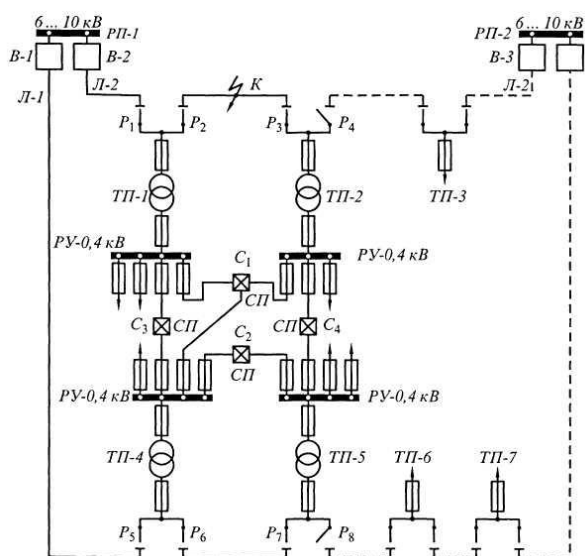


Рис. 4.6. Схема петлевой распределительной сети с резервированием на стороне НН

В случае отказа, например, трансформатора в ТП-2 достаточно в С₁ и С₂ замкнуть соединительные линии, и потребители, подключенные к ТП-2, получают питание от ТП-1 и ТП-5. Такое резервирование возможно при условии, что мощность трансформаторов выбрана с учетом их перегрузочной способности в послеаварийных режимах.

Следует помнить, что петлевая сеть не обеспечивает бесперебойное питание потребителей: при повреждении любого участка петлевой сети часть потребителей отключается на время, необходимое для отключения поврежденного участка и перевода на

питание от неповрежденных участков сети.

Для повышения надежности электроснабжения наиболее эффективным считается использование сети с устройством АВР на секционном выключателе распределительного устройства.

Следует отметить, что наиболее целесообразный вариант схемы электроснабжения выбирается на основании технико-экономического сравнения возможных (не менее 2-х) вариантов, по методике, аналогично рассмотренной выше для промышленных предприятий. Следует отметить, что при выполнении курсового проекта по электроснабжению городского хозяйства, не требуется учитывать компенсацию реактивной мощности. Вместе с этим, в зоне проектирования могут оказаться и некоторые промышленные объекты. В этом случае, при выборе источника питания, необходимо учитывать снижение его мощности в результате компенсации реактивной мощности.

4.3. Выбор системы внутреннего электроснабжения сельских населенных пунктов

Формирование структуры электрической сети 0,38 кВ осуществляется, в первую очередь, в зависимости от выбора места расположения источников питания и их количества. При этом следует учитывать, что количество трансформаторных подстанций в населенном пункте, как было показано в теме 3, наиболее точно может быть определено путем технико-экономического сравнения вариантов распределения электрической энергии по территории населенного пункта. Вместе с тем, в зависимости от расположения населенного пункта на местности, можно использовать упрощенные выражения для определения количества потребительских

трансформаторных подстанций. Принято считать, что населенный пункт, длина которого более чем в 2 раза превышает его ширину, называется *протяжённым*. В этом случае количество ТП можно определять как:

$$N = 0,25 \cdot \sqrt{\frac{S_p \cdot L}{\Delta U_{\text{доп.,\%}}}} \quad (4.9)$$

Для всех остальных населенных пунктов, имеющих другую конфигурацию, можно пользоваться выражением:

$$N = 0,35 \cdot \sqrt[3]{\frac{S_p^2 \cdot F}{(\Delta U_{\text{доп.,\%}})^2}} \quad (4.10)$$

В выражениях (4.9) и (4.10) S_p - суммарная расчётная нагрузка всего населённого пункта с учетом уличного освещения и возможных потерь электроэнергии в низковольтных линиях электропередачи; F - площадь, занимаемая населённым пунктом; L - длина населённого пункта; $\Delta U_{\text{доп.,\%}}$ - допустимое значение потерь напряжения.

Следует отметить, что упрощенные выражения (4.9) и (4.10) не являются обязательными, при определении количества ТП, но могут использоваться как проверочные, после технико-экономического сравнения возможных вариантов схем распределения электрической энергии на напряжении 6-10 кВ с различным количеством трансформаторных подстанций.

После того, как выбрана схема электроснабжения на напряжении 6-10 кВ с конкретным количеством трансформаторных подстанций, от шин последних проектируют передачу электрической энергии по линиям напряжения 0,38 кВ потребителям. При этом следует учитывать, что необходимо разделять электрические сети коммунально-бытовых и производственных потребителей, находящихся в зоне проектирования. Расположение ТП в каждой принятой зоне (количество зон приравнивается к количеству ТП) определяется по координатам, в соответствии с выражениями (3.2) и (3.3) и корректируется по месту на плане населенного пункта с учетом требований ПУЭ, санитарных норм, возможности подхода к ТП линий высокого напряжения, удобства эксплуатации и т.д.

Трассы линий электропередачи необходимо выбирать преимущественно вдоль дорог, для удобства обслуживания и уличного освещения с учетом возможно меньшего количества пересечений проезжих дорог. Количество отходящих ЛЭП определяется расположением подключаемых потребителей и общей мощностью силового трансформатора и может варьироваться от 3-х до 6-7, включая линии уличного освещения.

Принятая конфигурация электрической сети 0,38 кВ служит основой для определения расчётной нагрузки в сети низкого напряжения (см. Тема 2). Данные по силовым трансформаторам представлены в табл. 4.2.

В соответствии с требованиями ПУЭ преимущественное распределение электрической энергии потребителям сельских населенных пунктов должно осуществляться самонесущими изолированными проводами.

Самонесущие изолированные провода (СИП) предназначены для применения в воздушных линиях электропередачи (ЛЭП) с подвеской на опорах или фасадах зданий и сооружений.

Климатическое исполнение — УХЛ, категории размещения — 1, 2 и 3.

Типы самонесущих изолированных проводов:

СИП-1, СИП-1А, СИП-3, СИП—2, СИП—2А

Конструкция:

1. Фазная токопроводящая жила из алюминия, многопроволочная, уплотненная.

2. Нулевая несущая жила из алюминиевого сплава АВЕ или сталеалюминиевая, многопроволочная, уплотненная.

3. Изоляция:

светостабилизированного полиэтилена (LDPE) для проводов СИП-1, СИП-1А

светостабилизированного полиэтилена (XDPE) для проводов СИП-2, СИП-2А, СИП-3.

Преимущества СИП:

при равнозначных капиталовложениях, ЛЭП с СИП требуют меньших эксплуатационных расходов; возможность совместной подвески на опорах проводов с разным уровнем напряжения и с телефонными линиями; уменьшение безопасных расстояний до зданий и других инженерных сооружений (электрических, телефонных, воздушных линий); высота над уровнем земли — 4 метра, для неизолированных проводов — 6 метров; исключена возможность короткого замыкания между проводами фаз или на землю; исключение опасности возникновения пожаров в случае падения проводов на землю; высокая безопасность обслуживания — отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением; меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования, уменьшение гололедноветровых нагрузок на опоры; снижение потери напряжения вследствие малого реактивного сопротивления; сокращение объемов аварийно-восстановительных работ; простота ремонтов, особенно при работах под напряжением; снижение вероятности хищения электроэнергии и разрушения ЛЭП; безопасность работ вблизи ЛЭП. Технические данные СИП приведены в табл. 4.13-4.16.

Таблица 4.13. Технические характеристики СИП-1, СИП-1А

Количество и сечение жил, шт x мм ²	Масса, кг/км		Диаметр, мм	Токовая нагрузка, А	Ток короткого замыкания, кА
	СИП-1	СИП-1А			
1 x 16 + 1 x 25	159,29	192,99	15,0	75	1,0
2 x 16	—	135,84	13,0	70	1,0
2 x 25	—	202,40	15,0	95	1,6
3 x 16 + 1 x 25	294,48	327,97	22,0	70	1,0
3 x 25 + 1 x 35	434,19	478,85	26,0	95	1,6
3 x 35 + 1 x 50	600,04	651,68	30,0	115	2,3
3 x 50 + 1 x 70	815,64	884,12	35,0	140	3,2
3 x 70 + 1 x 95	1122,41	1205,21	41,0	180	4,5
3 x 120 + 1 x 95	1620,18	1702,98	47,0	250	5,9
4 x 16	—	271,70	22,0	70	1,0
4 x 25	—	404,81	26,0	95	1,6
4 x 16 + 1 x 25	362,40	395,89	22,0	70	1,0
4 x 25 + 1 x 35	535,39	580,06	26,0	95	1,6

Таблица 4.14. Технические характеристики СИП-2, СИП-2А

Количество и сечение жил, шт x мм ²	Масса, кг/км		Диаметр, мм	Токовая нагрузка, А	Ток короткого замыкания, кА
	СИП-2	СИП-2А			
1 x 16 + 1 x 25	157,90	189,86	15,0	105	1,5
2 x 16	—	131,90	13,0	100	1,5
2 x 25	—	253,00	15,0	130	2,3
3 x 16 + 1 x 25	290,40	322,13	22,0	100	1,5
3 x 25 + 1 x 35	428,90	465,13	26,0	130	2,3
3 x 35 + 1 x 50	574,61	624,20	30,0	160	3,2
3 x 50 + 1 x 70	809,51	867,04	35,0	195	4,6
3 x 70 + 1 x 95	1089,59	1165,10	41,0	240	6,5
3 x 95 + 1 x 95	1363,32	1438,83	45,0	300	8,8
3 x 120 + 1 x 95	1579,67	1655,18	47,0	340	7,2
4 x 16	—	263,80	22,0	100	1,5
4 x 25	—	394,3	26,0	130	3,2
4 x 16 + 1 x 25	356,98	388,70	22,0	100	1,5
4 x 25 + 1 x 35	528,31	564,57	26,0	130	3,2

Таблица 4.15. Технические характеристики СИП-3

Количество и сечение жил, шт x мм ²	Масса, кг/км	Диаметр, мм	Токовая нагрузка, А	Ток короткого замыкания, кА
1 x 50	239,00	12,6	245	4,3
1 x 70	304,00	14,3	310	6,4
1 x 95	383,00	16,0	370	8,6
1 x 120	461,00	17,4	430	11,0
1 x 150	552,00	18,8	485	13,5

Таблица 4.16. Сопротивление токопроводящих жил СИП, не более Ом/км

Сечение, кв. мм	Фазные	Несущие
16	1,91	—
25	1,20	1,38
35	0,868	0,986
50	0,641	0,720
70	0,443	0,493
95	0,320	0,363
120	0,253	0,288
150	—	0,236

ТЕМА V. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

5.1. Общие сведения

Знание значений токов КЗ необходимо для обеспечения быстрого отключения повреждённого элемента электрической сети и уменьшения зоны повреждения. Это достигается путём правильного выбора электрооборудования, способного не только отключать электрическую сеть от повреждений, но и выдерживать самой кратковременное воздействие токов КЗ.

В результате КЗ резко снижается сопротивление электрической цепи, так как полные сопротивления фаз Z_A, Z_B, Z_C одной, двух или всех трёх фаз оказываются зашунтированными, вследствие соединения проводов "накоротко". В точке короткого замыкания сопротивление фаз источника в линии составляет лишь небольшую часть сопротивления нагрузки. Сила тока в короткозамкнутой цепи намного превышает силу рабочего тока. Наибольшая сила тока возникает при трёхфазном коротком замыкании, поэтому её определяют для выбора электрического оборудования.

Увеличение силы тока в цепи приводит к усилению механического воздействия электродинамических сил на электроаппараты и к повышению нагрева токоведущих частей пропорционально квадрату силы тока. Кроме того, снижается напряжение. При трёхфазном КЗ напряжение в точке КЗ снижается до нуля, а в смежных участках сети напряжение тем ниже, чем ближе этот участок сети к месту короткого замыкания.

В момент короткого замыкания ток в фазе был равен i_0 , т.е. проходил нулевую отметку. В последующий момент (момент КЗ) в цепи возникают две составляющие тока КЗ: *апериодическая составляющая i_0 и периодическая составляющая тока $i_{п0}$.*

Апериодическая составляющая возникает потому, что ток в цепи с индуктивностью не сможет измениться скачкообразно с одного значения на другое (закон коммутации). Поэтому при КЗ появляется ток, затухающий по экспоненциальному закону через 0,1 – 0,2 с.

Периодическая составляющая тока КЗ возникает вследствие того, что к цепи приложено синусоидальное напряжение $u = U_M \sin(\omega t)$. Поэтому величина периодической составляющей тока КЗ будет определяться как

$$i_{п0} = \frac{U_M}{Z_K} \cdot \sin(\omega t - \varphi_K),$$

где φ_R - угол сдвига по фазе тока относительно напряжения.

Периодическая составляющая тока КЗ увеличивается по сравнению с током нормального рабочего режима вследствие уменьшения полного сопротивления цепи от первоначального значения ($Z_{\text{сети}}+Z_{\text{нагр.}}$) до $Z_{\text{к}}$ – сопротивления цепи при коротком замыкании, включающем сопротивление источника и часть сопротивления сети до точки короткого замыкания. Кроме того, изменяется и сдвиг по фазе тока относительно напряжения:

- при нормальном режиме: $\varphi_{\text{к}} = \arctg \frac{x_{\text{н}}}{r_{\text{н}}} \approx 0 - 45^{\circ}$,
- при КЗ (т.к. $x_{\text{к}} > r_{\text{к}}$): $\varphi_{\text{к}} = \arctg \frac{x_{\text{к}}}{r_{\text{к}}} \approx 90^{\circ}$,

где $x_{\text{н}}, r_{\text{н}}$ - индуктивные сопротивления цепи соответственно при нормальном режиме и КЗ; $r_{\text{н}}, r_{\text{к}}$ - активное сопротивление цепи соответственно при нормальном режиме и режиме КЗ.

Ток КЗ складывается из апериодической и периодической составляющих: $i_{\text{к}} = i_{\text{а}} + i_{\text{п}}$. Амплитуда тока в первый же момент времени (в первый полупериод) КЗ получает наибольшее значение, когда $i_{\text{а0}}$ и $i_{\text{п0}}$ имеют одинаковый знак. Это значение называется *ударным током короткого замыкания*:

$$i_{\text{у}} = K_{\text{у}} \cdot i_{\text{п0}} = K_{\text{у}} \sqrt{2} I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{п0}}, I_{\text{п0}}$ – соответственно амплитудное и действующее значения периодической слагающей тока КЗ.

В первый полупериод $I_{\text{п0}}$ – называется *сверхпереходным током короткого замыкания*; $K_{\text{у}}$ – ударный коэффициент. При трёхфазном КЗ на выводах трансформаторов и сборных шинах напряжением 6...10 кВ $K_{\text{у}}=1,8$, а при КЗ на стороне 0,4 кВ $K_{\text{у}}=1,3$.

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действия устройств релейной защиты электроустановок 0,4-110 кВ производятся приближенным, так называемым практическим методом.

При выполнении расчетов не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
- ток намагничивания систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкостную проводимость ВЛ и КЛ;
- различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
- возможную несимметрию трехфазной системы;
- влияние неподвижной нагрузки на токи КЗ;
- подпитку места КЗ со стороны электродвигателей напряжением до 1000 В при расчете токов КЗ в сети выше 1000 В.

Для расчетов токов КЗ составляется расчетная схема. Она представляет собой однолинейную схему электрической сети с электрическими аппаратами и проводниками, подлежащими выбору и проверке по условиям КЗ. В расчетную схему вводятся все генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели выше 1000 В, имеющие небольшую электрическую удаленность расчетной точки КЗ, а также трансформаторы, реакторы, ВЛ и КЛ, связывающие источники питания с местом КЗ.

Расчетным видом КЗ при выборе и проверке аппаратов и проводников обычно является трехфазное, реже (в сетях 110 кВ и выше) – однофазное КЗ.

Расчетным видом КЗ при оценке чувствительности релейной защиты, как правило, являются: в сетях 10 кВ двух- и трехфазное КЗ; в сетях 110 кВ трех- двух- и однофазное КЗ.

Проверка термической стойкости пучка, состоящего из двух и более параллельно включенных кабелей, производится по току КЗ непосредственно за пучком. В этом случае каждый кабель пучка

проверяется по току $\frac{I_k^{(3)}}{n}$, где n - число кабелей в пучке.

В ПУЭ оговорены требования по выбору и применению по условиям короткого замыкания электрических аппаратов и проводников в электроустановках переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до и выше 1 кВ.

По режиму КЗ должны проверяться:

В электроустановках напряжением выше 1 кВ:

- а) электрические аппараты, токопроводы, кабели и другие проводники, а также опорные конструкции для них;
- б) воздушные линии электропередачи при ударном токе КЗ 50 кА и более для предупреждения сжигания проводов при динамическом действии токов КЗ.

В электроустановках напряжением до 1 кВ – только распределительные щиты, токопроводы и соединительные шкафы.

Аппараты, которые предназначены для отключения токов КЗ или могут по условиям своей работы включать короткозамкнутую цепь, должны, кроме того, выполнять эти операции при всех возможных токах КЗ.

В соответствии с ПУЭ допускается не проверять по режиму КЗ некоторые проводники и электрические аппараты, защищенные плавкими предохранителями, а также проводники и аппараты в цепях маломощных, неответственных потребителей, имеющих резервирование в электрической или технологической части. При этом должны быть исключены возможности взрыва или пожара.

При выборе оборудования и проверке проводников по условию короткого замыкания рассчитываются следующие виды токов короткого замыкания:

- 1) начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ – $I_{П0}$;
- 2) начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ – i_{a0} ;
- 3) ударный ток КЗ – $i_{уд}$;
- 4) периодическая составляющая тока КЗ для заданного момента времени – $I_{Пt}$;
- 5) аperiodическая составляющая тока КЗ для заданного момента времени – i_{at} ;

Начальное действующее значение периодической составляющей $I_{П0}$ и начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ i_{a0} используются для расчета и проверки проводников на термическую стойкость при КЗ; ударный ток короткого замыкания $i_{уд}$ используется в расчетах электродинамического воздействия токов КЗ и проверке аппаратов на электродинамическую стойкость при КЗ; остальные - при выборе коммутационных аппаратов.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ необходимо учитывать:

- 1) влияние на точки КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей;
- 2) влияние источников энергии, удаленных от точки короткого замыкания.

Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывается при мощности электродвигателей до 100 кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности, если они отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации.

Удаленность точки КЗ от электрической машины характеризуется отношением действующего значения периодической составляющей тока этой машины в начальный момент к номинальному

току машины $I_{П0(ном)}^* = \frac{I_{П0}}{I_{ном}}$.

Если это соотношение менее двух, то короткое замыкание следует считать удаленным.

Все удаленные источники энергии и соответствующие элементы электрической сети могут быть относительно точки КЗ или выбранного узла сети эквивалентированы одним источником неизменного напряжения и одним сопротивлением (далее такой источник называется «системой»).

В электроустановках напряжением до 1 кВ допускается не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0% начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ.

В случае питания электрических сетей до 1 кВ от понижающих трансформаторов при расчете токов кз следует исходить из условий, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

5.2. Составление расчётной схемы и схемы замещения

За расчётную принимается схема электроснабжения, выбранная на основании технико-экономического сопоставления вариантов схем, рассмотренного в предыдущих Темах.

Расчетная схема должна включать в себя все элементы электроустановки и примыкающей части энергосистемы, исходя из условий, предусмотренных продолжительной работой электроустановки с перспективой не менее чем в 5 лет после ввода ее в эксплуатацию.

Для решения задачи проверки и выбора аппаратов и проводников по условиям КЗ, расчетную схему следует составлять так, чтобы ток КЗ в выбираемом или проверяемом элементе сети был бы наибольшим. Обычно этому соответствует максимальный режим работы питающей энергосистемы, наибольшее число электродвигателей, связанных с расчетной точкой КЗ. Если в схеме электроснабжения предусмотрена раздельная работа питающих источников на сборные шины 10 кВ, разделенные нормально отключенным секционным выключателем, то расчетным состоянием исходной схемы обычно является режим, когда один трансформатор отключен, а секционный выключатель включен.

При этом все электродвигатели должны находиться в работе. При изображении на расчетной схеме однотипных, одинаково расположенных по отношению к точке КЗ электродвигателей, целесообразно показывать их в виде одного эквивалентного электродвигателя, номинальная мощность которого равна сумме мощностей объединенных электродвигателей. Пример расчётной схемы электроснабжения показан на рис. 5.1.

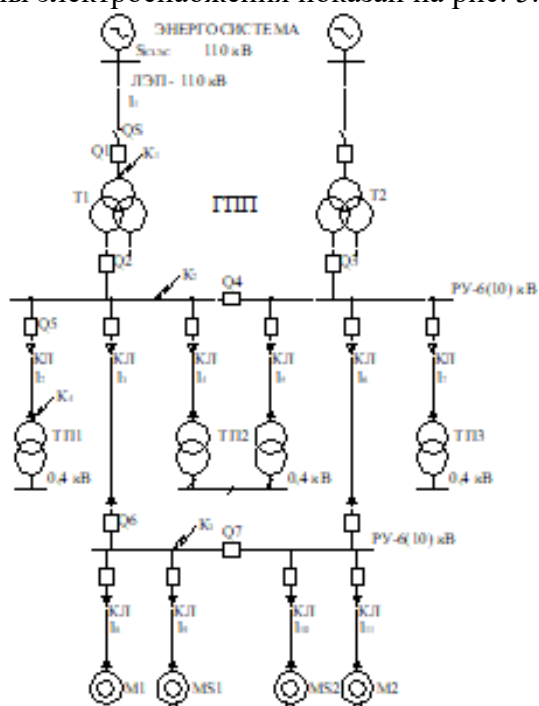


Рис. 5.1. Пример выполнения расчётной схема электроснабжения для расчёта токов короткого замыкания

На расчётной схеме электроснабжения необходимо отметить точки короткого замыкания, которые располагаются в тех местах, где элементы электрической сети и электрическое оборудование в момент короткого замыкания будут находиться в наиболее тяжелых условиях.

При этом расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ.

В закрытых распределительных устройствах проводники и электрические аппараты, расположенные до реактора на реактированных линиях, проверяются, исходя из того, что расчетная точка КЗ находится за реактором, если они отделены от сборных шин разделяющими полками, а реактор находится в том же здании и все соединения от реактора до сборных шин выполнены шинами.

При проверке кабелей на термическую стойкость расчетной точкой КЗ является:

- 1) для одиночных кабелей одного сечения — точка КЗ в начале кабеля;
- 2) для одиночных кабелей с различными сечениями по длине — точки КЗ в начале каждого участка нового сечения;
- 3) для двух и более параллельно включенных кабелей одной кабельной линии — в начале каждого кабеля.

После того, как составлена расчетная схема, составляется схема замещения (рис. 5.2). Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все электрические и магнитные связи представлены электрическими сопротивлениями. При расчетах трехфазных токов КЗ, генерирующие источники (энергосистема, электродвигатели) вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные элементы, по которым проходит ток КЗ, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями.

Если активное сопротивление ветви не превышает 30% её индуктивного сопротивления, то определение периодической составляющей тока КЗ производится при условии $R_{\Sigma} = 0$. В электроустановках напряжением выше 1000 В условие $R_{\Sigma} \leq 0,3 \cdot X_{\Sigma}$, как правило выполняется.

В таблице 5.1 приведены ЭДС различных источников питания

Таблица 5.1. ЭДС источников питания для расчёта токов короткого замыкания

Источник питания	ЭДС, о.е.	Условия работы до короткого замыкания
Энергосистема	1,0	-
Синхронный электродвигатель	1,05 – 1,07 / 0,9	Перевозбуждение / недовозбуждение
Асинхронный электродвигатель	0,9	

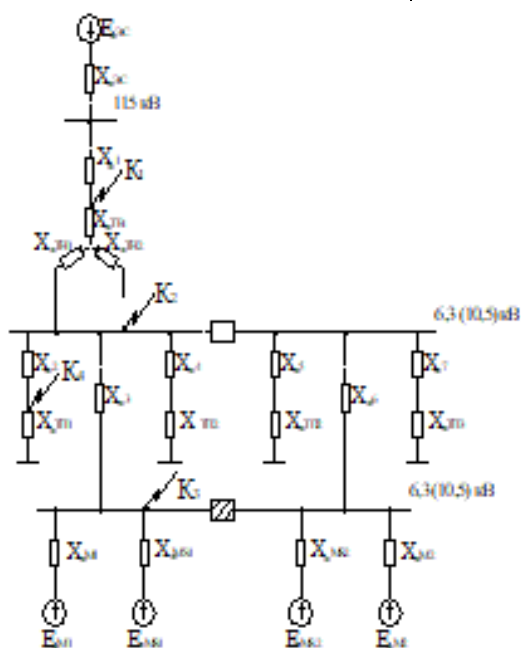


Рис. 5.2. Пример схемы замещения расчётной схемы электроснабжения

При составлении схемы замещения можно не учитывать сопротивление кабелей питающих электродвигатели, если длины кабельных линий не превышают 50 м.

На схему замещения переносятся те же самые расчётные точки, в которых надо определить токи короткого замыкания (ТКЗ). Для расчета ТКЗ в характерных точках необходимы следующие исходные данные:

- 1) мощность короткого замыкания на шинах источника питания $S_{кз.эс}$, МВА;
- 2) параметры всех элементов схемы электроснабжения (воздушных и кабельных линий, трансформаторов, электродвигателей, реакторов и т.д.).

5.3. Определение параметров схемы замещения

В целом, параметры элементов эквивалентных схем замещения могут быть определены:

- 1) в именованных единицах с приведением значений параметров расчетных схем к выбранной основной (базисной) ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- 2) в относительных единицах с приведением значений параметров расчетных схем к выбранным базисным условиям и с учетом фактических коэффициентов трансформации всех силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- 3) в именованных единицах без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации всех силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

При отсутствии данных о фактических коэффициентах трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов допускается использовать приближенный способ их учета. Он состоит в замене фактических коэффициентов силовых трансформаторов и автотрансформаторов отношением средних номинальных напряжений сетей соответствующих ступеней напряжения. Рекомендуется использовать шкалу средних номинальных напряжений сетей: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515 кВ.

Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В ГОСТ 27514-87 рекомендует выполнять в относительных единицах.

В электроустановках напряжением до 1000 В расчет токов короткого замыкания в соответствии с ГОСТ Р 28249-92 выполняется в именованных единицах.

5.3.1. Система относительных величин при расчете токов короткого замыкания

В качестве основных базисных величин при расчете токов короткого замыкания используются:

- линейное напряжение $U_б$, кВ,
- полная (кажущаяся) мощность $S_б$, МВА.

Производные базисные величины:

- базисный ток $I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}$, кА,

- базисное сопротивление $Z_б = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot I_б} = \frac{U_б^2}{S_б}$, Ом.

При этом, за базисную мощность рекомендуется принимать произвольное значение, но таким образом, чтобы базисные сопротивления были удобными для дальнейшего расчета (величины сопротивлений были бы не слишком малыми и не слишком большими числами). Как правило, это мощность, равная 10000 мВ·А. За основное базисное напряжение может быть выбрано напряжение любой ступени. Оно выбирается на 5% выше номинального, т.е. одно из средних номинальных значений напряжения соответствующей ступени системы электроснабжения: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515 кВ.

Любые величины при выбранных базисных условиях в относительных единицах (о.е.) будут определяться соотношением

$$P_{\sigma}^* = \frac{P}{P_{\sigma}},$$

где параметр P : P_{σ}^* – в относительных величинах, P – в именованных величинах, P_{σ} – его базисное значение.

$$\text{Например, } E_{\sigma}^* = \frac{E}{E_{\sigma}}; I_{\sigma}^* = \frac{I}{I_{\sigma}}; S_{\sigma}^* = \frac{S}{S_{\sigma}}; X_{\sigma}^* = \frac{X}{X_{\sigma}}.$$

Если сопротивление элемента задано в именованных величинах, то его значение в о.е., выраженное через базисный ток, напряжение, мощность:

$$Z_{\sigma}^* = \frac{Z}{Z_{\sigma}} = Z \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma}}{U_{\sigma}} = Z \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}.$$

Если сопротивление элемента задано в относительных (номинальных) величинах, то при других базисных величинах:

$$Z_{\sigma}^* = Z_n^* \cdot Z_n \frac{1}{Z_{\sigma}} = Z_n^* \frac{U_n^2}{S_n} \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}.$$

Пример. Синхронное индуктивное сопротивление X_d генератора мощностью 25 МВА напряжением 10,5 кВ равно 1,2 о.е. (относительно номинальных параметров генератора). Базисные величины схемы, в которой работает генератор: $S_{\sigma} = 50$ МВА, $U_{\sigma} = 10$ кВ.

Сопротивление генератора в омах:

$$X_d = X_{dn}^* \frac{U_n^2}{S_n} = 1,2 \frac{10,5^2}{25} = 5,29 \text{ Ом.}$$

Сопротивление генератора в базисных величинах схемы:

$$X_{d\sigma}^* = 1,2 \frac{U_n^2}{S_n} \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 1,2 \frac{10,5^2}{25} \frac{50}{10^2} = 2,64 \text{ о.е.}$$

5.3.2. Определение параметров схемы электроснабжения

Как было показано выше, на расчетной схеме электроснабжения и, соответствующей ей схеме замещения, указываются все элементы и оборудование, которые должны проверяться по действию токов КЗ. Причем на схеме замещения эти элементы заменяются соответствующими сопротивлениями, которые можно определять в относительных и именованных единицах.

В таблице 5.2 представлено обозначение различных элементов системы электроснабжения, а также определение их параметров в относительных и именованных единицах.

Следует отметить, что, составленная на основе расчетной, схема замещения, как правило, подлежит эквивалентированию, то есть, приведения её к наиболее удобному для расчёта виду. В этом случае, эквивалентное сопротивление схемы замещения, характеризующее суммарное сопротивление прохождению тока короткого замыкания от расчётной точки КЗ в сторону источника питания, определяется правилами сложения последовательно-параллельных ветвей элементов рассматриваемого участка электрической сети.

Таблица 5.2. Индуктивные и активные сопротивления элементов сети

п/п	Элемент электрической сети	Схема		Формула для определения сопротивлений в схеме замещения при $U_6=U_{\text{ср,ном}}$	
		Расчётная	Замещения	отн. ед.	Ом
1	2	3	4	5	6
индуктивные сопротивления сети					
1	Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН выше 1 кВ			$x_{*T} = \frac{u_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}}$	$x_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}}$
2	Трансформатор двухобмоточный с напряжением НН до 1 кВ			-	$z_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$ $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$
3	Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$x_{*B} = \frac{u_{кВН} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right);$ $x_{*H1} = x_{*H2} = \frac{u_{кВН} \cdot S_6 \cdot K_p}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}} \cdot 2}$	$x_B = \frac{u_{кВН} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right);$ $x_{H1} = x_{H2} = \frac{u_{кВН} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2 \cdot K_p}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}} \cdot 2},$
4	Трансформатор трехобмоточный			$x_{*B} = \frac{u_{кВ} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$	$x_B = \frac{u_{кВ} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$
				$x_{*C} = \frac{u_{кС} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$	$x_C = \frac{u_{кС} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$
				$x_{*H} = \frac{u_{кН} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$	$x_H = \frac{u_{кН} \cdot U_{\text{ср,ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном,Т}}};$
				$u_{кВ} = (u_{кВС} + u_{кВН} - u_{кСН}), \%$	
				где: $u_{кС} = (u_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН}), \%$	
				$u_{кН} = (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}), \%$	
5	Реактор токоограничивающий одинарный			$x_{*L} = x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$	$x_{*L} = x_{\text{ном}}$
6	Реактор токоограничивающий двоярный			$x_{*1} = -K_p \cdot x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2};$ $x_{*2} = x_{*3} = (1 + K_p) \cdot x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$	$x_{*1} = -K_p \cdot x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2};$ $x_{*2} = x_{*3} = (1 + K_p) \cdot x_{\text{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$
7	Линия электропередачи			$x_{*WL} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср,ном}}^2}$	$x_{WL} = x_{уд} \cdot l$
8	Асинхронный электродвигатель			$x_{*M} = x_k'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}$	$x_M = x_k'' \cdot \frac{U_{\text{ср,ном}}^2}{S_{\text{ном}}}$
				где $x_k'' = 1/K_{\pi}$	

Окончание таблицы 5.2

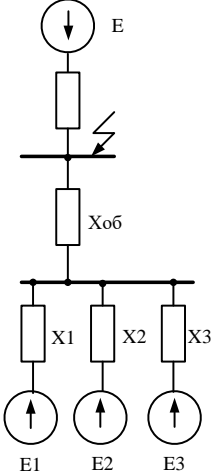
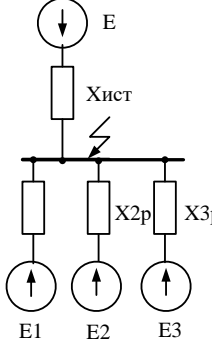
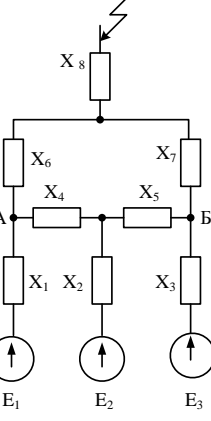
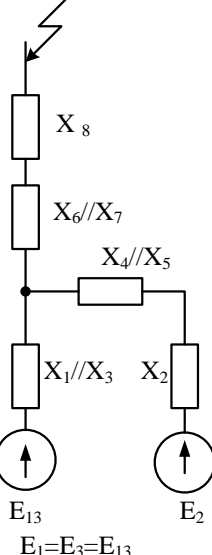
1	2	3	4	5	6
9	Синхронный электродвигатель			$x_{*MG} = x_d'' \frac{S_6}{S_{НОМ}}$	$x_{MG} = x_d'' \frac{U_{ср,НОМ}^2}{S_{НОМ}}$
10	Энергосистема			$x_{*GS} = \frac{S_6}{S_k}$	$x_{GS} = \frac{U_{ср,НОМ}^2}{S_k}$
Активные сопротивления сети					
1	Трансформатор двухобмоточный			$r_{*T} = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{НОМ,Т}^2}$	$r = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,НОМ}^2}{S_{НОМ,Т}^2}$
2	Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой низшего напряжения			$r_{*B} = \frac{\Delta P_{к,ВН} \cdot S_6}{2 \cdot S_{НОМ,Т}^2}$ $r_{*H1} = r_{*H2} = 2 \cdot r_{*B}$	$r_B = \frac{\Delta P_{к,ВН} \cdot U_{ср,НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ,Т}^2}$; $r_{H1} = r_{H2} = 2 \cdot r_B$
3	Трансформатор трехобмоточный			$r_{*B} = r_{*C} = r_{*H} = 0,5 \cdot r_{*}$, где $r_{*} = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{НОМ,Т}^2}$	$r_B = r_C = r_H = 0,5 \cdot r$, где $r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ср,НОМ}^2}{S_{НОМ,Т}^2}$
4	Реактор токоограничивающий одинарный			$r_{*L} = \frac{\Delta P_{НОМ} \cdot S_6}{I_{НОМ}^2 \cdot U_{ср,НОМ}^2}$	$r_L = \frac{\Delta P_{НОМ}}{I_{НОМ}^2}$
5	Реактор токоограничивающий двоянный			$r_{*2} = r_{*3} = \frac{\Delta P_{НОМ} \cdot S_6}{I_{НОМ}^2 \cdot U_{ср,НОМ}^2}$	$r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_{НОМ}}{I_{НОМ}^2}$
6	Линия электропередачи			$r_{WL} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср,НОМ}^2}$	$r_{WL} = r_{уд} \cdot l$
7	Асинхронный электродвигатель			$r_{*M} = \frac{x_{*M}}{\omega \cdot T_a}$	$r_M = \frac{x_M}{\omega \cdot T_a}$
8	Синхронный электродвигатель			$r_{*MG} = \frac{x_{*MG}}{\omega \cdot T_a}$	$r_{MG} = \frac{x_{MG}}{\omega \cdot T_a}$

Основные выражения для преобразования схемы замещения в эквивалентную схему представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.3. Основные формулы преобразования схем

Вид преобразования	Исходная схема	Преобразованная схема	Сопротивление элементов преобразованной схемы
1	2	3	4
Последовательное соединение			$Z_{\text{эк}} = Z_1 + Z_2 + \dots + Z_n$
Параллельное соединение			$Z_{\text{эк}} = \frac{1}{Y_{\text{эк}}}$; где $Y_{\text{эк}} = Y_1 + Y_2 + \dots + Y$; $Y_1 = \frac{1}{Z_1}$; $Y_2 = \frac{1}{Z_2}$; $Y_n = \frac{1}{Z_n}$. При двух ветвях: $Z_{\text{эк}} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}$.
Замена нескольких источников эквивалентным			$\dot{E}_{\text{эк}} = \frac{1}{Y_{\text{эк}}} \sum_{K=1}^n Y_K \dot{E}_K$. При двух ветвях $\dot{E}_{\text{эк}} = \frac{\dot{E}_1 Z_2 + \dot{E}_2 Z_1}{Z_1 + Z_2}$.
Преобразование треугольника в звезду			$Z_F = \frac{Z_{FG} Z_{HF}}{Z_{FG} + Z_{GH} + Z_{HF}}$; $Z_G = \frac{Z_{FG} Z_{GH}}{Z_{FG} + Z_{GH} + Z_{HF}}$; $Z_H = \frac{Z_{GH} Z_{HF}}{Z_{FG} + Z_{GH} + Z_{HF}}$.
Преобразование трехлучевой звезды в треугольник			$Z_{FG} = Z_F + Z_G + \frac{Z_F Z_G}{Z_H}$; $Z_{GH} = Z_G + Z_H + \frac{Z_G Z_H}{Z_F}$; $Z_{HF} = Z_H + Z_F + \frac{Z_H Z_F}{Z_G}$.
Преобразование многолучевой звезды в полный многоугольник			$Z_{FG} = Z_F Z_G \sum Y$; $Z_{GH} = Z_G Z_H \sum Y$; Аналогично и при большем числе ветвей

Окончание таблицы 5.3

1	2	3	4
<p>Преобразование с использованием коэффициентов токораспределения</p>			$X_{\Sigma} = \frac{1}{Y_{\Sigma}}; Y_{\Sigma} = \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}$ $C_1 = \frac{X_{\Sigma}}{X_1}; C_2 = \frac{X_{\Sigma}}{X_2}; C_3 = \frac{X_{\Sigma}}{X_3}$ $X_{pez} = X_{об} + X_{\Sigma}$ $X_{1p} = \frac{X_{pez}}{C_1}; X_{2p} = \frac{X_{pez}}{C_2};$ $X_{3p} = \frac{X_{pez}}{C_3}$
<p>Преобразование схемы замещения с равнопотенциальными точками</p>			

5.4. Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1 кВ

Для вычисления силы токов КЗ составляется расчётная схема, на которую наносят все данные, необходимые для расчёта, и точки, где следует определить токи КЗ. По расчётной схеме составляется схема замещения, в которой все элементы выражены в виде индуктивных и активных сопротивлений в относительных или именованных единицах.

При проектировании электрических установок схема питания от генератора до центра питания (ЦП) часто бывает неизвестна, поэтому при выдаче технических условий на присоединение энергосистемы указывают величину сверхпереходного тока или индуктивного сопротивления до шин ЦП.

При расчёте токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В в основном пользуются системой относительных единиц. Для этого все расчётные данные приводят к базисным напряжению и мощности.

За *базисное напряжение* ($U_б$) принимают одно из следующих: 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 кВ (т.е. практически базисное напряжение определяется путём умножения номинального напряжения на 1,05). За *базисную мощность* ($S_б$) принимается мощность системы, суммарная мощность генераторов электростанций, трансформаторов подстанций или удобное для расчёта число, кратное 10 (10,100,1000 МВА).

Для определения суммарного базисного сопротивления до точки КЗ определяются базисные сопротивления ($x_б$) элементов системы электроснабжения по следующим выражениям.

1) *Для системы:*

а) если задана мощность короткого замыкания системы ($S_{к.с.}$):

$$x_{б.с.} = \frac{S_б}{S_{к.с.}};$$

б) если задана мощность трансформаторов системы ($S_{н.т.}$):

$$x_{б.с.} = x_{T*} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}},$$

где x_{T*} - индуктивное сопротивление трансформаторов в относительных единицах; $u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора; $S_{н.т.}$ - номинальная мощность трансформатора.

2) *Для трансформатора:*

а) при $S_{н.т.} \geq 630$ кВА базисное сопротивление ($x_{б.т.}$) определяется по выражению:

$$x_{б.т.} = x_{T*} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}};$$

б) при $S_{н.т.} < 630$ кВА, для которых учитывается активное сопротивление обмоток трансформатора:

$$x_{б.т.} = \sqrt{\left(\frac{u_{к\%}}{100}\right)^2 - r_*^2}; \quad r_* = \Delta P_R,$$

где ΔP_R - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВА;

$$r_{б.т.} = r_* \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}}.$$

3) *Для реактора:*

$$x_{б.р.} = \frac{x_{р\%}}{100} \cdot \frac{I_б \cdot U_н}{I_н \cdot U_б},$$

где $x_{р\%}$ - индуктивное сопротивление реактора; $I_б, I_н$ - соответственно базисный и номинальный токи реактора; $U_б, U_н$ - базисное и номинальное напряжение реактора.

4) *Для линии:*

$$x_{б.л.} = x_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_б}{U_б^2}; \quad r_{б.л.} = r_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_б}{U_б^2},$$

где x_0, r_0 - соответственно индуктивное и активное сопротивления 1 км длины линии, Ом/км; ℓ - длина линии, км.

Следует отметить, что активное сопротивление линии необходимо учитывать в том случае, если $r_б \geq \frac{1}{3} x_б$, но, как правило, при расчёте токов КЗ в сетях выше 1000 В $r_б$ - не учитывается.

После определения сопротивлений всех элементов схемы замещения определяется сила тока трёхфазного короткого замыкания. Для этого составленную схему замещения следует преобразовать (свернуть) относительно места короткого замыкания по методу эквивалентных э.д.с. При этом определяются эквивалентная э.д.с. всей схемы (E_{Σ}) и суммарное эквивалентное сопротивление x_{Σ} . Начальный сверхпереходный ток в месте КЗ находится по выражениям:

а) при расчёте в именованных единицах, кА :

$$I_K = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}},$$

где E_{Σ} - значение эквивалентной э.д.с. схемы замещения; x_{Σ} - суммарное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом;

б) при расчёте в относительных единицах:

$$I_K = I_{K*} \cdot I_B = \frac{E_{\Sigma*}}{x_{\Sigma*B}} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP.HOM.}},$$

где I_{K*} - ток в месте КЗ в относительных единицах; I_B - базисный ток ступени короткого замыкания, кА; $E_{\Sigma*}$, $x_{\Sigma*B}$ - эквивалентная э.д.с. и суммарное сопротивление схемы замещения при принятых базисных условиях, в относительных единицах; S_B - принятая базисная мощность, МВ·А; $U_{CP.HOM.}$ - среднее номинальное напряжение ступени КЗ, кВ.

Эквивалентная э.д.с. в именованных единицах близка к номинальному напряжению $U_{CP.HOM.}$, а в относительных единицах – к единице. Поэтому в достаточно приближённых расчётах можно не определять эквивалентную э.д.с., а принимать её равной либо $U_{CP.HOM.}$, либо 1.

Тогда сила тока КЗ в именованных единицах принимает вид:

$$I_K = \frac{U_{CP.HOM.}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}, \text{ кА};$$

в относительных единицах:

$$I_K = \frac{I_B}{x_{\Sigma*B}}.$$

Сила ударного тока короткого замыкания: $i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K$. Если не учитывается активное сопротивление, то $i_y = 1,8 \cdot 1,42 \cdot I_K = 2,55 I_K$.

$$\text{Мощность короткого замыкания: } S_K = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_R = \frac{S_B}{x_{\Sigma B}}.$$

При коротких замыканиях в удалённых от электростанций сетях принимается допущение о том, что напряжение в питающей сети остаётся неизменным. Тогда периодическая составляющая тока КЗ останется неизменной в течение всего процесса короткого замыкания и сила установившегося тока КЗ будет равна начальному значению периодической составляющей, т.е. силе сверхпереходного тока КЗ:

$$I_{\infty} = I_K = \frac{I_B}{x_{\Sigma B}}.$$

5.5. Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях ниже 1 кВ

Согласно ПУЭ ток короткого замыкания рассчитывается в тех точках сети, в которых при коротком замыкании аппараты и токоведущие части будут находиться в наиболее тяжёлых условиях.

В системах электроснабжения промышленных предприятий электрические сети до 1000 В имеют наибольшую протяжённость и большое количество электрической аппаратуры: трансформаторы тока, контакторы, автоматические выключатели и т.д.

Активное сопротивление линий, индуктивное сопротивление трансформаторов тока, катушек автоматов и пр. оказывают значительное влияние на токи КЗ. Если не учитывать эти факторы (как это делается в сетях выше 1000 В) то это может привести к значительным погрешностям при выборе сечений проводов и кабелей, а также параметров электрической аппаратуры.

По режиму КЗ в сетях до 1000 В должны проверяться лишь элементы, указанные в ПУЭ, т.е. распределительные щиты, силовые шкафы и токопроводы. По термической стойкости к токам КЗ не проверяются элементы, защищаемые плавкими предохранителями, если время их перегорания менее 0,01 с. При такой скорости отключения ток КЗ не успеет достигнуть амплитудного значения и его действие будет ограничено величиной тока при котором предохранитель сработает.

Электрическая связь большинства промышленных предприятий осуществляется через понизительные трансформаторы районных подстанций, линии электропередачи от понизительных трансформаторов до главного распределительного пункта (ГРП), или до цеховых подстанций (ЦТП). Для вычисления токов КЗ составляется расчётная схема и соответствующая её схема замещения.

При расчёте токов КЗ, если необходимо, чтобы выбранные аппараты соответствовали своему назначению при любом уровне развития энергосистемы, *суммарное сопротивление системы до цехового трансформатора принимается, равным нулю.*

Удельное реактивное сопротивление воздушных линий принимают равным $x_{0в.л.} = 400 \text{ мОм/км}$, для кабельных линий $x_{0к.л.} = 80 \text{ мОм/км}$. Сопротивление, мОм (миллиомах), воздушных и кабельных линий длиной ℓ рассчитывают: $x_{в.л.} = x_{0в.л.} \cdot \ell$; $x_{к.л.} = x_{0к.л.} \cdot \ell$.

Активное сопротивление воздушных и кабельных линий, мОм рассчитывают по выражению

$$r = \frac{\ell}{\gamma s} \cdot 10^6,$$

где s - сечение проводов линий, мм²; γ - удельная проводимость, м/(Ом.мм²).

Трансформаторы. Относительное активное сопротивление трансформаторов определяется как

$$r_{*T} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ.Т.}},$$

где ΔP_K - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт; $S_{НОМ.Т.}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Относительное индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению:

$$x_{*T} = \sqrt{\left(\frac{u_K, \%}{100}\right)^2 - r_{*T}^2}.$$

Активное и индуктивное сопротивление трансформаторов можно подсчитать, используя данные каталогов и справочников.

Активные и индуктивные сопротивления медных и алюминиевых шин при среднегеометрическом расстоянии между фазами, равном 100...300 мм можно взять из справочной литературы (см. Приложение). При иных расстояниях для шин прямоугольного сечения индуктивное сопротивление можно определить по формуле:

$$x = 0,1445 \lg \frac{4a_{cp.}}{h}, \text{ мОм/м,}$$

где $a_{cp.} = \sqrt[3]{a_{12} \cdot a_{13} \cdot a_{23}}$ - среднегеометрическое расстояние между фазами, мм; h - высота шины, мм.

Активные и индуктивные сопротивления катушек максимального тока автоматов принимают по заводским данным или результатам измерений. Переходные сопротивления контактов рубильников и автоматов относительно малы. Значения этих сопротивлений приведены в справочной литературе.

Часть сопротивлений цепи КЗ может быть задана только в относительных единицах. Чтобы выразить эти относительные сопротивления в миллиомах, их надо пересчитать по формуле

$$x = x_* \cdot \frac{U_{НОМ.}^2}{S_{НОМ.}} \cdot 10^6, \text{ мОм},$$

где x_* - относительное сопротивление элемента; $U_{НОМ.}$ - номинальное напряжение элемента, кВ; $S_{НОМ.}$ - номинальная мощность элемента, кВА.

Преобразование схемы для определения токов КЗ чаще всего сводится к сложению последовательно и параллельно соединённых активных и индуктивных сопротивлений элементов электрической цепи.

Расчёт токов КЗ, как правило, проводится для проверки аппаратов и токоведущих устройств на устойчивость при КЗ. Поэтому необходимо определять наибольшее возможное значение тока КЗ при одинаковом сопротивлении всех трёх фаз. Наибольший ток КЗ будет при трёхфазном КЗ независимо от наличия или отсутствия нулевого провода.

Ток трёхфазного КЗ, кА, определяется по формуле:

$$I_K^3 = \frac{U_{С.НОМ.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \cdot 10^3, \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ определяется из выражения

$$i_y = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^3,$$

где k_y - ударный коэффициент, который в установках до 1000 В из-за наличия большого активного сопротивления, обуславливающего быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ, меньше, чем в установках выше 1000 В.

Значение ударного коэффициента можно определять в справочной литературе по кривым в зависимости от отношения $\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$ или постоянной времени затухания апериодической составляющей

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{314r_{\Sigma}}, \text{ с}.$$

Если не требуется точное определение ударного тока КЗ, можно принимать $k_y=1,3$ при КЗ на главных распределительных щитах, которые питаются от трансформаторов мощностью 630...1000 кВА при $u_K, \% = 5,5\%$.

Для трансформаторов мощностью 100...320 кВА с $u_K, \% = 5,5\%$ $k_y = 1,2$. Если КЗ происходит в более удалённых точках, можно принимать $k_y=1$.

В сетях 0,38 кВ с глухозаземлённой нейтралью трансформатора для расчётной проверки предохранителей и выбора автоматических выключателей необходимо вычислять ток однофазного КЗ в минимальном режиме (т.е. режим, когда все элементы схемы замещения соединены последовательно) для наиболее удалённой точки цепи. Это связано с тем, что защита от токов КЗ должна осуществляться с наименьшим временем отключения и обеспечением требований селективности. При этом она (защита) должна обеспечивать отключение повреждённого участка при КЗ в конце его, т.е. при наименьшем токе КЗ для данного участка сети. Так, в сетях с глухозаземлённой нейтралью ток КЗ должен превышать номинальный ток плавкой вставки (или номинальный ток теплового расцепителя автоматического выключателя) не менее чем в 3 раза.

Ток однофазного КЗ определяется по выражению:

$$I_K^1 = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{II}},$$

где Z_T - полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус. Это сопротивление зависит от мощности трансформатора и схемы соединения его обмоток; Z_{II} - полное сопротивление петли "фазный провод-нулевой провод". При разных сечениях фазного и нулевого проводов:

$$Z_{II} = \ell \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0H})^2 + (x_{0\phi} + x_{0H} + 2x'_0)^2},$$

где $r_{0\phi}$, $x_{0\phi}$ – удельные активное и индуктивное сопротивления фазного провода; r_{0H} , x_{0H} – удельные активное и индуктивное сопротивления нулевого провода; x'_0 – удельное внешнее индуктивное сопротивление петли.

Индуктивное сопротивление "петли" для проводов из цветных металлов принимают равным 0,6 Ом/км, при стальных проводах активное и внутреннее индуктивное сопротивления определяют в зависимости от токов КЗ. Внешнее индуктивное сопротивление "петли" принимают равным 0,6 Ом/км.

Когда сечения проводов вдоль линии различны, необходимо найти полное сопротивление каждого участка и все результаты сложить.

Согласно ПУЭ при расчётах тока КЗ учитывается влияние асинхронных и синхронных двигателей, присоединённых непосредственно в месте короткого замыкания. Электродвигатели, которые отделены от места КЗ реактивным сопротивлением трансформатора или линии, в расчёте токов КЗ не учитываются.

Синхронные и асинхронные электродвигатели генерируют ток I''_D , так как в момент КЗ их ЭДС больше напряжения сети в точке КЗ. Ток, поступающий от двигателя в точку КЗ, приближённо принимается равным пусковому току $I_{H.D.}$: $I''_D = I_{H.D.} \cdot K_{II}$, где K_{II} – кратность пускового тока, принимаемая равной 6,5.

Сила ударного тока:
$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I''_D.$$

Эти значения токов необходимо прибавить к соответствующим токам короткого замыкания от энергосистемы, полученным ранее. Получается суммарный ток с учётом влияния электродвигателей.

Значения некоторых параметров для расчёта токов КЗ представлены в табл. П.9-П.2.13 Приложения 2.

ТЕМА VI. ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ И СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1. Общие сведения

К основному электрооборудованию распределительных устройств подстанций относятся сборные и соединительные шины, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, токоограничивающие реакторы, батареи конденсаторов, разрядники, трансформаторы тока и напряжения.

Выбор основного оборудования заключается в нахождении по каталожным данным таких аппаратов, которые будут работоспособными в условиях, складывающихся на данной конкретной подстанции. В каталожных (паспортных) данных по перечисленным выше видам оборудования приводятся их основные характеристики, гарантированные заводом-изготовителем, значения которых должны соответствовать фактическим условиям работы этого оборудования на данной подстанции, как на проектируемый уровень, так и на ближайшую перспективу, то есть оборудование должно выбираться «с запасом». Под фактическими условиями работы здесь понимаются условия длительной нормальной работы оборудования, а также кратковременные аварийные условия (короткие замыкания, перегрузки и т.п.).

Основными характеристиками оборудования являются номинальное напряжение и номинальный (длительный) ток, а также род установки (открытый (наружный), закрытый (внутренний), комплектный).

Номинальное напряжение $U_{ном}$ установки должно соответствовать необходимому уровню ее изоляции.

Номинальным током называют ток, который при номинальной температуре окружающей среды может протекать по устройству неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых его частей не будет превышать длительно допустимого значения.

Правильным выбором всех параметров оборудования обеспечивается его надежная долговечная работа, как в нормальных, так в ремонтных и аварийных режимах.

Аппараты, должны удовлетворять следующим требованиям:

- соответствие окружающей среды и роду установки;
- необходимой прочности изоляции для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимому нагреву токами длительных режимов;
- стойкости в режиме короткого замыкания;
- технико-экономической целесообразности;
- достаточной механической прочности;
- допустимым потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах

Номинальное напряжение электрооборудования, указанное на его заводской табличке, соответствует уровню его изоляции, причем нормально всегда имеется некоторый запас электрической прочности, позволяющий аппарату неограниченно длительное время работать при напряжении на 10-15% выше номинального. Это напряжение принято называть номинальным напряжением электрооборудования. При этом, так как отклонение напряжение в условиях эксплуатации обычно не превышает 10-15% номинального напряжения установки, то при выборе оборудования по напряжению достаточно соблюсти условие:

$$U_{ном.у.} \geq U_{ном.э.},$$

где $U_{ном.у.}$ - номинальное напряжение установки; $U_{ном.э.}$ - номинальное напряжение электрооборудования.

Все номинальные параметры аппаратов, приводимые в справочных таблицах (см. ниже), соответствуют температуре окружающей среды $\vartheta_0 \leq 40^{\circ}C$ и среднесуточной температуре $\vartheta_{0ср.} \leq 35^{\circ}C$. При этом высота над уровнем моря принимается равной не более 1000 м.

Для большинства аппаратов перегрузка их током сверх номинального не допускается, если температура окружающего воздуха равна расчётной для данного аппарата. Если максимальная температура окружающего воздуха меньше расчётной (менее $35^{\circ}C$), рабочий ток высоковольтных выключателей, разъединителей и трансформаторов тока можно увеличивать на 0,5% номинального тока на каждый градус понижения температуры ниже $35^{\circ}C$, но не более, чем на 20%.

Кроме перечисленного основного электрооборудования, на электрических станциях и подстанциях применяют многочисленные измерительные приборы, а также устройства релейной защиты, автоматики, сигнализации и др.

Измерительные приборы служат для контроля за работой агрегатов и отдельных частей установки, для контроля качества электроэнергии (напряжения и частоты) и для учета вырабатываемой и распределяемой электроэнергии.

Устройства релейной защиты и автоматики ускоряют ликвидацию возникающих аварий и нарушений режима работы установки и помогают быстрее восстановить ее нормальный режим.

6.2. Выбор шинных конструкций

Сборные и соединительные шины соответствующего типа (гибкие, жесткие, открытые, закрытые и т.д.) на подстанциях выбирают по номинальному напряжению (выбор необходимого уровня их изоляции):

$$U_{ном} \geq U_{уст,расч}$$

и номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{уст,наиб.расч},$$

определяющему сечение шин

$$S_{ш} \approx S_{эк} = \frac{I_{уст,наиб.расч}}{j_{эк}}$$

Электрические аппараты, провода, кабели и шинные конструкции должны выдерживать кратковременные импульсы электродинамических сил и тепловые импульсы, возникающие в момент короткого замыкания. Поэтому при выборе аппаратов и проводников необходимо рассчитывать их не только по условиям длительной работы в нормальном нагрузочном режиме, но и проверять на динамическую и термическую стойкость при КЗ.

Электродинамическая сила, действующая на шинную конструкцию при трёхфазном КЗ, определяется, согласно ПУЭ:

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot \frac{\ell}{a} \cdot i_Y^{(3)} \cdot 10^{-8},$$

где ℓ - расстояние между изоляторами, к которым жёстко прикреплена шина, см; a - расстояние между фазами, см; $i_Y^{(3)}$ - сила ударного амплитудного трёхфазного короткого замыкания, А.

Эта сила создаёт изгибающий шину момент: $M = \frac{F^{(3)} \cdot \ell}{10}$ и вызывает в материале шины

напряжение от изгиба: $\sigma_P = \frac{M}{W}$,

где W - момент сопротивления шины, зависящий от формы шин и от взаимного расположения фаз шин:

$$\begin{aligned} & \text{- при расположении шин "плашмя" - } W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \\ & \text{- при расположении шин "на ребро" - } W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \end{aligned}$$

где b - толщина полосы, см; h - ширина (высота) шины, см.

Для алюминиевых шин допустимое напряжение составляет $\sigma_{доп.} = 65 \text{ МПа}$.

Если расчётное напряжение больше допустимого, т.е. $\sigma_P > \sigma_{доп.}$, то или изменяют шинную конструкцию, или ограничивают силу короткого замыкания.

При расчёте электродинамических усилий в электрических аппаратах возникают значительные трудности, связанные с большим разнообразием и сложностью форм токоведущих частей. Поэтому заводы-изготовители обычно указывают максимально допустимое значение (амплитудное) силы тока КЗ (i_M), которое нельзя превышать. Таким образом, проверка аппаратов

на динамическую стойкость проводится по условию: $i_Y^{(3)} \leq i_M$,

где $i_Y^{(3)}$ - сила ударного тока трёхфазного короткого замыкания в месте установки аппарата.

Термическое действие токов КЗ связано с выделением теплоты в проводниках при прохождении в них тока. По закону Джоуля-Ленца:

$$Q = 0,24 \cdot I^2 \cdot r \cdot t,$$

где r - сопротивление проводника, Ом; t - время прохождения тока, с.

Согласно ПУЭ, кратковременный нагрев алюминиевых шин, проводов и кабелей при КЗ не должен превышать 2000С. Нагрев приближённо оценивается по тепловому импульсу тока КЗ (B_K), $A^2 \cdot c$.

Аппарат считается устойчивым к действию тока КЗ, если выполняется следующее условие:

$$B_K \leq I_{тн}^2 \cdot t_n,$$

где $I_{тн}$ - сила номинального тока термической стойкости аппарата, задаваемая заводом-изготовителем; t_n - номинальное расчётное время термической стойкости выключателя, задаваемое заводом-изготовителем в каталогах.

Тепловой импульс тока КЗ равен сумме тепловых импульсов от периодической и аperiodической составляющих тока КЗ.

$$\text{Тепловой импульс от периодической составляющей: } B_{K.п.} \approx I_{п}^2 \cdot t_{пр},$$

где $t_{пр}$ - время от начала до отключения тока КЗ, с; $I_{п}$ - действующее значение периодического тока КЗ, кА.

$$\text{Тепловой импульс от аperiodической составляющей } B_{K.а.} \approx I_K^2 \cdot T_a,$$

где $T_a = 0,02...0,05$ с – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, зависящая от соотношения между индуктивным и активным сопротивлениями цепи короткого замыкания.

Приведённое время действия тока КЗ складывается из времени действия защиты ($t_{заш.} = 0,05$ с) и времени отключения выключателя ($t_B = 0,15...0,2$ с):

$$t_{пр.} = t_{заш.} + t_B \approx 0,2...0,25 \text{ с}.$$

Если основная защита имеет выдержку времени Δt , то t_B - увеличивается на Δt . Для промышленных сетей можно принимать: $t_{пр.} \gg T_a$. Тогда, принимая во внимание только тепловой импульс от периодической составляющей, получим условие термической стойкости аппарата: $I_{тн}^2 \cdot t_n \geq I_K^2 \cdot t_{пр.}$,

то есть термическая стойкость аппарата не должна быть ниже теплового импульса тока короткого замыкания.

При больших расчётных значениях тока трёхфазного КЗ по условиям динамической и термической стойкости требуется применять самые устойчивые и дорогие аппараты, кабели с повышенной площадью сечения жил по сравнению с площадью экономического сечения, выбранного по условиям нормального режима.

6.3. Выбор выключателей

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в нормальном и аварийном режимах..

Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополусного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$.

Выключатели характеризуются следующими параметрами:

1. номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$ - наибольший ток короткого замыкания (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстановления напряжения и заданном цикле операций;

2. Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения, в %, которое определяется, как:

$$\beta_n = \frac{i_{a\text{ ном}}}{\sqrt{2}I_{отк\text{ ном}}} 100\%$$

Нормированное значение β_n определяется для момента расхождения контактов τ . Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_n = 0$

3. Цикл операций - выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

В эксплуатации выключатель может неоднократно включаться на существующее КЗ с последующим отключением, поэтому ГОСТ предусматривает для выключателей определенный цикл операций.

Если выключатели предназначены для автоматического повторного включения (АПВ), то должны быть обеспечены циклы:

О - 180 с - ВО - 180 с - ВО;

О - τ бт - ВО - 180 с - ВО.

(для случая $U_{ном} \leq 220\text{кВ}$, то следующий цикл: О - τ бт - ВО - 20 с - ВО;

О – операция отключения, ВО – включения и немедленного включения, 20(180) с – промежутки времени в сек.

τ бт – гарантируемая для выключателей бестоковая пауза при АПВ (для выключателей с АПВ эта величина находится в пределах (0,3-1,2) с, без АПВ – 0,3с)

4. Стойкость при сквозных токах, характеризующаяся токами термической стойкости $I_{тер}$ и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее значение), $I_{дин}$ — наибольший пик (амплитудное значение);

Эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Завод-изготовитель должен обеспечивать соотношение $i_{дин} = 2,55I_{отк\text{ ном}}$

5. Номинальный ток включения — ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле. В каталогах приводится действующее значение этого тока $I_{вкл\text{ ном}}$ и его амплитудное значение $i_{вкл\text{ ном}}$. Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются условия:

$$I_{\text{вкл ном}} \geq I_{\text{отк ном}}; \quad i_{\text{вкл ном}} = 1,8\sqrt{2I_{\text{отк ном}}}$$

6. Собственное время отключения t_{CB} — интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

Время отключения $t_{\text{отк}}$ — интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{\text{вкл}}$ В — интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

7. Параметры восстанавливающегося напряжения — в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН).

8. Выключатели, не предназначенные для АПВ, должны допускать не менее пяти операций ВО при токах КЗ $(0,6 \div 1,0) \cdot I_{\text{отк ном}}$ без осмотра дугогасительного устройства. Выключатели, предназначенные для АПВ, должны допускать в тех же условиях от 6 до 10 операций ВО в зависимости от $I_{\text{отк ном}}$.

Из выбранного типа выключателей (масляных, воздушных, вакуумных, элегазовых и т.д.) выбирают для установки на подстанции выключатели, заводские паспортные данные которых удовлетворяют следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст, расч}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{наиб, расч}}$$

При выборе выключателей по отключающей способности должно быть выполнено требование, чтобы действующее значение полного тока короткого замыкания I_{kt} , ожидаемое к моменту t расхождения контактов, не превышало заданного заводом (для данного напряжения) тока отключения $I_{\text{откл}}$: $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{kt}}$.

Расчетное время t складывается из времени действия защиты t_3 и собственно времени отключения выключателя $t_{\text{C.B.}}$.

$$t = t_3 + t_{\text{C.B.}}$$

Значения t_3 и $t_{\text{C.B.}}$ указываются в справочниках. Приблизительно t можно принимать порядка $0,1 \div 0,2$ сек.

Кроме $I_{\text{откл}}$, в паспортных данных выключателя дается величина отключающей мощности $S_{\text{откл}}$, удовлетворяющей условию:

$$S_{\text{откл}} \geq S_{\text{kt}}$$

Наибольший ток К.З., который в эксплуатации может протекать через аппарат, не должен даже в течение сколь угодно малого времени превышать ток $i_{\text{у. макс}}$. Этим условием определяется электродинамическая стойкость выключателя:

$$i_{\text{у. макс}} \geq i_{\text{у. расч}}$$

где $i_{\text{у. расч}}$ - ударный ток К.З.

Таким образом, выбор и проверка выключателей всех типов должна производиться по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению: $U_{ном.в.} \geq U_{ном.у.}$.

2. По току длительного режима: $I_{ном.в.} \geq I_{п.а.}$,

где $I_{п.а.}$ - ток послеаварийного режима, принимаемый равным расчётному току длительного режима.

3. По отключающей способности: $I_{ном.отк.} \geq I_{п\tau}$,

где $I_{п\tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ расхождения контактов выключателя.

4. По термической стойкости: $I_{термв.}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k$,

где B_k - расчётный тепловой импульс тока КЗ (см. п.6.2); $I_{термв.}$ - предельный ток термической стойкости, равный предельному току отключения выключателя; $t_{терм}$ - время протекания тока термической стойкости, равное 3 с при $U_{ном.} \geq 110 \text{ кВ}$ и 4 с – при $U_{ном.} \leq 35 \text{ кВ}$.

5. По электродинамической стойкости: $i_{дин.} \geq i_y$.

Следует отметить, что термическая стойкость современных выключателей гарантируется заводом-изготовителем при условии обеспечения электродинамической стойкости и поэтому специально может не проверяться.

6.4. Выбор предохранителей

Плавкий предохранитель - это коммутационный и защитный аппарат, предназначенный для отключения электрической цепи при появлении в ней токов короткого замыкания или опасных токов перегрузки. Выпускаются на напряжения до 1 кВ, 6-10, 35 и 110 кВ.

Основным элементом плавкого предохранителя является плавкая вставка - искусственно ослабленное звено электрической цепи, которая расплавляется при появлении токов короткого замыкания или токов перегрузки.

Высоковольтные токоограничивающие предохранители - аппараты массового применения, предназначенные для защиты воздушных и кабельных линий, силовых трансформаторов от 10 до 1000 кВА при 6-10 кВ, 1600 кВА при 35 кВ, электродвигателей до 2000 кВт, конденсаторов до 150 квар и другого оборудования.

Достоинства предохранителей - малогабаритность, быстрдействие, способность отключать большие токи к.з. с существенным ограничением их максимального значения.

В установках напряжением 6-10 кВ устанавливаются:

- в комплектных распределительных устройствах в цепях линий, измерительных трансформаторов напряжения;

- в устройствах высокого напряжения цеховых и городских подстанций. В установках напряжением 35-110 кВ могут устанавливаться в распределительных устройствах высшего напряжения трансформаторных подстанций с мощностью трансформатора до 4000 МВА.

В электрических сетях предохранители применяются в КТП, на открытых подстанциях, в КРУ, КРУН и КСО, в комбинации с выключателями нагрузки, способными заменять дорогостоящие силовые выключатели.

В работе распределительных сетей указанных объектов предохранители играют ключевую роль, поэтому от них требуется высокая надежность. Отказ предохранителя в отключении токов короткого замыкания приводит к повреждению дорогостоящего оборудования, перерыву в электроснабжении с соответствующими последствиями.

В установках напряжением до 1 кВ предохранители устанавливаются в различных низковольтных комплектных устройствах распределения (НКУ): распределительных панелях, шкафах распределения, различных щитках и т. д.

Основные технические характеристики плавкого предохранителя:

номинальное напряжение предохранителя U_n ; номинальный ток предохранителя I_n ; номинальный ток плавкой вставки предохранителя $I_{пв}$, А, номинальный ток отключения предохранителя $I_{потк}$, кА.

В один и тот же корпус предохранителя могут быть установлены плавкие элементы на различные номинальные токи, поэтому предохранитель характеризуется двумя параметрами – I_n и $I_{пв}$, при этом всегда выполняется условие $I_n \leq I_{пв}$;

Выбор плавких предохранителей производится по следующим условиям:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \geq U_n$$

2. По длительному току:

$$I_{рабмакс} \leq I_{пв}.$$

По номинальному току плавкой вставки выбирается номинальный ток предохранителя.

3. По отключающей способности:

$$I_{п,о} \leq I_{потк}$$

Кроме того, предохранители должны отстраиваться от токов перегрузки, свойственных нормальной эксплуатации (пусковых токов двигателей, токов самозапуска и т. д.), обеспечивать отключение электроустановки при минимальных токах короткого замыкания, выполняя условие:

$I_k^{(1)} / I_{пв} > 3$. При этом должна обеспечиваться селективная работа устройств защиты, включенных последовательно в электрической цепи.

6.5. Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Одним из важнейших мероприятий, обеспечивающих безопасность проведения работ в электрических установках, является надежное отсоединение части установки, на которой предполагается производство работ, от других частей установки, находящихся под напряжением. Для предупреждения возможных ошибок необходимо, чтобы это отсоединение было выполнено аппаратом, обеспечивающим видимый разрыв цепи. Таким аппаратом и является разъединитель.

Разъединители не имеют дугогасительных устройств, поэтому ими нельзя отключать токи, при которых на их контактах образуется электрическая дуга. Такая открытая дуга весьма опасна, так как обычно не только разрушает разъединитель и ближайшее к нему оборудование, но, как правило, перекрывает фазы, т. е. приводит к короткому замыканию в установке. Открытая дуга весьма опасна для обслуживающего персонала. Поэтому разъединители нормально используют для включения и отсоединения обесточенных частей установки, предварительно отключенных выключателем. Кроме того, разъединителями пользуются в целях изменения схемы установки путем переключения отдельных цепей, находящихся под напряжением, при условии, что эти переключения не сопровождаются образованием дуги на контактах разъединителя.

Разъединителями можно включать и отключать такие небольшие токи, при которых на их контактах не возникает электрическая дуга. Так, «Правила устройства электроустановок» допускают включение и отключение разъединителями:

- 1) трансформаторов напряжения, зарядных токов сборных шин и электрооборудования;
- 2) зарядного тока кабельных линий напряжением до 10 кВ длиной до 10 км;
- 3) уравнивающего тока линий при условии, что разность напряжений на разъединителе после отключения, составит не более 2% номинальной величины;
- 4) тока однофазного замыкания на землю: 5 А — для линий напряжением 20—35 кВ и 30 А — для линий напряжением 10 кВ и ниже.

Разрешается также производство операций по:

- разземлению и заземлению разъединителями нейтрали трансформаторов;
- отключению и включению разъединителями дугогасящих катушек (при отсутствии в сети замыкания на землю);
- включению и отключению обходных разъединителей (при включенном шунтируемом ими выключателе).

По числу полюсов различают разъединители одно- и трехполюсные;

по роду установки — для внутренних и наружных установок;
 по способу установки — с вертикальным или горизонтальным расположением ножей;
 по конструкции различают разъединители рубящего типа — с вращением ножей в плоскости осей изоляторов; поворотного типа — с вращением ножей в плоскости, перпендикулярной осям изоляторов; штепсельного типа — с изоляторами, движущимися при включении и отключении вдоль своей оси. Кроме рабочих ножей, разъединители могут иметь еще заземляющие ножи, которые используют для закорачивания и заземления фаз частей установок при ремонтах (после полного их отключения от других частей, находящихся под напряжением).

Отделители по конструкции токоведущих частей не отличаются от разъединителей. Их контактная система не приспособлена для операций под рабочим током нагрузки. Основное назначение отделителей — быстрое автоматическое отключение поврежденного участка электрической сети в бестоковый период. Кроме того, допускаются операции отключения и включения участков линии или элементов схем, находящихся без напряжения или для отключения ёмкостных токов ненагруженных линий и тока холостого хода трансформаторов. Отделители изготавливают на напряжение 35, 110 и 220 кВ. Отделитель представляет собой двухколонковый аппарат с разворотом ножей в горизонтальной плоскости.

При автоматизации подстанций отделители используют не только для отключения электрических цепей, но и для переключения подстанций на резервный источник питания. Переключение производится в бестоковую паузу, когда прохождение тока КЗ прервано отключением соответствующих выключателей. Для автоматического выключения отделители заводского изготовления модернизируют следующим образом. Обе колонки изоляторов вместе с ножами снимают, поворачивают у основания на 90° против нормального их вращения и в таком положении крепят к раме. Привод и встроенные пружины остаются в прежнем исполнении. В таком виде при разведении ножей встроенные пружины отделителя будут заводиться и действовать на включение при освобождении защелки привода. Отделители применяют в основном на подстанциях без выключателей со стороны ВН. На таких подстанциях, кроме отделителей, устанавливают короткозамыкатели.

Назначение короткозамыкателей состоит в том, чтобы при внутренних повреждениях силовых трансформаторов быстро создавать мощные искусственные КЗ на питающих линиях, отключаемых затем выключателями.

После снятия напряжения с питающей линии поврежденный трансформатор отсоединяют отключением отделителя, а линию включают в работу действием АПВ выключателя питающей линии. В отключенном положении короткозамыкателя пружины привода заведены и он готов к действию. Для включения короткозамыкателя защита поврежденного трансформатора подает оперативный ток на электромагнит включения, боек которого через систему рычагов воздействует на защелку, и нож включается. Время от момента подачи команды на электромагнит включения до полного замыкания контактов короткозамыкателя не превышает 0,35 с.

Паспортные данные разъединителей, короткозамыкателей и отделителей должны выбираться по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{уст,расч}$.
2. По длительно допустимому току: $I_{ном} \geq I_{наиб.расч}$.
3. По термической стойкости: $I_{термр.}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k$.
4. По электродинамической стойкости: $i_{у.макс} \geq i_{у.расч}$.

Так же, как и выключатели, это оборудование, при удовлетворении условия по электродинамической стойкости, на термическую стойкость могут не проверяться.

6.6. Выбор вспомогательного оборудования

Токоограничивающие реакторы

Условия выбора следующие:

$$U_{ном} \geq U_{уст.,расч};$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб.расч};$$

$$S_{ном} \geq S_{уст.,расч};$$

$$i_{у.макс} \geq i_{у.расч}.$$

Ток термической стойкости

$$I_{терм} \geq I_{\infty}.$$

Сопротивление реактора

$$x_{р,ном} \approx x_{р.расч}.$$

Батареи конденсаторов

$$U_{ном} \geq U_{уст.,расч};$$

$$S_{ном} \approx S_{уст.,расч}.$$

Разрядники. Тип разрядника выбирается в соответствии с характером решаемой задачи, но при условии

$$U_{ном} = U_{уст.,расч}$$

Трансформаторы тока. Условия выбора:

$$U_{ном} \geq U_{уст.,расч};$$

$$I_{ном} \geq I_{наиб.расч};$$

$$k_n I_{ном} \geq I_{наиб.,расч},$$

где k_n - нормированный коэффициент возможной перегрузки трансформатора при данном продолжительном режиме его работы с $I_{наиб.расч}$;

$$k_{дин} \sqrt{2} \cdot I_{ном} \geq i_{у.},$$

где $k_{дин}$ - коэффициент динамической нагрузки.

При этом

$$Z_{н.ном} \geq Z_{2расч},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформаторов тока, зависящая как от параметров подключенных к трансформатору тока приборов или реле, так и от схемы их соединений с трансформаторами тока, определяющей расчетную длину соединительных проводов.

Трансформаторы напряжения.

$$U_{ном} \geq U_{уст.,расч}$$

при $S_{ном} \geq S_2$, в необходимом классе точности, где S_2 - вторичная нагрузка.

Основные технические характеристики и параметры рассмотренного в настоящей теме электрооборудования представлены в Приложении 2.

ТЕМА VII. Расчет заземления и молниезащиты

7.1. Общие сведения

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие под ним оказаться вследствие повреждения изоляции, должны быть надёжно соединены с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его задачей является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения. В электрических установках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, вторичной обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы РУ, РП, ЩСУ, РЩ, ЩО, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Кроме того, заземление, которое предназначено для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки. Наконец, для защиты оборудования от повреждений ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство. Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землей, свинцовые оболочки кабелей, заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом, рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках. В качестве искусственных заземлителей применяют прутковую круглую сталь диаметром не менее 10 мм (стальной пруток), угловую сталь (40х40, толщиной не менее 4мм), стальные трубы (не кондиция) толщиной стенки не менее 4мм.

Количество заземлителей (вертикальных и горизонтальных) определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства, согласно требований ПУЭ.

Предполагается, что в месте установки выбранной подстанции естественных заземлителей нет. Требуется рассчитать размеры и параметры искусственного заземлителя, полностью обеспечивающего необходимый уровень сопротивления заземления.

Молниезащита подстанции выполняется стержневыми молниеотводами. Требуется определить число молниеотводов, их размещение на территории подстанции и необходимую высоту.

Для защиты оборудования подстанции от перенапряжений (внешних и внутренних) выбирают разрядники: их тип, количество и места установки.

7.2. Расчет заземляющего устройства

Порядок расчёта устройства заземления на принятой подстанции можно осуществлять в следующей последовательности:

- 1) по ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства R_3 . Если заземляющее устройство является общим для установок на различные напряжения, то за расчетное сопротивление заземляющего устройства принимают наименьшее из допустимых;
- 2) предварительно с учетом занимаемой подстанцией территории намечают расположение заземлителей – в ряд, по контуру, в виде сетки и т.п.;
- 3) определяют расчетное удельное сопротивление грунта ρ_{gp} для вертикальных и горизонтальных электродов-заземлителей с учетом повышающего коэффициента k_n

(коэффициент сезонности), учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой (см. табл. 7.1);

Таблица 7.1. Значения коэффициента сезонности для различных климатических зон

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых электродов	Климатические зоны России			
	1	2	3	4
1. Климатические признаки зон				
Средняя многолетняя низшая температура (январь), С	от - 20 до - 15	от - 14 до - 10	от - 10 до 0	от 0 до +5
Средняя многолетняя низшая температура (июль), С	от + 16 до + 18	от + 18 до + 22	от + 22 до +24	от + 24 до + 26
Среднее количество осадков, см	40	50	50	30-50
Продолжительность замерзания вод, дни	190-170	150	100	0
2. Значение коэффициента				
При применении стержневых электродов длиной 2-3 м и при глубине заложения их вершины 0,5-0,8 м	1,8-2	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
При применении протяженных электродов и при глубине заложения 0,8 м	4,5-7,0	3,5-4,5	2,0-2,5	1,5-2,0

4) определяют сопротивление растеканию (сопротивление, которое оказывает току грунт) одного вертикального электрода выбранного размера, профиля и сечения в соответствии с формулами:

- для трубы длиной l (см) и диаметром d (см) при глубине заземления t (см), (см. рис. 7.1 а):

$$r_{mp} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right);$$

- для уголка длиной l (см) с полкой шириной b (см) при глубине заземления t (см)

$$r_{уз} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \left(\lg \frac{2l}{0.95b} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

где $\rho_{расч} = k_n \rho_{зр}$ (значение $\rho_{зр}$ принимается по табл. 7.2);

5) определяется предварительное число вертикальных заземлителей N

при приближенном значении коэффициента использования $k_{ИВ}$:

$$N = \frac{r_{mp(уз)}}{k_{ИВ} R_3}.$$

Таблица 7.2. Удельное сопротивление грунтов

Грунт	Удельное сопротивление
Песок	400 - 1000 и более
Супесок	150 - 400
Суглинок	40 - 150
Глина	8 - 70
Садовая земля	40
Торф	20
Чернозём	10 - 50
Мергель, известняк	1000 - 2000
Скалистый грунт	2000-4000

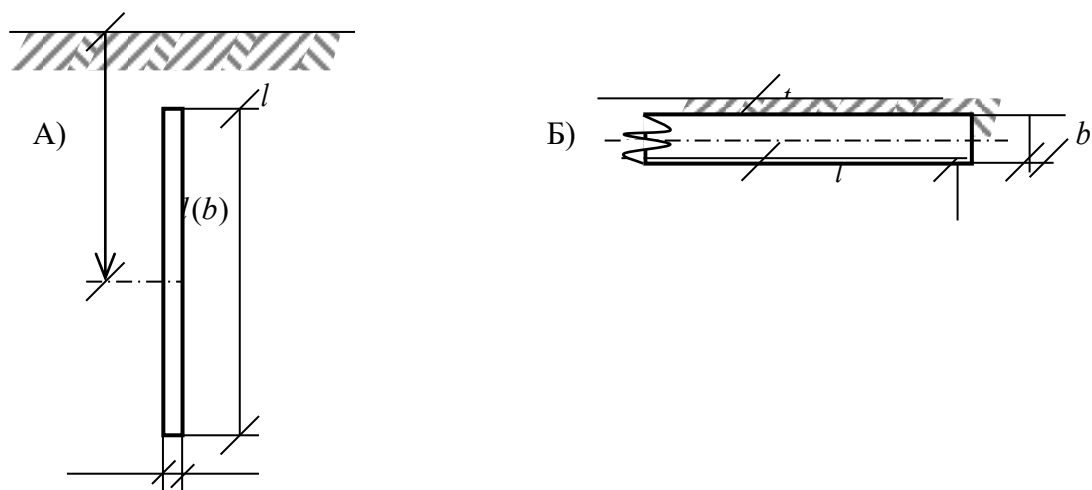


Рис. 7.1 Схема вертикального (а) и горизонтального (б) электродов заземления

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивления заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов. Значение $k_{ИВ}$ зависит от числа электродов N и расстояния a между ними (a/l), его значения представлены в табл. 7.3. Число труб или уголков в заземлителе должно быть не менее двух;

Таблица 7.3. Коэффициенты использования вертикальных заземлителей, размещенных по контуру без учёта влияния полосы связи

Отношение расстояния между заземлителями к их длине	Число вертикальных заземлителей n_g	Значение коэффициента $k_{ИВ}$
1	4	0,66 - 0,72
	6	0,58 - 0,65
	10	0,52 - 0,58
	20	0,44-0,5
	40	0,38-0,44
	60	0,36-0,42
2	4	0,76-0,8
	6	0,71-0,75
	10	0,66-0,71
	20	0,61-0,66
	40	0,55-0,61
	60	0,52-0,58
3	4	0,84-0,86
	6	0,78-0,82
	10	0,74-0,78
	20	0,68-0,73
	40	0,64-0,69
	60	0,62-0,67

б) определяется расчетное сопротивление растеканию соединительных горизонтальных электродов по формуле:

$$R_{3Г} = \frac{r_{n(k)}}{k_{ИГ}},$$

где $r_{n(k)}$ - сопротивление растеканию горизонтальных электродов, определяемое после подсчета

их общей длины l (см) и выбора профиля электрода (полоса П или круглый проводник К) в соответствии с рис. 7.1 б:

- для полос:

$$r_{\text{П}} = \frac{0.366 \rho_{\text{расч}}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt};$$

- для круглого проводника (стержня):

$$r_{\text{К}} = \frac{0.366 \rho_{\text{расч}}}{l} \lg \frac{l^2}{dt},$$

где d - диаметр стержня, см.

Значение коэффициента использования горизонтальных электродов $k_{\text{ИГ}}$ зависят от ориентировочного числа вертикальных заземлителей и приведены в табл. 7.4.

Таблица 7.4. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре из вертикальных электродов

Отношение расстояния между заземлителями к их длине	Число вертикальных заземлителей						
	4	6	8	10	20	30	50
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37

Примечание: Для выравнивания потенциала по территории подстанции из горизонтальных электродов делают сетку. Это надо учитывать при определении общей длины электродов l .

7) уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{3В} = \frac{R_{3Г} \cdot R_3}{R_{3Г} + R_3};$$

8) определяется число вертикальных электродов с учетом $R_{3Г}$ и уточненного коэффициента $k_{\text{ИВ}}$:

$$N_B = \frac{r_{\text{мп(уз)}}}{k_{\text{ИВ}} \cdot R_{3В}};$$

9) принимается окончательное число вертикальных электродов из условия их топологии.

7.3. Расчет молниезащиты. Выбор средств защиты от перенапряжений

Подстанции небольших размеров, как правило, защищаются стержневыми молниеотводами одинаковой выбранной высоты (не более 40-50 м). Конструкция молниеотвода представлена на рис 7.2.

Радиус зон защиты стержневых молниеотводов и высоту расположения h_o минимальной зоны определяют по следующим формулам:

$$r_o = (1,1 - 0,002h)h;$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - \frac{h_x}{0,85});$$

$$h_o = 0,85h.$$

Зная высоту защищаемых объектов h_x и их расположение в пространстве определяются высота h молниеотводов и их размещение на площади подстанции.

Защита от внешних (атмосферных) и внутренних (коммутационных) перенапряжений на подстанциях осуществляется с помощью разрядников.

Применяются следующие виды разрядников: искровые промежутки, трубчатые разрядники (РТ), вентильные разрядники (РВС, РВП, РВМГ, РВМК). Выбор видов и расстановка разрядников на подстанции зависит от напряжения подстанции, числа и вида подходящих к подстанции ЛЭП, числа установленных трансформаторов и наличия систем (секций) сборных шин. Разрядники соответствующего вида устанавливают на вводах ЛЭП, сборных шинах и выводах высокого и среднего напряжения трансформаторов, если установки разрядников на сборных шинах оказывается недостаточно для защиты трансформаторов. Разрядники устанавливают в нейтралях силовых трансформаторов 110-220 кВ, если принята их работа с изолированной нейтралью.

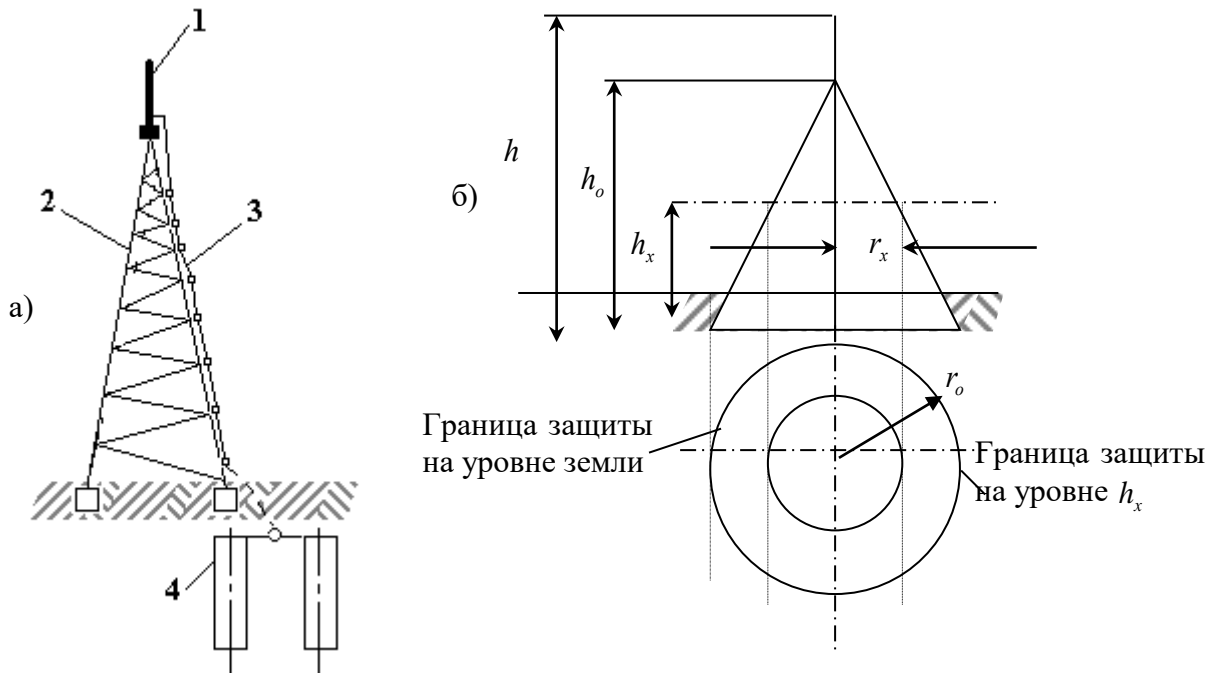


Рис. 7.2. Конструкция стержневого молниеотвода (а) и зона защиты одиночного стержневого молниеотвода (б)

1 – молниеприемник; 2 – несущая конструкция; 3 – токоотвод; 4 – заземлители.

Для защиты электроустановок от внутренних и грозовых перенапряжений разработаны и применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) на основе окиси цинка, имеющие лучшие характеристики, чем вентильные разрядники. Различные типы и марки средств защиты от перенапряжения, а также их характеристики представлены в Приложении 2.

2 МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ (УКАЗАНИЯ) К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Практические занятия проводятся с целью закрепления знаний, полученных при изучении теоретического курса. Тематика практических занятий приведена в таблице.

№ п.п.	Наименование темы	Кол-во акад. часов
1	Построение упорядоченных диаграмм	2
2	Расчет трехфазных электрических нагрузок	2
3	Расчет однофазных электрических нагрузок. Расчет нагрузок контактной электросварки	4
4	Выбор низковольтных компенсирующих устройств.	2
5	Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.	2
6	Баланс реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.	2
7	Определение параметров схем внешнего электроснабжения.	2
8	Определение параметров схем внутреннего электроснабжения.	2

На практических занятиях каждому студенту выдаются индивидуальные домашние задания.

При проведении практических занятий по разделам теоретического курса студентам необходимо:

освоить практические навыки по программе теоретического курса в соответствии с индивидуальным планом подготовки составленным дополнительно к учебно-тематическому плану учебной дисциплины в зависимости от квалификации или специфики трудовой деятельности;

выполнить задания и подготовить устные ответы на контрольные вопросы, приведенные после каждой темы;

пройти тестирование.

Темы на практические занятия преподаватель выдает студентам на консультациях после собеседования со студентами или входного контроля.

Целью курса является повышение профессионального уровня, профессиональной компетентности и получение дополнительного образования в области проектирования и эксплуатации систем электроснабжения.

С целью овладения указанным видом профессиональной деятельности и соответствующими профессиональными компетенциями студент должен:

освоить методы расчета однофазных и трехфазных электрических нагрузок, изучить тепловые процессы в проводниках и элементах систем электроснабжения при изменяющейся нагрузке;

научиться выбирать оптимальные параметры силовых трансформаторов и технических средств компенсации реактивной мощности;

изучить методы расчета и способы реализации экономически целесообразного режима работы трансформаторов;

изучить вопросы проектирования электрических сетей;

изучить методики оценки уровней напряжения в сети и способы их улучшения на суточном интервале времени.

В процессе выполнения практических занятий студент (слушатель курсов) должен приобрести умения:

системного решения комплекса задач как организационного, так и технического уровня, направленного на снижение эквивалентных среднегодовых расходов с учетом всех возможных режимов работы системы электроснабжения;

расчета электрических нагрузок и выбора токоведущих частей и коммутационно-защитных аппаратов;

проверки на стойкость к токам КЗ выбранных электрических аппаратов;

выбора оптимальной мощности силовых трансформаторов и синхронных электродвигателей, используемых для компенсации реактивной мощности, типов компенсирующих устройств и мест их установки с целью обеспечения условий потребления реактивной мощности и нормальных режимов работы электроприемников;

оптимального распределения источников реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий;

определения центра электрических нагрузок и выбора места расположения ТП, РП, ГПП;

повышения энергоэффективности работы систем электроснабжения за счет снижения потерь электроэнергии, обусловленного установкой в сетях компенсирующих устройств;

разработки организационных и технических мероприятий по естественному повышению коэффициента мощности электроустановок.

Задачей курса является:

изучение современной концепции построения интеллектуальных систем электроснабжения на основе технологий Smart Grid, современного программного обеспечения задач инновационных технологий, зарубежного опыта применения активно-адаптивных элементов в интеллектуальных сетях и оценка возможности их применения в России;

изучение концепции распределенной генерации; изучение концепции автономных систем электроснабжения (Micro Grid);

решение комплекса научно-технических проблем, связанных с экономией энергоресурсов, имеющей в настоящее время большое значение в эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий и повышении их интеллектуальности;

повышение надежности работы распределительной сети за счет выбора оптимальных параметров технических средств компенсации реактивной мощности.

Задачи практических занятий следующие:

ознакомиться с проблемами научно-технического характера по построению систем электроснабжения (СЭС) промышленных объектов и городов и управлению ими, современными технологиями электроэнергетической и электротехнической промышленности, научно-правовой и технической политики в области технологий и проектирования данных объектов;

приобрести опыт принятия технических решений и разработки проектов в области СЭС;

ознакомиться с существующими методами расчета при проектировании систем электроснабжения;

научиться оценивать повышение эффективности работы систем электроснабжения за счет рационального их построения, оптимизации режимов, координации уровней токов КЗ, снижения потерь электроэнергии, обусловленного установкой в сетях компенсирующих устройств и др.;

способствовать расширению кругозора, проявлению самостоятельности, творческой активности в решении проблем городских и промышленных систем электроснабжения.

В результате освоения курса студент (слушатель курсов) *должен знать*:

– приоритеты, цели и задачи энергетической политики России;

– особенности ТЭК России и условия обеспечения энергетической безопасности страны;

– нормативно-правовую и нормативно-техническую базу в области систем электроснабжения;

– концепцию построения систем электроснабжения;

– особенности технологического процесса данного предприятия (цеха), характеристику потребителей;

– характеристику окружающей среды производственных помещений;

– компоновку технологического оборудования и предварительное составление схемы питания электроприемников (ЭП) цеха;

– современные и перспективные научно-обоснованные технологии систем электроснабжения;

- специальное программное обеспечение и технологии систем электроснабжения;
- организационные и технические мероприятия по естественному повышению коэффициента мощности электроустановок;
- методы и средства компенсации реактивной мощности;
- типы компенсирующих устройств и область их применения;
- критерии энергетической оптимизации;
- типовые (стандартные) технические решения, широко применяемые в мировой практике по построению и эксплуатации СЭС.

В результате прохождения курса студент (слушатель курсов) *должен уметь*:

- пользоваться методическими нормативными материалами, технической и технологической документацией, современными техническими средствами и информационными технологиями;
- системно решать комплекс задач как организационного, так и технического уровня, направленного на снижение эквивалентных среднегодовых расходов с учетом всех возможных режимов работы сети;
- разрабатывать организационные и технические мероприятия по естественному повышению коэффициента мощности электроустановок.
- выбирать типы компенсирующих устройств, оптимальные параметры технических средств компенсации реактивной мощности, места установки технических средств компенсации реактивной мощности с целью обеспечения установленных в договоре энергоснабжения условий потребления реактивной мощности и нормальных режимов работы электроприемников;
- оценить затраты и экономический эффект от внедрения рекомендаций по интеллектуализации систем электроснабжения.
- оптимизировать режимы активной и реактивной мощности системы электроснабжения, оптимально распределять источники реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий;
- выбирать уровни напряжений для силовой и осветительной сети, число и мощность трансформаторов на подстанции, местоположение трансформаторной подстанции, схемы и конструктивное исполнение питающей и распределительной сети;
- рассчитывать силовые и осветительные электрические нагрузки, элементы питающей и цеховой сети, ток коротких замыканий;
- осуществлять выбор, расчет и проверку защитных устройств, проверку выбранной аппаратуры токоведущих частей и селективности защит в питающей и распределительных сетях.

Практические занятия являются одной из наиболее наиболее продуктивных форм образовательной и познавательной деятельности слушателя курсов повышения квалификации в период обучения. Для реализации творческих способностей и более глубокого освоения дисциплины приобретение практических навыков и умений студентами курсов является критерием освоения изучаемого материала.

Текущие практические занятия направлены на углубление и закрепление изучаемого слушателем материала, на развитие его практических навыков и умений.

Они включают в себя:

- работу с лекционным материалом, поиск и обзор литературы и электронных источников информации по индивидуальному заданию;
- выполнение домашних заданий;
- изучение тем, вынесенных на самостоятельную проработку;
- подготовку к блиц-опросам, тестированию.

Работа с разделом курса начинается с лекционного материала, подробно рассматривающего конкретный аспект проблемы создания системы электроснабжения промышленных объектов или городов. Материалы лекции включают основные понятия, вопросы для самопроверки, ключевую информацию, позволяющие повысить эффективность усвоения основного содержания.

Затем слушатель самостоятельно изучает дополнительную литературу, выдаваемую ему при начале обучения, по мере освоения которой выполняет практические задания и отвечает на контрольные вопросы. После усвоения материала слушатель самостоятельно проходит тестирования по изученным разделам. При успешном прохождении самотестирования слушатель защищает изученный материал с использованием специализированного программного обеспечения на персональном компьютере.

Творческая часть практических занятий (по специфике основной деятельности профильного предприятия или организации) направлена на:

- изучение необходимого материала для постановки задачи выполнения практических работ;
- подготовку и выполнение практических заданий;
- углубленное исследование вопросов, возникших по результатам выполнения практических заданий;
- работу по подготовке материала индивидуальных практических занятий к выступлению на вебинаре (семинаре) или на «круглом столе»;
- обзор, анализ и оценка научно-исследовательских или проектно-конструкторских разработок в области систем электроснабжения по выбору слушателя или по заданию координатора;
- поиск, анализ, структурирование и презентацию информации.

На вебинарах (семинарах) предлагаются следующие виды деятельности:

Постановка задания по работе с практическим разделом.

Обсуждение результатов практической работы и постановка задания по оценке ее результатов и по работе с методическими материалами.

Обсуждение результатов работы с методическими материалами, отчет о выполнении индивидуальных практических занятий и постановка задания к тестированию (деловой игре) или круглому столу.

Итоговое тестирование (возможно в онлайн-режиме).

Подведение итогов.

К каждому практическому разделу программы разрабатывается тест.

Успешное выполнение заданий позволяет перейти к изучению следующего раздела. В случае отрицательной оценки, полученной по результатам тестирования, необходимо вновь вернуться к изучению содержания раздела и пройти повторное тестирование.

Занятия проводятся в интерактивной форме семинара в диалоговом режиме. В ходе занятия инициируются дискуссии, а также разбор конкретных ситуаций. Проводятся вебинары в режиме видеоконференции с приглашением ведущих специалистов. Все виды учебных занятий проводятся с использованием технических средств обучения: интерактивная доска, мультимедийное оборудование, учебно-методические материалы представлены в виде презентаций Power Point, электронных плакатов с изображением технологических процессов, оборудования, комплексных структур.

При этом используются: образцы передового оборудования, обеспечивающего повышение энергоэффективности и снижения энергозатрат за счет рациональной компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения; современное промышленное оборудование систем электроснабжения (технология Smart Grid); современное программное обеспечение систем электроснабжения;

Для текущей оценки качества освоения дисциплины и её отдельных модулей разработаны и используются следующие средства: список контрольных вопросов по отдельным темам и разделам; перечень тем научно-исследовательских работ и рефератов по наиболее проблемным задачам и вопросам теоретического и практического плана изучаемой дисциплины; комплекты расчетных заданий для закрепления теоретического материала; методические указания к практическим работам и отчеты по результатам их выполнения.

Пример расчета трехфазной нагрузки

Произвести расчет электрических нагрузок по коэффициенту использования (K_u) и коэффициенту расчетной нагрузки (K_p).

№	Наименование электроприемника и механизма, номинальное напряжение, режима работы	Мощность одного ЭП (кВт)	К-во ЭП (шт)
1	Печи электронагревательные	34	3
2	Насосы	105	2
3	Ковочные машины	23	7
4	Вентиляторы	7,5	4
5	Транспортеры	12	2
6	Краны, ПВ = 25%	16+2,2+11	2
7	Металлообрабатывающие станки	19	21
8	Прессы	17	15

Все исходные данные, а также данные по расчетам, будут заноситься в таблицу № 2 согласно формы Ф 636-92.

Для выполнения данного метода расчета построение УД, изученных ранее, не требуется. Все коэффициенты, необходимые для расчетов электрических нагрузок, уже были определены по УД для каждого ЭП и занесены в таблицу /9/.

При записи исходных данных в таблицу для всех ЭП записываются коэффициент использования K_u и коэффициент мощности $\cos\varphi$ или коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ для того, чтобы упростить определение реактивных мощностей.

В таблице исходных данных присутствуют ЭП, у которых продолжительность включения ПВ = 25% .

Согласно ПУЭ к одновременной работе допускается не более 2-х двигателей.

Поэтому к расчету принимаем 2 двигателя максимальной мощности:

$$P_{\text{ном}} = 16 + 11 = 27 \text{ кВт} .$$

Суммарная приведенная к ПВ=100% мощность:

$$P_{\text{ном ПВ } 100\%} = P_{\text{ном}\Sigma} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 27 \cdot \sqrt{0,25} = 13,5 \text{ кВт}$$

1. Определяем суммарную установленную мощность для каждой группы ЭП:

$$P_{\text{ном}\Sigma} = P_{\text{уст}} \cdot n = 34 \cdot 3 = 102 \dots$$

2. Определяем средние активную и реактивную мощности:

$$P_{\text{cp}} = K_u \cdot P_{\text{уст}} = 0,75 \cdot 102 = 76,5 \dots$$

$$Q_{\text{cp}} = K_u \cdot P_{\text{уст}} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 0,75 \cdot 102 \cdot 0,48 = 36,72 \dots$$

3. Определяем эффективное число ЭП в цехе:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \Sigma P_{\text{уст}}}{P_{\text{ном тах эп}}} = \frac{2 \cdot 1208}{105} = 23$$

4. Определяем средневзвешенный коэффициент K_u для цеха:

$$K_{u\text{cp}} = \frac{\Sigma P_{\text{cp}}}{\Sigma P_{\text{уст}}} = \frac{393,34}{1208} = 0,33$$

5. Определяем средневзвешенный коэффициент мощности для цеха:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{cpвз}} = \frac{\Sigma Q_{\text{cp}}}{\Sigma P_{\text{cp}}} = \frac{371,22}{393,34} = 0,94$$

6. Определяем коэффициент расчетной нагрузки K_p в зависимости от средневзвешенного K_u и эффективного числа ЭП:

$$K_p = f(K_{u\text{срвз}} \leftrightarrow n_{\text{эф}})$$

По таблице значений коэффициентов расчетной нагрузки K_p находим:

$$f(0,33 \leftrightarrow 23) = 0,85$$

7. Определяем расчетную активную и реактивную мощности:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp} = 0,85 \cdot 393,34 = 334,34 \text{ кВт}$$

$$Q_p = K_p \cdot P_{cp} \cdot \text{tg}\varphi_{cp.в} = 0,85 \cdot 393,34 \cdot 0,94 = 314,3 \text{ квар}$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi_{cp.в} = 334,34 \cdot 0,94 = 314,3 \text{ квар}$$

8. Определяем полную мощность цеха:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{334,34^2 + 314,3^2} \approx 460 \text{ кВА}$$

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок (форма Φ 636-92)

Электроприемники	$P_{\text{уст}}$ кВт	n шт	P_{Σ} кВт	K_u	$\text{Cos}\varphi$	$\text{tg}\varphi$	P_{cp} кВт	Q_{cp} квар	n , шт	K_p	P_p кВт	Q_p квар	S_p кВА
Печи электронагревательные	34	3	102	0.75	0.9	0.48	76.5	36,72					
Насосы	105	2	210	0.7	0.8	0.75	147	110.25					
Ковочные машины	23	7	161	0.2	0.65	1.17	32.2	37.67					
Вентиляторы	7.5	4	30	0.65	0.8	0.75	19.5	14.63					
Транспортеры	12	2	24	0.4	0.75	0.88	9.6	8.45					
Краны	13.5	2	27	0.05	0.5	1.73	1.35	2.34					
Металлообрабатывающие станки	19	21	399	0.16	0.5	1.73	63.84	110.44					
Прессы	17	15	255	0.17	0.65	1.17	43.35	50.72					
Итого по цеху		56	1208	0.33		0.94	393.34	371.22	23	0.85	334.34	314,3	460

Примеры расчета однофазных нагрузок

1 Количество ЭП $n \leq 3$, ЭП включены на фазное напряжение.

Один сварочный трансформатор включен на фазное напряжение

$$S_{ПВ} = 25 \text{ кВА};$$

$$\text{ПВ} = 0,5;$$

$$\text{cos}\varphi = 0,5;$$

$$U_{\phi} = 220 \text{ В}$$

Определить расчетную нагрузку, приведенную к трехфазной:

$$P_p = P_{ny} = 3P_{нмф}.$$

Номинальная мощность ЭП, приведенная к ПВ = 1:

$$P_n = S_{ПВ} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} \cdot \text{cos}\varphi_n = 25 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,5 = 8,7 \text{ кВт}.$$

В данном случае $P_n = P_{нмф}$, следовательно $P_p = P_{ny} = 3 \cdot 8,7 = 26,1 \text{ кВт}$

2 Два сварочных трансформатора включены в разные плечи трехфазной системы 380 В

первый

$$S_{ПВ} = 80 \text{ кВА};$$

$$\text{ПВ} = 0,5;$$

$$\text{cos}\varphi = 0,5;$$

$$U_n = 380 \text{ В}$$

второй

$$S_{ПВ} = 30 \text{ кВА};$$

$$\text{ПВ} = 0,65;$$

$$\text{cos}\varphi = 0,53;$$

$$U_n = 380 \text{ В}$$

Определить расчетную нагрузку от этих ЭП:

$$P_p = P_{нуф} = 3P_{нмф}.$$

Определяем номинальные мощности трансформаторов, приведенные к ПВ = 1:

$$P_{н1} = S_{ПВ} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi_n = 80 \cdot \sqrt{0,5} \cdot 0,5 = 28 \text{ кВт};$$

$$P_{н2} = S_{ПВ} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi_n = 30 \cdot \sqrt{0,65} \cdot 0,53 = 13 \text{ кВт}.$$

Определяем нагрузку наиболее загруженной фазы при $P_{ab} = 28$ кВт и $P_{bc} = 13$ кВт:

$$P_a = \frac{28}{2} = 14 \text{ кВт}; \quad P_b = \frac{28 + 13}{2} = 20,5 \text{ кВт} \quad P_c = \frac{13}{2} = 6,5 \text{ кВт}$$

Наиболее загружена фаза b: $P_{нмф} = 20,5$ кВт

Расчетная мощность: $P_p = 3 \cdot 20,5 = 61,5$ кВт.

3 ЭП включены на фазное напряжение и на линейное напряжения (смешанная система включения).

К силовому шкафу присоединены два однофазных ЭП

$$P_{н1} = 40 \text{ кВт};$$

$$U_n = 220 \text{ В};$$

$$P_{н2} = 50 \text{ кВт};$$

$$U_n = 380 \text{ В};$$

Определить расчетную нагрузку ЭП

Определим значения величин:

$$P_{нуф} = 3 \cdot 40 = 120 \text{ кВт};$$

$$P_{нул} = \sqrt{3} \cdot 50 = 86,5 \text{ кВт}.$$

Так как $P_{нуф} > P_{нул}$, в основу расчета следует принять $P_p = P_{нуф} = 120$ кВт

4. Определить расчетную нагрузку силового шкафа (ШС), создаваемую однофазными ЭП, включенными на фазное и линейное напряжения сети 380/220 В.

На фазное напряжение включены две регулируемые нагревательные печи мощностью $P_n = 20$ кВт; $\cos \varphi = 1$; $K_u = 0,5$; $n = 2$.

На линейное напряжение включены:

- три сварочные машины типа МРМ-11, 380 В с тремя однофазными сварочными трансформаторами - $S_n = 500$ кВА; ПВ = 1,5%; $\cos \varphi = 0,4$; $\text{tg } \varphi = 2,29$; $K_u = 0,35$; $n = 3$.

- сварочные аппараты МТП-75, 380 В - $S_n = 75$ кВА; ПВ = 40%; $\cos \varphi = 0,5$; $\text{tg } \varphi = 1,73$; $K_u = 0,25$; $n = 2$.

- сварочные аппараты МТП-100, 380 В - $S_n = 100$ кВА; ПВ = 40%; $\cos \varphi = 0,4$; $\text{tg } \varphi = 2,29$; $K_u = 0,4$; $n = 2$.

Расчет выполняется по форме Ф-636-92

Узел питания – силовой шкаф ШС (графа 1)

В графу 1 заносим все ЭП, присоединенные к данному силовому шкафу, по характерным группам (с одинаковыми $\cos \varphi$ и K_u), в графы 2-4 соответствующие ЭП и их номинальные мощности.

В графы 5 и 6 заносим K_u , а также $\cos \varphi / \text{tg } \varphi$ для каждой характерной группы.

Приводим мощности ЭП к ПВ = 1:

$$- \text{ МРМ-11 - } p_n = S_{нПВ} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi = 500 \cdot \sqrt{0,015} \cdot 0,4 = 25 \text{ кВт};$$

$$- \text{ МТП-75 - } p_n = S_{нПВ} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi = 75 \cdot \sqrt{0,4} \cdot 0,5 = 24 \text{ кВт};$$

$$- \text{ МТП-100 - } p_n = S_{нПВ} \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi = 100 \cdot \sqrt{0,4} \cdot 0,4 = 25 \text{ кВт};$$

Для создания по возможности равномерной нагрузки по фазам присоединяем ЭП, включенные на фазное напряжение 220 В:

- на фазу b: одну нагревательную печь $p_{b0} = 1 \cdot 20$ кВт;

- на фазу c: одну нагревательную печь $p_{c0} = 1 \cdot 20$ кВт;

ЭП, включенные на линейное напряжение 380 В распределяем между фазами a и b: (1МРМ-11+1МТП-75+1МТП-100)

$$p_{ab} = 1 \cdot 25 + 1 \cdot 24 + 1 \cdot 25 = 74 \text{ кВт}$$

между фазами bc: (1МРМ-11+1МТП-75)

$$p_{ab} = 1 \cdot 25 + 1 \cdot 24 = 49 \text{ кВт}$$

между фазами са: (1МРМ-11+1МТП-100)

$$p_{ab} = 1 \cdot 25 + 1 \cdot 25 = 50 \text{ кВт}$$

Приводим номинальные мощности ЭП, включенных на линейные напряжения, к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению. Коэффициенты приведения p и q взяты из таблицы 3.

Таблица 3 - Значения коэффициентов приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение, к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению

Коэффициенты Приведения	Коэффициенты мощности нагрузок									
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0	
$P(ab)a, P(bc)b, P(ac)c$	1,4	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5	
$P(ab)b, P(bc)c, P(ac)a$	-0,4	-0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5	
$q(ab)a, q(bc)b, q(ac)c$	1,26	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	-0,05	-0,29	
$q(ab)b, q(bc)c, q(ac)a$	2,45	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,29	

При $\cos \varphi = 0,4$

$$P(ab)a, P(bc)b, P(ac)c = 1,17; P(ab)b, P(bc)c, P(ac)a = -0,17;$$

$$q(ab)a, q(bc)b, q(ac)c = 0,86; q(ab)b, q(bc)c, q(ac)a = 1,44.$$

Для Эп, присоединенных между теми же фазами, но при $\cos \varphi = 0,5$:

$$P(ab)a, P(bc)b, P(ac)c = 1; P(ab)b, P(bc)c, P(ac)a = 0;$$

$$q(ab)a, q(bc)b, q(ac)c = 0,58; q(ab)b, q(bc)c, q(ac)a = 1,16.$$

Номинальные мощности ЭП, приведенные к соответствующим фазам, для ЭП первой группы (p_{1ab}), присоединенных между фазами а и в ($\cos \varphi = 0,4$):

$$P'_{1a} = P_{1ab} \cdot p_{ab(a)} = 25 \cdot 1,17 = 29 \text{ кВт};$$

$$Q'_{1a} = Q_{1ab} \cdot q_{ab(a)} = 25 \cdot 0,86 = 21 \text{ кВАр};$$

$$P'_{1b} = P_{1ab} \cdot p_{ab(b)} = 25 \cdot (-0,17) = -4 \text{ кВт};$$

$$Q'_{1b} = Q_{1ab} \cdot q_{ab(b)} = 25 \cdot 1,44 = 36 \text{ кВАр};$$

Аналогично для ЭП той же группы, присоединенных между фазами b и c ($\cos \varphi = 0,4$):

$$P''_{1b} = 25 \cdot 1,17 = 29 \text{ кВт}; \quad Q''_{1b} = 25 \cdot 0,86 = 21 \text{ кВАр};$$

$$P''_{1c} = 25 \cdot (-0,17) = -4 \text{ кВт}; \quad Q''_{1c} = 25 \cdot 1,44 = 36 \text{ кВАр};$$

Аналогично для ЭП той же группы, присоединенных между фазами а и с ($\cos \varphi = 0,4$):

$$P'''_{1c} = 29 \text{ кВт}; \quad Q'''_{1c} = 21 \text{ кВАр};$$

$$P'''_{1a} = -4 \text{ кВт}; \quad Q'''_{1a} = 36 \text{ кВАр};$$

Для ЭП второй группы, присоединенных между фазами а и в ($\cos \varphi = 0,5$):

$$P'_{2a} = 24 \cdot 1 = 24 \text{ кВт}; \quad Q'_{2a} = 24 \cdot 0,58 = 14 \text{ кВАр};$$

$$P'_{2b} = 24 \cdot 0 = 0 \text{ кВт}; \quad Q'_{2b} = 24 \cdot 1,16 = 28 \text{ кВАр};$$

Аналогично для ЭП той же группы, присоединенных между фазами b и c ($\cos \varphi = 0,5$):

$$P''_{2b} = 24 \text{ кВт}; \quad Q''_{2b} = 14 \text{ кВАр};$$

$$P''_{2c} = 0 \text{ кВт}; \quad Q''_{2c} = 28 \text{ кВАр};$$

Для ЭП 3 группы (p_{lab}), присоединенных между фазами а и b ($\cos \varphi = 0,4$):

$$P'_{3a} = 29 \text{ кВт}; \quad Q'_{3a} = 21 \text{ кВАр};$$

$$P'_{3b} = -4 \text{ кВт}; \quad Q'_{3b} = 36 \text{ кВАр};$$

и между фазами а и с ($\cos \varphi = 0,4$):

$$P'''_{3c} = 29 \text{ кВт}; \quad Q'''_{3c} = 21 \text{ кВАр};$$

$$P'''_{3a} = -4 \text{ кВт}; \quad Q'''_{3a} = 36 \text{ кВАр};$$

Средняя активная нагрузка за наиболее нагруженную смену для ЭП, включенных на фазные напряжения:

$$P_{cmb0} = K_u \cdot p_{b0} = 0,5 \cdot 20 = 10 \text{ кВт};$$

$$P_{смс0} = K_u \cdot p_{с0} = 0,5 \cdot 20 = 10 \text{ кВт};$$

Реактивные нагрузки этих ЭП равны 0 ($\cos \varphi = 0$).

Для ЭП, включенных на линейные напряжения:

Активная нагрузка по фазам:

$$P_{см(a)} = K_{u1} \cdot (P'_{1a} + P'''_{1a}) + K_{u2} \cdot P'_{2a} + K_{u3} \cdot (P'_{3a} + P'''_{3a}) = \\ = 0,35 \cdot [29 + (-4)] + 0,25 \cdot 24 + 0,4 \cdot (-4 + 29) = 25 \text{ кВт};$$

$$P_{см(b)} = K_{u1} \cdot (P'_{1b} + P''_{1b}) + K_{u2} \cdot (P'_{2b} + P''_{2b}) + K_{u3} \cdot P'_{3b} = \\ = 0,35 \cdot [-4 + 29] + 0,25 \cdot (0 + 24) + 0,4 \cdot (-4) = 13 \text{ кВт};$$

$$P_{см(c)} = K_{u1} \cdot (P''_{1c} + P'''_{1c}) + K_{u2} \cdot P''_{2c} + K_{u3} \cdot P'_{3c} = \\ = 0,35 \cdot [-4 + 29] + 0,25 \cdot 3 + 0,4 \cdot 29 = 21 \text{ кВт};$$

Средняя реактивная нагрузка:

$$Q_{см(a)} = K_{u1} \cdot (Q'_{1a} + Q'''_{1a}) + K_{u2} \cdot Q'_{2a} + K_{u3} \cdot (Q'_{3a} + Q'''_{3a}) = \\ = 0,35 \cdot (21 + 36) + 0,25 \cdot 14 + 0,4 \cdot (21 + 36) = 46 \text{ кВАр};$$

$$Q_{см(b)} = 44 \text{ кВАр};$$

$$Q_{см(c)} = 36 \text{ кВАр};$$

Суммарная нагрузка однофазных ЭП, включенных на фазные и линейные напряжения:

$$P_{сма} = P_{сма0} + P_{см(a)} = 0 + 25 = 25 \text{ кВт};$$

$$P_{сmb} = P_{сmb0} + P_{см(b)} = 10 + 13 = 23 \text{ кВт};$$

$$P_{смс} = P_{смс0} + P_{см(c)} = 10 + 21 = 31 \text{ кВт};$$

$$Q_{сма} = 46 \text{ кВАр};$$

$$Q_{сmb} = 44 \text{ кВАр};$$

$$Q_{смс} = 36 \text{ кВАр};$$

Результаты расчета вносим в таблицу Л.2 (приложение Л).

Находим групповой коэффициент использования для наиболее загруженной фазы (с):

$$K_{из} = \frac{P_{смс}}{\frac{P_{нbc} + P_{нас}}{2} + P_{нс0}} = \frac{31}{\frac{49 + 50}{2} + 20} = 0,44;$$

вносим $K_{из}$ в графу 6 итоговой строкой

Определяем

$$n_3 = \frac{2 \sum P_{H0}}{3 P_{H0 \max}} = \frac{2(25 \cdot 3 + 24 \cdot 2 + 25 \cdot 2 + 20 \cdot 2)}{3 \cdot 25} = 5,68;$$

принимаем $n_3 = 5$, вносим результат в графу 10.

По таблице находим коэффициент расчетной нагрузки $K_p = 1,16$ в зависимости от n_3 и $K_{из}$, заносим значение в графу 11.

Находим расчетную активную нагрузку

$$P_p = K_p \cdot 3 P_{см} = 1,16 \cdot 3 \cdot 31 = 107,88 \text{ кВт.}$$

Находим расчетную реактивную нагрузку ($n_3 < 10$)

$$Q_p = 1,1 \cdot 3 Q_{см} = 1,1 \cdot 3 \cdot 36 = 118,8 \text{ кВАр.}$$

Определяем полную расчетную мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{107,88^2 + 118,8^2} = 160,47 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{160,47}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 244 \text{ А.}$$

Таблица 4 – Расчет однофазных нагрузок

Наименование узлов питания групп ЭП	Мощность одного ЭП, кВт	Число ЭП	$\Delta P_{лн}$, кВт	Установленная мощность однофазных ЭП, включенных на линейное напряжение, кВт			Коэффициент приведения к фазам			Установленная мощность однофазных ЭП, включенных на фазное напряжение, кВт			$K_{н}$	$\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	Средние нагрузки									
				ab	bc	ca	a	b	c	a	b	c			Активные $P_{см}$, кВт			Реактивные $Q_{см}$, кВАр						
															a	b	c	a	b	c				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21				
Сварочная машина МРМ-11,380 В ПВ100% с тремя однофазными трансформаторами	25	3	75	25			1,17	0,17					0,35	0,4/2,29	10	-1		7	13					
							0,86	1,44																
					25				1,17	0,17										10	-1		7	13
						25			0,17	1,17										-1		10	13	
Сварочный аппарат МТП-75,380В, ПВ40%	24	2	48	24			1,0	0					0,25	0,5/1,73	6			3	7					
							0,58	1,16																
					24				1,0	0										6			3	7
Сварочный аппарат МТП-100,380В,	25	2	50	25			1,17	0,17					0,4	0,4/2,29	12	-2		9	14					
							0,86	1,44																

ПВ40%					25	0,17	1,17														
						1,44	0,86														
Регулируемые нагревательные печи	20	2	40							20	20	0,5	1/0		10	10					
Итого по однофазным ЭП		9	213	74	49	50				20	20	0,44	0,653 / 1,16		25	23	31	46	44	36	

Определить расчетную нагрузку участка цеха с электросварочными установками
(оборудование включено на линейное напряжение)

Исходные данные:

№	Наименование сварочных установок, номинальное напряжение, режим работы	S (кВА)	n шт	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	K_z	K_v
1	Точечные, ПВ = 20%	100	5	0,55	1,52	0,03	0,5
2	Рельефные автоматические, ПВ = 100%	80	2	0,5	1,7	0,7	0,07
3	Шовные роликовые, ПВ = 65%	20	14	0,35	2,7	0,7	0,5
4	Стыковые, ПВ = 20%	30	6	0,55	1,52	0,3	0,3

1. Приведем ПВ к 100%.

$$P_{100\%(1)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi = 100\sqrt{0,2} \cdot 0,55 = 24,6 \text{ кВт}$$

$$P_{100\%(2)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi = 80\sqrt{1} \cdot 0,5 = 40 \text{ кВт}$$

$$P_{100\%(3)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi = 20\sqrt{0,65} \cdot 0,35 = 5,6 \text{ кВт}$$

$$P_{100\%(4)} = S\sqrt{ПВ} \cdot \cos \varphi = 30\sqrt{0,2} \cdot 0,55 = 7,4 \text{ кВт}$$

2. Распределяем потребителей по парам фаз

$$АВ: 24,6 + 24,6 + 24,6 + 24,6 + 5,6 + 5,6 = 109,6 \text{ кВт}$$

$$ВС: 5,6 \cdot 11 + 7,4 \cdot 6 = 106 \text{ кВт}$$

$$СА: 40 + 40 + 24,6 + 5,6 = 110,2 \text{ кВт}$$

Наиболее загруженные пары фаз – СА и АВ, следовательно, наиболее загруженной фазой будет фаза А.

3. Из справочника найдем коэффициент загрузки и коэффициент включения (если они не заданы в условии) и через эти параметры вычислим коэффициент использования

$$K_u = K_z K_v$$

$$\text{Точечные} - K_u = 0,03 \cdot 0,5 = 0,02$$

$$\text{Рельефные} - K_u = 0,7 \cdot 0,07 = 0,05$$

$$\text{Шовные} - K_u = 0,7 \cdot 0,5 = 0,35$$

$$\text{Стыковые} - K_u = 0,3 \cdot 0,3 = 0,09$$

4. Определим среднюю мощность – активную и реактивную – наиболее загруженной фазы

А:

$$P_{cpA} = K_u \cdot P_{ном}$$

$$Q_{cpA} = K_u \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

$$P_{cp(A)} = 0,02 \cdot 24,6_{AB(A)} \cdot 4 + 0,35 \cdot 5,6_{AB(A)} \cdot 2 + 0,05 \cdot 40_{CA(A)} \cdot 2 + 0,02 \cdot 24,6_{CA(A)} + 0,35 \cdot 5,6_{CA(A)} = 12,34 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp(A)} = 0,02 \cdot 24,6_{AB(A)} \cdot 4 \cdot 1,52 + 0,35 \cdot 5,6_{AB(A)} \cdot 2 \cdot 2,7 + 0,05 \cdot 40_{CA(A)} \cdot 2 \cdot 1,7 + 0,02 \cdot 24,6_{CA(A)} \cdot 1,52 + 0,35 \cdot 5,6_{CA(A)} \cdot 2,7 = 26,45 \text{ квар}$$

5. Находим среднюю условную трехфазную мощность

$$P_{cp.y.3\phi} = P_{cp.m} \cdot 3 = 12,34 \cdot 3 = 37,02 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp.y.3\phi} = Q_{cp.m} \cdot 3 = 26,45 \cdot 3 = 79,35 \text{ квар}$$

6. Определяем эффективное число электроприемников – в общем по цеху:

$$n_3 = \frac{2 \sum P_{ном}}{P_{ном, max}} = \frac{2 \cdot (24,6 \cdot 5 + 40 \cdot 2 + 5,6 \cdot 14 + 7,4 \cdot 6)}{40} = 16,29 \approx 16$$

7. Находим коэффициент использования - в общем по цеху:

$$K_{u,a} = \frac{P_{cp.y.3\phi}}{\sum P_{ном}} = \frac{37,02}{325,8} = 0,11$$

$$\sum P_{ном} = (24,6 \cdot 5 + 40 \cdot 2 + 5,16 \cdot 14 + 7,4 \cdot 6) = 325,8$$

8. Из таблицы РУ определяем $K_p=0,8$

9. Определяем расчетную нагрузку активную и реактивную:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp} = 0,8 \cdot 37,02 = 29,6 \text{ кВт}$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp} = 0,8 \cdot 79,35 = 63,5 \text{ квар}$$

10. Расчетный ток равен:

$$I_p = \frac{S_p}{U_{ном} \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{U_{ном} \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{29,6^2 + 63,5^2}}{0,38 \sqrt{3}} = 106 \text{ А}$$

$$U_{ном} = 0,38 \text{ кВ}$$

5.3 Расчет городских электрических нагрузок

Характеристики жилых домов и общественных зданий приведены в таблицах 5 и 6 соответственно.

Микрорайон

Таблица 5 - Характеристика жилых зданий микрорайона

№ поз.	Количество			Тип плит для пищеприготовлен.	Кол-во лифтов	
	подъездов Нп	этажей Нэ	квартир Нкв		пассаж. Нл/Рл	грузов. Нл/Рл

1	4	10	120	Электрич	4/4.5	---
2	3	6	72	Газов.	---	---
3	2	12	150	Электрич	2/4.5	2/7
4	4	5	76	Газов.	---	---
5	2	8	48	Электрич	2/4.5	2/7
6	2	14	112	Электрич.	4/4,5	4,7
7	2	14	112	Электрич.	4/4,5	4/7
11	4	6	96	Газов.	---	---

Таблица 6 - Характеристика общественно-административных зданий и коммунально-бытовых предприятий микрорайона

№ поз.	Общественное здание	Единица колич-го показателя	Колич-й показ-ль М
8	Профтехучилище	Учащихся	1100
9	Отделение банка	м ²	250
10	Гостиница	мест	120
12	Поликлиника	Посещений	450

Площадь микрорайона 18 га.

Генеральный план микрорайона представлен на рисунке 2.

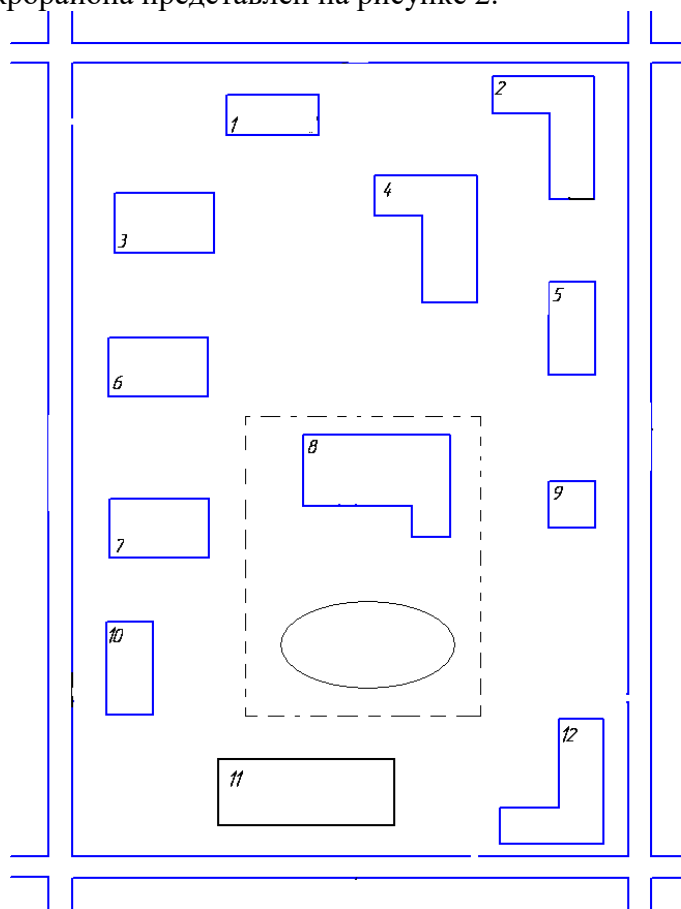


Рисунок 2 - Генеральный план микрорайона

Расчет нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot N,$$

где $P_{кв.уд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий) по таблице 2.1.1^Н [21], кВт/квартира;

N – количество квартир.

Если количество квартир в рассматриваемом жилом доме не соответствует табличному значению, то удельную расчетную мощность определяют методом линейной интерполяции по формуле:

$$P_{кв.уд.(N_{кв.})} = P_{кв.уд.(N1)} - \frac{P_{кв.уд.(N1)} - P_{кв.уд.(N2)}}{N2 - N1} \cdot (N_{кв.} - N1)$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_c = P_l + P_{стг},$$

где P_l – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{стг}$ – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок P_l , кВт, определяется по формуле:

$$P_l = k'_c \sum_1^{n_l} P_{n_l},$$

где k'_c – коэффициент спроса по таблице 2.1.2 [21]; n_l – количество лифтовых установок; P_{n_l} – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

В расчетах принимаем, что в рассматриваемых объектах нет санитарно-технических устройств, т.е. $P_{стг} = 0$, следовательно, $P_c = P_l$.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c,$$

где $P_{кв}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт; P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт; k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома $Q_{р.ж.д}$, кВАр, определяется по формуле:

$$Q_{р.ж.д} = P_{кв} \cdot \text{tg } \varphi_{кв} + k_y \cdot P_c \cdot \text{tg } \varphi_l,$$

где $\text{tg } \varphi_{кв}$ и $\text{tg } \varphi_l$ – расчетные коэффициенты, которые принимаются по таблице 2.1.4 [21].

Полная расчетная мощность на вводе в жилое здание $S_{р.ж.д}$, кВА, определяется по формуле:

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2}.$$

Расчет нагрузок жилого дома на примере №1

$N_n = 4$; $N_s = 10$; $N = 120$; плиты электрические мощностью до 8,5 кВт; количество и мощность лифтов $n_l \times P_l = 4 \times 4,5$ кВт; дом относится ко II категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{кв.уд.1} = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} \cdot (120 - 100) = 1,47 \text{ кВт/кв.}$$

$$P_{кв1} = 1,47 \cdot 120 = 176,64 \text{ кВт.}$$

$$P_{c1} = 0,7 \cdot 4 \cdot 4,5 = 12,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.ж.д.1} = 176,64 + 0,9 \cdot 12,6 = 187,98 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.ж.д.1} = 176,64 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 12,6 \cdot 1,17 = 48,6 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.ж.д.1} = \sqrt{187,98^2 + 48,6^2} = 191,16 \text{ кВА.}$$

Остальные дома рассчитываются аналогично.

Результаты расчетов сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Электрические нагрузки жилых зданий

№ поз	Число квартир, $N_{кв}$	Удельная нагрузка, $P_{уд.кв.},$ кВт/кв.	Число лифтов и мощность двигателя лифта, $n_{л}/P_{л},$ шт/кВт	Коэффициент спроса лифта, k_c	Активная расчетная нагрузка дома, $P_{р.ж.д.},$ кВт	Реактивная расчетная нагрузка дома, $Q_{р.ж.д.},$ кВАр	Полная расчетная нагрузка дома, $S_{р.ж.д.},$ кВА	Категория по надежности
1	120	1,47	4/4,5	0,7	187,98	48,6	191,16	II
2	72	0,99	---	0	71,28	20,67	74,22	II
3	150	1,43	2/4,5; 2/7	0,7	228,99	59,85	236,68	II
4	76	0,97	---	0	69,84	20,25	72,72	III
5	48	3,1	2/4,5;2/7	0,7	163,29	46,7	169,84	II
6	112	1,48	4/4,5;4/7	0,675	194,1	65,92	204,95	II
7	112	1,48	4/4,5;4/7	0,675	194,1	65,92	204,95	II
11	96	0,87	---	0	83,52	24,22	86,96	II

Расчет нагрузок общественных зданий

Расчетные нагрузки на вводе в общественные здания и учреждения определяются по укрупненным удельным нагрузкам.

Расчетная активная нагрузка общественных зданий, кВА, определяется по формуле:

$$P_{р.о.з.} = P_{уд.о.з.} \cdot M,$$

где $P_{уд.о.з.}$ – удельная расчетная нагрузка общественных зданий, $\frac{\text{кВт}}{\text{ед.изм.}}$, определяется по

таблице 2.2.1^н [21];

M – количественный показатель общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка общественных зданий, кВАр:

$$Q_{р.о.з.} = P_{р.о.з.} \cdot \text{tg}\varphi_{о.з.},$$

где $\text{tg}\varphi_{о.з.}$ – расчетный коэффициент для общественных зданий, принимается по таблице 2.2.1^н [21].

Полная расчетная мощность на вводе в общественное здание $S_{р.о.з.}$, кВА, определяется по формуле:

$$S_{р.о.з.} = \sqrt{P_{р.о.з.}^2 + Q_{р.о.з.}^2}.$$

Расчет нагрузок общественного здания №8

Профтехучилище на 1100 учащихся; здание относится к I категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{р.о.з.8} = 0,46 \cdot 1100 = 506 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.о.з.8} = 506 \cdot 0,43 = 217,58 \text{ кВАр.}$$

$$S_{р.о.з.8} = \sqrt{506^2 + 217,58^2} = 550,8 \text{ кВА.}$$

Расчет нагрузок общественного здания №9

Отделение банка общей площадью 250м²; здание относится ко II категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{p.o.3.9} = 0,054 \cdot 250 = 13,5 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.o.3.9} = 13,5 \cdot 0,57 = 7,7 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.o.3.9} = \sqrt{13,5^2 + 7,7^2} = 15,54 \text{ кВА.}$$

Расчет нагрузок общественного здания №10

Гостиница на 120 мест без кондиционирования воздуха; здание относится к III категории потребителей по надежности электроснабжения.

$$P_{p.o.3.10} = 0,34 \cdot 120 = 40,8 \text{ кВт (по (2.8)).}$$

$$Q_{p.o.3.10} = 40,8 \cdot 0,48 = 19,6 \text{ кВАр (по (2.9)).}$$

$$S_{p.o.3.10} = \sqrt{40,8^2 + 19,6^2} = 45,26 \text{ кВА (по (2.10)).}$$

Таблица 8 – Электрические нагрузки общественных зданий

№ поз	Количественный показатель, М, ед.	Тип здания	Удельная нагрузка, Р _{уд.о.з.} , кВт/ед.	Активная расчетная нагрузка здания, Р _{р.о.з.} , кВт	Реактивная расчетная нагрузка здания, Q _{р.о.з.} , кВАр	Полная расчетная нагрузка здания, S _{р.о.з.} , кВА	Категория по надежности
8	1100	Профтехучилище	0,46	506	217,58	550,8	I
9	250	Отделение банка	0,054	13,5	7,7	15,54	II
10	120	Гостиница	0,34	40,8	19,6	45,26	III
12	450	Поликлиника	0,36	162	69,66	176,34	II

5.4 Расчет электрических нагрузок подключенных к силовым шкафам

№	Номера потребителей, присоединенных к шкафу		Расчетная осветительная нагрузка.	
	ШР1	ШР2	Р _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар
1	2	3	4	5
1	111-115	101-106	10,5	-

Данные сведем в расчетную таблицу.

№	Электроприемник.	Р _{уст.}	Кол-во	к _и	cosφ	tgφ	Р _{см}	Q _{см}
111-115	Вентиляторы	1,5	5	0,65	0,8	0,75	4,88	3,66
	Итого	7,5					4,88	3,66
	Групповой коэффициент использования	К _и					0,65	
	Эффективное кол. электроприемников	п _э					5,00	
	Коэффициент расчетной мощности	К _р					1,03	
	Расч. активная нагрузка группы ЭП	Р _р	кВт				5,02	

Средневзвешенный	cosφ	о.е				0,80
Средневзвешенный	tgφ	о.е				0,75
Расчетная реактивная нагрузка	Q _p	квар.				4,02
Полная максимальная нагрузка	S _p	кВА.				6,43
Расч. максимальный ток группы ЭП	I _p	А.				9,77

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$P_{см1} = P_{ном} \cdot k_u = 1,5 \cdot 5 \cdot 0,65 = 4,88 \text{ кВт};$$

$$Q_{см1} = P_{см1} \cdot tg\varphi = 4,88 \cdot 0,75 = 3,66 \text{ квар.}$$

Аналогично рассчитывается P_{см2}, Q_{см2} и т.д. результаты сводим в таблицу.

Определяем групповой коэффициент использования: $K_u = \frac{P_{см}}{P_{ном}} = \frac{4,88}{7,5} = 0,65$.

Определяем эффективное количество электроприемников: $n_э = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum P_H^2} = 5,0$,

по n_э и K_и определяем коэффициент расчетной нагрузки; K_p=1,03.

Определив коэффициент расчетной нагрузки, рассчитываем расчетную активную нагрузку группы электроприемников:

$$P_p = P_{см} \cdot K_p = 4,88 \cdot 1,03 = 5,02 \text{ кВт.}$$

Определим средневзвешенный cosφ_{ср.взв}:

$$\cos \varphi_{ср.взв} = \frac{\sum \cos \varphi \cdot P_{номi}}{\sum P_{номi}} = 0,80. \text{ тогда } tg\varphi_{ср.взв} = 0,75.$$

Расчетная реактивную нагрузку определяем по формуле:

$$Q_p = P_{см} \cdot tg\varphi_{ср.взв} = 1,1 \cdot 4,88 \cdot 0,75 = 4,02 \text{ кВАр.}$$

Определяем полную максимальную нагрузку:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{5,02^2 + 4,02^2} = 6,43 \text{ кВА.}$$

Расчетный максимальный ток группы электроприемников:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6,43}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 9,77 \text{ А.}$$

Расчетная установленная мощность осветительных электроприемников проектируемого цеха: P_{p.осв}=10,5 кВт; Q_{p.осв}=0 кВАр.

Расчетная реактивная мощность:

$$I_{p.o} = \frac{P_{p.осв}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 15,19 \text{ А.}$$

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки всего участка в целом:

$$P_{см.уч} = \sum P_{см} = 4,88 + 21,0 = 25,88 \text{ кВт};$$

$$Q_{см.уч} = \sum Q_{см} = 3,66 + 13,01 = 16,67 \text{ квар.}$$

Определяем групповой коэффициент использования: $K_u = \frac{P_{см.уч}}{\sum P_{ном}} = \frac{25,88}{38} = 0,69$.

Определяем эффективное количество электроприемников всего цеха в целом:

$$n_э = \frac{2 \cdot \sum P_{ном}}{P_{н.мах}} = \frac{2 \cdot 38}{5} = 15,0,$$

где P_{н.мах} – номин. мощность наиболее мощного электроприемника участка.

По n_э и K_и определяем коэффициент расчетной нагрузки; K_p=0,9.

Определив коэффициент расчетной нагрузки, рассчитываем расчетную активную нагрузку всего цеха в целом:

$$P_{p.уч} = (P_{см.уч} \cdot K_p) + P_{p.осв} = (25,88 \cdot 0,9) + 10,5 = 33,29 \text{ кВт.}$$

Определим средневзвешенный $\cos\varphi_{\text{ср.взв}}$:

$$\cos\varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum \cos\varphi \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum P_{\text{ном}i}} = 0,84, \text{ тогда } \text{tg}\varphi_{\text{ср.взв}} = 0,65.$$

Расчетная реактивную нагрузку участка:

$$Q_{\text{р.уч}} = (P_{\text{см.уч}} \cdot K_{\text{р}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ср.взв}}) + Q_{\text{р.осв}} = (25,88 \cdot 0,9 \cdot 0,65) + 0 = 15,04 \text{ кВАр.}$$

Определяем полную максимальную нагрузку участка:

$$S_{\text{р.уч}} = \sqrt{P_{\text{р.уч}}^2 + Q_{\text{р.уч}}^2} = \sqrt{33,29^2 + 15,04^2} = 36,53 \text{ кВА.}$$

$$\text{Расчетный максимальный ток нагрузки цеха: } I_{\text{р.уч}} = \frac{S_{\text{р.уч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{36,53}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 55,50 \text{ А.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет силовых и осветительных узлов группы потребителей.

№	Узлы питания.	Кол-во.	Установленная мощность		К _и .	cos φ	tgφ	Средняя нагр.за наиболее загруженную смену		n _э	K _р	Максимальные расчетные нагрузки.			
			P _{ном} · одного	P _{ном} общая				P _{см.} кВт.	Q _{см.} ·кВА р			P _{м.} кВт	Q _{м.} квар	S _м	I _{м.} А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШРА1															
111 - 115	Вентиляторы	5	1,5	7,5	0,6 5	0,8	0,7 5	4,88	3,66						
	Итого по ШРА1.	5		8	0,6 5	0,80	0,7 5	4,88	3,66	5,00	1,0 3	5,02	4,02	6,43	9,77
ШРА2															
101 - 106	Насосы	6	5	30	0,7 0	0,85	0,6 2	21,0 0	13,01						
	Итого по ШРА2.	6		30	0,7 0	0,85	0,6 2	21,0 0	13,01	6,00	1,0 1	21,21	14,32	25,5 9	38,8 8
	Освещение			10		1	0,0 0					10	0,00	10,0 0	15,1 9
	Итого по участку.	11		38	0,6 9	0,84	0,6 5	25,8 8	16,67	15,0 0	0,9 0	33,29	15,04	36,5 3	55,5 0

5.5 Расчет электрических нагрузок подключенных к РП

Таблица - Исходные данные.

№	Наименование цеха	Установленная мощность цеха (потребителя), кВт	Длина, ширина, м	Силовая нагрузка		Осветительная нагрузка	
				K _с	cosφ	K _с	P _{уд.уст.} ·Вт/м ²
1	Кузнечно-прессовый	4600	120×80	0,25	0,65	0,8	17,6
2	Механический	1800	80×50	0,3	0,6	0,85	18,9
3	Блок вспом. цехов	900	60×40	0,4	0,5	0,9	19,2

Определение расчетной силовой нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса является приближенным методом расчета, поэтому его применение рекомендуют для предварительных расчетов и определения общих нагрузок. Для определения расчетных нагрузок

по этому методу необходимо знать установленную мощность группы электроприемников, коэффициенты мощности и спроса данной группы, определяемые по справочным материалам. Расчетную активную и реактивную силовую нагрузку цехов определяют по формулам:

$$P_{p.c} = P_{yct} \cdot K_c \cdot \text{кВт}; \quad Q_{p.c} = P_{p.c} \cdot \cos(\varphi) \cdot \text{кВАр},$$

где P_{yct} – установленные мощности цехов согласно задания, кВт;
 K_c – коэффициент спроса для отдельных цехов и корпусов;
 $\cos(\varphi)$ – коэффициент мощности для отдельных цехов и корпусов.

Произведем расчет нагрузок цехов предприятия:

Коэффициенты спроса K_c и коэффициент мощности $\cos\varphi$ цехов приняты по справочным данным, исходя из назначения конкретного цеха;

Пример расчета силовой нагрузки цеха №1.

Расчетная активная и реактивная мощности силовой нагрузки цеха №1:

$$P_{p.c.1} = K_c \cdot P_{yct} = 0,25 \cdot 4600 = 1150,0 \cdot \text{кВт};$$

$$Q_{p.c.1} = P_{p.c.1} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi) = 1150,0 \cdot \text{tg}(\arccos(0,65)) = 1344,5 \cdot \text{кВАр}.$$

Аналогично производим расчет силовой нагрузки для остальных цехов с № 2, 6, результаты расчетов сводим в таблицу столбцы № 6 и 7.

Определение расчетной осветительной нагрузки выполняем методом коэффициента спроса. Установленная мощность освещения вычисляем методом удельной мощности на единицу площади освещаемого цеха.

Удельная мощность освещения представляет собой отношение суммарной мощности всех источников света к площади освещаемого ими помещения. Для расчета данным методом необходимо знать площадь цеха, затем по таблице наиболее близко отвечающей заданным условиям выбрать величину удельной мощности, после определяется установленная мощность источников света в помещении.

Расчетную активную и реактивную осветительную нагрузку цехов определяют по формулам:

$$P_{p.n.1} = F \cdot P_{y\partial} \cdot K_c \cdot \text{кВт}; \quad P_{p.o.1} = P_{p.n.1} \cdot K_{пра} \cdot \text{кВт},$$

где F – площадь цеха, м²;
 $P_{y\partial}$ – удельная мощность осветительной нагрузки цеха, Вт/м²;
 K_c – коэффициент спроса для осветительной нагрузки цехов;
 $K_{пра}$ – коэффициент потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре.

Пример расчета осветительной нагрузки цеха №1.

Расчетная активная и реактивная мощности осветительной нагрузки цеха №1:

$$P_{p.n.1} = F \cdot P_{y\partial} \cdot K_c = 9600 \cdot 17,6 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} = 135,17 \cdot \text{кВт};$$

$$P_{p.o.1} = P_{p.n.1} \cdot K_{пра} = 135,17 \cdot 1,05 = 141,93 \cdot \text{кВАр}.$$

Аналогично производим расчет осветительной нагрузки для остальных цехов с № 2, 6, результаты расчетов сводим в таблицу 10 столбцы № 11 и 12.

Рассчитаем суммарную расчетную мощность цеха №1.

Суммарная расчетная активная силовая и осветительная нагрузка цеха №1:

$$P_{\Sigma.1} = P_{p.c.1} + P_{p.o.1} = 1150,0 + 135,17 = 1291,93 \cdot \text{кВт}.$$

Суммарная расчетная реактивная силовая и осветительная нагрузка цеха №1:

$$Q_{\Sigma.1} = Q_{p.c.1} = 1344,50 \cdot \text{кВАр}.$$

Полная расчетная мощность цеха №1:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma.1}^2 + Q_{\Sigma.1}^2} = \sqrt{1291,93^2 + 1344,50^2} = 1864,60 \cdot \text{кВА}.$$

Аналогично производим расчет мощностей для остальных цехов с № 2, 6, результаты расчетов сводим в таблицу 10 столбцы № 13, 14 и 15.

Расчетная мощность завода определяется по формулам:

$$P_{pз} = K_{\Sigma} \cdot \left(\sum_{i=1}^n P_{\Sigma i} + \Delta P_n \right); \quad Q_{pз} = K_{\Sigma} \cdot \left(\sum_{i=1}^n Q_{\Sigma i} + \Delta Q_n \right); \quad S_{p.з} = \sqrt{P_{pз}^2 + Q_{pз}^2},$$

где K_{Σ} – коэффициент совмещения максимума нагрузок, $K_{\Sigma} = 0,9$;

- $\Sigma P_{\Sigma i}$ – суммарная активная мощность электроприемников до 1 кВ, кВт;
 $\Sigma Q_{\Sigma i}$ – суммарная реактивная мощность электроприемников до 1 кВ, квар;
 ΔP_T – потери активной мощности в трансформаторах завода, кВт;
 ΔQ_T – потери реактивной мощности в трансформаторах завода, квар;
 ΔP_L – потери активной мощности в линиях, кВт;
 ΔQ_L – потери реактивной мощности в линиях, квар.

Потери мощности в трансформаторах и линиях определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_{\Sigma i} = 0,02 \cdot 3727,95 = 74,56 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_{\Sigma i} = 0,1 \cdot 3727,95 = 372,79 \text{ квар};$$

$$\Delta P_n = 0,03 \cdot S_{\Sigma i} = 0,03 \cdot 3727,95 = 111,84 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{л.кл} = 0; \quad \Delta Q_{л.вл} = (0,02 \div 0,03) \cdot S_{\rho H}.$$

Таблица 10 – Определение расчетных электрических нагрузок цехов и предприятия в целом.

№	Наименование помещения	$P_{уст.}$, кВт	K_c	$\cos(\varphi)$	$P_{р.с}$ кВт	$Q_{р.с}$ квар	F , м ²	$P_{уд.}$, Вт/м ²	$K_{с.осв}$	$P_{р.н}$ кВт	$P_{р.о}$ квар	P_{Σ} кВт	Q_{Σ} квар	S_{Σ} , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Кузнечно-прессовый	4600	0,25	0,65	1150,00	1344,50	9600	17,6	0,8	135,17	141,93	1291,93	1344,50	1864,60
2	Механический	1800	0,3	0,6	540,00	720,00	4000	18,9	0,85	64,26	67,47	607,47	720,00	942,03
3	Блок вспом. цехов	900	0,4	0,5	360,00	623,54	2400	19,2	0,9	41,47	43,55	403,55	623,54	742,73
	Итого:				2050,00	2688,04				240,90	252,95	2290,90	2940,98	3727,95

Определим расчетную мощность завода:

$$P_{pz} = K_{\Sigma} \cdot \left(\sum_{i=1}^n P_{\Sigma i} + \Delta P_m + \Delta P_n \right) = 0,9 \cdot (2290,90 + 74,56 + 111,84) = 2229,57 \text{ кВт};$$

$$Q_{pz} = K_{\Sigma} \cdot \left(\sum_{i=1}^n Q_{\Sigma i} + \Delta Q_m + \Delta Q_n \right) = 0,9 \cdot (2940,98 + 372,79 + 0) = 2982,40 \text{ квар};$$

$$S_{pz} = \sqrt{P_{pz}^2 + Q_{pz}^2} = \sqrt{2229,57^2 + 2982,40^2} = 3723,66 \text{ кВА}.$$

5.6 Расчет электрических нагрузок завода

№ п/п	Наименование цеха	Категория производственной среды	Категория по бесперебойности питания	Категория по пожаро- и взрывоопасности
1	Штамповочный	Нормальная	II	II-Па
2	Сборочный	Нормальная	II	II-Па
3	Механический цех	Нормальная	II	II-Па
4	Склад оборудования и запасных частей	Нормальная	III	II-Па
5	Инструментальный	Нормальная	II	II-Па
6	Склад готовой продукции	Нормальная	III	II-Па
7	Центральная лаборатория	Нормальная	II	II-Па
8	Ремонтно-механический	Нормальная	II	II-I
9	Гараж	Нормальная	III	II-Па
10	Насосная	Нормальная	II	II-Па
11	Заводуправление, СКБ и	Нормальная	III	II-Па

	столовая			
--	----------	--	--	--

Расчет электрических нагрузок производится по методу коэффициента спроса. Данный метод является приближенным и применяется для расчета крупных узлов, для которых известна суммарная установленная мощность силовых электроприемников.

Активная расчетная нагрузка, кВт,

$$P_p = K_{c.a.} \cdot P_y,$$

где P_y – суммарная установленная мощность силовых приемников цеха, кВт;

$K_{c.a.}$ – коэффициент спроса, определяемый по справочным данным .

Расчетная реактивная нагрузка, квар,

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - находится по величине $\cos \varphi$, определяемой по справочным данным .

Пример расчета для аппаратного цеха № 1:

Для данного цеха $K_{c.a.} = 0,25$, $\cos \varphi = 0,4$.

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)) ,$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg}(\arccos(0,4)) = 2,29 .$$

$$P_p^1 = 2020 \cdot 0,16 = 323,2 \text{ кВт};$$

$$Q_p^1 = 323,2 \cdot 2,29 = 740,13 \text{ квар}..$$

Расчетная осветительная нагрузка определяется по удельной мощности на квадратный метр площади различных производственных помещений и территории предприятия. При размещении в цехе различных технологических участков расчет ведется по основному.

Нормативная общая освещенность цеха, тип светильников, удельная мощность $P_{уд}^0$, Вт/м² определяется по справочным данным.

Вычисляется установленная мощность освещения, кВт,

$$P_y^0 = P_{уд}^0 \cdot F,$$

где F – площадь цеха, м².

Определяется расчетная мощность освещения, кВт,

$$P_p^0 = P_y^0 \cdot K_{co},$$

где K_{co} – коэффициент спроса ; для территории $P_{уд}^0 = 0,22$ Вт/м².

Определяется расчетная реактивная мощность освещения, квар,

$$Q_p^0 = P_p^0 \cdot \operatorname{tg} \varphi_0,$$

где $\operatorname{tg} \varphi_0$ – принимается по данным.

Пример расчета для штамповочного цеха № 1:

Для данного цеха принимается освещенность 300 лк., применяются лампы типа ДРЛ.

Для принятой высоты подвеса 8 м и площади цеха 7500 м² удельная мощность составляет: $P_{уд}^0 = 14,4$ Вт/м². Коэффициент спроса на освещение составляет $K_{co} = 0,95$ (производственные здания, состоящие из отдельных больших пролетов).

$$P_y^0 = 14,4 \cdot 7500 \cdot 10^{-3} = 108 \text{ кВт};$$

$$P_p^0 = 108 \cdot 0,95 = 102,6 \text{ кВт};$$

$$Q_p^0 = 102,6 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = 49,66 \text{ квар}.$$

Результаты расчета осветительных нагрузок для остальных цехов приведены в таблице 11. Результаты расчета электрических нагрузок представлены в таблице 12.

Таблица 11 - Предварительные данные для расчета осветительных нагрузок

№ цеха	Наименование цеха	Источник света	IP	Тип светильника	Высота подвеса, м	Светимость, лк	Яркость, кд/м²	Кс0	tgφ0
1	Штамповочный	ДРЛ	IP20	РСПО5	8	300	14,4	0,95	0,484
2	Сборочный	ДРЛ	IP20	РСПО5	8	300	14,4	0,95	0,484
3	Механический цех	ДРЛ	IP20	РСПО5	8	300	14,4	0,85	0,484
4	Склад оборудования и запасных частей	ДРЛ	IP20	РСПО5	8	75	4,8	0,6	0,484
5	Инструментальный	ДРЛ	IP20	РСПО5	8	300	14,4	0,95	0,484
6	Склад готовой продукции	ЛЛ	IP20	ЛПО02	8	75		0,6	0,484
7	Центральная лаборатория	ЛЛ	IP20	РСПО5	3	300	14,4	0,95	0,484
8	Ремонтно-механический	ДРЛ	IP20	РСПО5	8	300	14,4	0,95	0,484
9	Гараж	ЛЛ	IP20	ЛПО02	5	100	4,5	0,85	0,484
10	Насосная	ДРЛ	IP20	РСПО5	8	75	4,5	0,95	0,484
11	Заводоуправление, СКБ и столовая	ЛЛ	IP20	ЛД-80	3	300	24	0,9	0,484
	Территория	ДРЛ	IP23	РКУ01	6	50	0,22	1	1,44

Полная расчетная мощность цеха, кВА

$$S_{p.c.} = \sqrt{(P_{p.c.} + P_{p.}^0)^2 + (Q_{p.c.} + Q_{p.}^0)^2} = \sqrt{P_{p.c.}^2 + Q_{p.c.}^2}.$$

Для цеха аппаратного цеха №1:

$$S_{p.c.} = \sqrt{425,8^2 + 789,79^2} = 879,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты расчета для других цехов приведены в таблице 12.

Для определения расчетной нагрузки по предприятию складываются нагрузки электроприемников до 1000 В с нагрузками выше 1000 В, осветительная нагрузка цехов и территории. С целью более правильного выбора сечений питающих линий и мощности главных трансформаторов, следует учесть потери мощности в цеховых трансформаторах, которые можно принять равными:

$$\Delta P_{mp} \approx 0,03 \cdot S_{p.c.},$$

$$\Delta Q_{mp} \approx 0,1 \cdot S_{p.c.}$$

Расчет потерь в трансформаторах представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Расчет потерь в цеховых трансформаторах

Номер цеха	$S_{p.c.}$	$P_{p.c.}$	$Q_{p.c.}$	ΔP_{mp}	ΔQ_{mp}	$P_{p.c.} + \Delta P_{mp}$	$Q_{p.c.} + \Delta Q_{mp}$
	кВА	кВт	квар	кВт	квар	кВт	квар
1	897,26	425,8	789,79	12,774	89,726	438,574	879,516
2	1199,58	972,6	702,16	29,178	119,958	1001,778	822,118
3	706,82	399,44	583,13	11,9832	70,682	411,4232	653,812

4	317,93	192,8	252,8	5,784	31,793	198,584	284,593
5	1147,21	628,6	959,66	18,858	114,721	647,458	1074,381
6	335,77	177,28	285,16	5,3184	33,577	182,5984	318,737
7	453,35	366,83	266,39	11,0049	43,535	377,8349	309,925
8	387,61	263,2	284,55	7,896	38,761	271,096	323,311
9	1094,22	396	1020,05	11,88	109,422	407,88	1129,472
10	920,11	739,38	547,65	22,1814	92,011	761,5614	639,661
11	743,34	520,51	530,68	15,6153	74,334	536,1253	605,014
Территория	120,5	108,46	52,5	3,2538	12,05	111,7138	64,55
Итого:	8305,7	5190,9	6274,52	155,727	830,57	5346,627	7105,09

Расчетные активная мощность предприятия на низшем напряжении, кВт,

$$P_{p.nn} = \left(\sum (P_{p.ц.} + \Delta P_{mp}) + P_{p.в.} \right) \cdot K_o,$$

где $P_{p.в.}$ – расчетная нагрузка электроприемников выше 1000 В, кВт;

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузки, принимаемый равным 0,9.

$$P_{p.nn} = 5346,627 \cdot 0,9 = 4811,96 \text{ кВт.}$$

Расчетные реактивная мощность предприятия на низшем напряжении, кВАр,

$$Q_{p.nn} = \left(\sum (Q_{p.ц.} + \Delta Q_{mp}) + Q_{p.в.} \right) \cdot K_o,$$

где $Q_{p.в.}$ – расчетная нагрузка электроприемников выше 1000 В, кВАр;

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузки, принимаемый равным 0,9.

$$Q_{p.nn} = 7105,09 \cdot 0,9 = 6394,58 \text{ кВАр.}$$

Расчетные мощность предприятия на низшем напряжении, кВА,

$$S_{p.nn} = \sqrt{P_{p.nn}^2 + Q_{p.nn}^2}.$$

$$S_{p.nn} = \sqrt{4811,96^2 + 6394,58^2} = 8002,85$$

Полная расчетная нагрузка предприятия на шинах низкого напряжения ГПП, определенная на интервале осреднения 8 часов, кВА,

$$S_{p.nn}^8 = \sqrt{(P_{p.nn}^8)^2 + Q_{ЭС}^2},$$

$$\text{где } P_{p.nn}^8 = \frac{P_{p.nn}}{1,15 \div 1,2}.$$

$P_{p.nn}$ – активная расчетная нагрузка предприятия на шинах низшего напряжения ГПП, определенная на интервале осреднения 30 минут, кВт; $Q_{ЭС}$ – реактивная мощность, передаваемая от энергосистемы предприятию в период максимальных нагрузок энергосистемы, кВАр;

$$P_{p.nn}^8 = 4811,96 / 1,15 = 4184,31;$$

$$Q_{ЭС} = P_{p.nn} \cdot \text{tg} \varphi_n,$$

где $\text{tg} \varphi_n = 0,2$ – нормативное значение тангенса при напряжении системы 110 кВ;

$$Q_{ЭС} = 4811,96 \cdot 0,2 = 962,392;$$

$$S_{p.nn}^8 = \sqrt{4184,31^2 + 962,392^2} = 4293,559 \text{ кВА.}$$

Полная расчетная мощность для выбора сечений питающих линий, кВА,

$$S_{p.вн} = \sqrt{P_{p.вн}^2 + Q_{p.вн}^2} = \sqrt{(P_{p.nn} + 0,03 \cdot S_{p.nn}')^2 + (Q_{ЭС} + 0,1 \cdot S_{p.nn}')^2}$$

$$S_{p.вн} = \sqrt{(4811,96 + 0,03 \cdot 4907,256)^2 + (962,392 + 0,1 \cdot 4907,256)^2} = 5167,688,$$

$$\text{где } S_{p.nn}' = \sqrt{P_{p.nn}^2 + Q_{ЭС}^2},$$

$$S_{p,nn} = \sqrt{4811,96^2 + 962,392^2} = 4907,256.$$

5.7 Выбор сечения жил проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током

Выбрать сечения жил проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током.

Исходные данные.									
№	Данные электроприемников					t, окр. возд. °С	Марка провода	Способ проклад.	t, норм. °С
	P _н , кВт	U _н , В	η _н , %	cos φ	ПВ%				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,75	380	73	0,76	100	20	АПВ	в трубе	65

Решение:

Проводники электрических сетей всех видов и назначений выбираются и проверяются по допустимому нагреву длительным расчетным током I_p по условию:

$$I_{доп} \geq I_p / K_n;$$

$$I_{доп} \geq K_3 \cdot I_3 / K_n;$$

- где I_p – расчетный ток электроприемника;
 K_n – поправочный коэффициент, учитывающих условия прокладки проводов и кабелей (при нормальных условиях прокладки K_n=1);
 K₃ – кратность длительно допустимого тока кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата;
 I₃ – номинальный ток защитного аппарата.

Для автоматических выключателей с нерегулируемой обратозависимой от тока характеристикой K₃ = 1, для предохранителей K₃ = 1 для сетей которые защищаются от перегрузки.

Расчетный ток группы электроприемников:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta_{ном}} = \frac{0,75}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,76 \cdot 0,73} = 2,05 \text{ А};$$

$$I_{p,n} = I_p \cdot \sqrt{ПВ\%} = 2,05 \cdot \sqrt{0,100} = 2,05 \text{ А}.$$

Принимаем выключатель ВА 51Г-25 с параметрами: I_{на}=25 А; I_{нр}=2,5 А; K_{то} =10:

По табл. ПУЭ в зависимости от нормированной температуры среды, нормированной температуры жил и фактической температуры среды значение поправочного коэффициента составляет 0,95.

Так для ответвления к ЭП I_{p,н} = 2,05 А, защищаемого автоматическим выключателем с I₃ = 2,5 А, прокладываем провода АПВ от СП в металлической трубе. Трубы используем для защиты проводов от механических повреждений, а также для удобства монтажа в случае надобности замены проводов. Труба проложена в полу залитым бетоном, трубы выводятся над уровнем пола на отметку 100 мм. (K_n=1):

$$I_{доп} \geq I_p / K_n = 2,05 / 0,95 = 2,16 \text{ А};$$

$$I_{доп} \geq K_3 \cdot I_3 / K_n = 1 \cdot 2,5 / 0,95 = 2,63 \text{ А}.$$

Выбираем провода марки АПВ 5х2,5 с I_{доп} = 19 А.

5.8 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП.

В цеховых ТП 10/0,4 (6/0,4) кВ применяются трансформаторы из следующего ряда номинальных мощностей: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА.

При принятии решения о номинальной мощности трансформаторов для цеховых ТП можно воспользоваться следующими рекомендациями, основанными на оценке удельной плотности нагрузки σ_м в цехе, определяемой по формуле:

$$\sigma_m = \frac{S_m}{F_{ц}},$$

где S_м, F_ц максимальная расчетная нагрузка 0,4 кВ и площадь цеха, соответственно.

При $\sigma_M < 0,2$ кВА/м² рекомендуется принимать трансформаторы с $S_{HT} \leq 1000$ кВА:

При $0,2 \leq \sigma_M \leq 0,3$ - трансформаторы с $S_{HT} = 1600$ кВА .

При $\sigma_M > 0,3$ – трансформаторы с $S_{HT} = 1600$ кВА и $S_{HT} = 2500$ кВА.

Загрузка трансформаторов цеховых ТП, определяемая коэффициентом загрузки K_3 , зависит от категории надежности потребителей, способа резервирования и количества трансформаторов на ТП:

$$K_3 = \frac{S_{CM}}{nS_{HT}},$$

где $n=1$ или $n=2$ – количество трансформаторов на ТП.

В зависимости от указанных выше условий рекомендуется принимать следующие значения коэффициента загрузки:

$K_3 = 0,6 - 0,7$ при преобладании нагрузок I категории для двухтрансформаторных ТП;

$K_3 = 0,7 - 0,8$ при преобладании нагрузок II категории надежности для однострансформаторных ТП при резервировании на напряжении 0,4 кВ;

$K_3 = 0,8 - 0,9$ при преобладании нагрузок II категории при наличии складского резерва трансформаторов, а также при нагрузках III категории.

Номинальные мощности трансформаторов цеховых ТП выбираются по средней расчетной мощности за максимально загруженную смену S_{CM} . Если средняя нагрузка такова, что в цехе необходимо установить несколько одно- или двухтрансформаторных ТП, то количество трансформаторов одинаковой мощности для цеха определяется из соотношения:

$$S_{HT} \geq \frac{S_{CM}}{nK_3}; \quad S_{HT}K_3n \geq S_{CM}; \quad n \geq \frac{S_{CM}}{S_{HT}K_3}.$$

Для крупных цехов за счет компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций может быть получен эффект снижения общего количества трансформаторов 10/0,4 (6/0,4).

Рассмотрим это на следующем примере. Пусть для некоторого цеха получены следующие расчетные значения средних нагрузок

$$P_{CM} = 5000 \text{ кВт}, \quad Q_{CM} = 4000 \text{ квар},$$

$$S_{CM} = \sqrt{5000^2 + 4000^2} = \sqrt{41000000} = 6403 \text{ кВА}.$$

При выбранной мощности одного трансформатора $S_{HT} = 1000$ кВА и $K_3 = 0,75$ для второй категории в цехе необходимо установить

$$n \geq \frac{6403}{1000 \cdot 0,75} = 8,5 \text{ трансформаторов}.$$

Следует принять $n = 9$ трансформаторов по 1000 кВА.

При установке на стороне 0,4 кВ конденсаторных установок суммарной мощностью $Q_K = 3000$ квар средняя мощность потребителей цеха станет равной

$$S_{CM}^K = \sqrt{P_{CM}^2 + (Q_{CM} - Q_K)^2} = \sqrt{5000^2 + (4000 - 3000)^2} = \sqrt{26000000} = 5099 \text{ кВА}.$$

$$\text{При этом } n \geq \frac{5099}{1000 \cdot 0,75} = 6,8.$$

Округление до ближайшего большего дает следующий результат: при установке конденсаторов в данном цехе можно установить $n = 7$ трансформаторов $S_{HT} = 1000$ кВА.

Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом КРМ.

Исходные данные: наличие потребителей первой категории.

$$P_p - 509 \text{ кВт}$$

$$Q_p - 344,5 \text{ квар}$$

$$K_3 = 0,75$$

1. Определяем полную мощность цеха:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{509^2 + 344,5^2} = 614,6 \text{ кВА}$$

2. Определяем расчетную мощность трансформатора:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T} \geq \frac{614,6}{0,75 \cdot 2} \geq 409 \text{ кВА}$$

3. Определяем минимальное число трансформаторов для установки:

$$N_{min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_T} + \Delta N = \frac{509}{0,75 \cdot 400} + 0,3 = 2$$

Выбираем 2 силовых трансформатора по 400 кВА (часть потребителей 3-й категории при необходимости можно будет отключить в послеаварийном режиме)

4. Определяем реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,4 кВ из сети 10 кВ через трансформатор:

$$Q_{Tmax} = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_p^2}$$

$$Q_{Tmax} = \sqrt{(2 \cdot 0,75 \cdot 400)^2 - 509^2} = 317,7 \text{ квар}$$

5. Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК).

$$Q_{нк\Sigma} = Q_{нк1} + Q_{нк2}$$

$$Q_{нк1} = Q_p - Q_{Tmax}$$

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от параметров

K_{p1} и K_{p2} определяется из графиков /50/

$K_{p1} = 9$ (таб.4.6, стр.108)

$K_{p2} = 27(1)$, (таб.4.7, стр.109)

$K_{p2} = 17(2)$

$\gamma_1 = 0,24$ $\gamma_2 = 0,27$

$Q_{нк1}$ - мощность КБ - для того, чтобы передать через тр-тор оптимальную реактивную мощность. т.е. ту, которую выгодно.

$Q_{нк2}$ - дополнительная мощность КБ - оптимальная реактивная мощность протекая вызывает дополнительные потери, следовательно, нужно просчитать и дополнительную мощность.

Если мы получили отрицательную М на первом этапе, то это говорит о том, что через тр-тор уже протекает выгодная для нас реактивная мощность. И с целью снижения потерь при ее протекании необходимо просчитать установку батарей по второму этапу, т.е. просчитать дополнительную мощность.

$$Q_{нк1} = 344,5 - 317,7 = 26,8 \text{ квар}$$

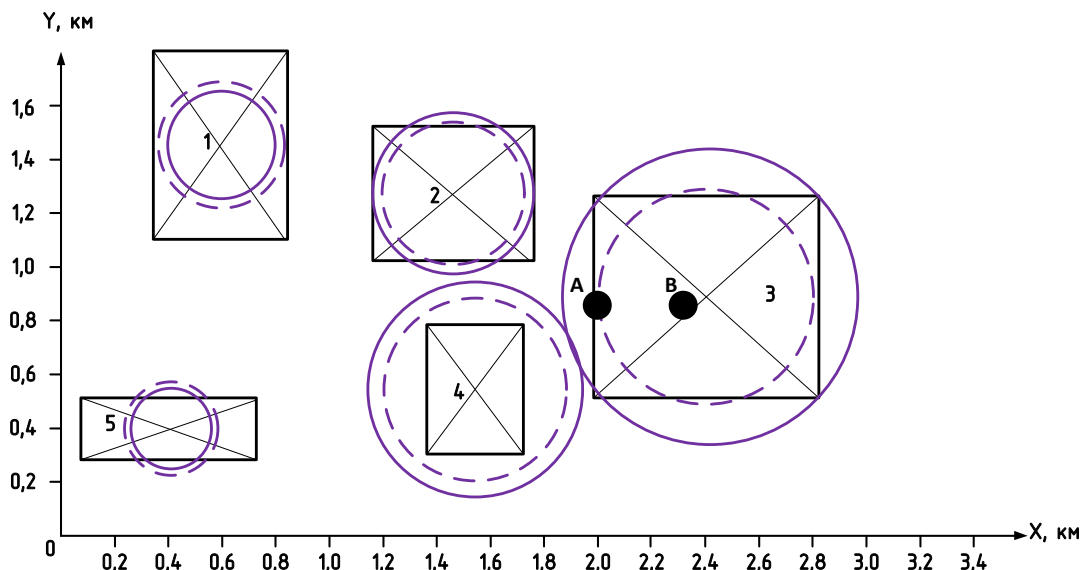
$$Q_{нк2} = 344,5 - 26,8 - 0,27 \cdot 2 \cdot 400 = 101,7 \text{ квар}$$

$$Q_{нк\Sigma} = 26,8 + 101,7 = 128,5 \text{ квар (150 или 2 по 75)}$$

В этом случае выбираем 2 установка НБК по 75квар УКТ-0,38-75 Уз с автоматическим регулированием по напряжению.

5.9 Определение центра электрических нагрузок.

$$m_r = 0,2 \text{ км} / \text{см}$$



Параметр	Номер цеха				
	Ц 1	Ц 2	Ц 3	Ц 4	Ц 5
$P, \text{ кВт}$	100	160	1000	400	25
$X, \text{ км}$	0,6	1,45	2,4	1,55	0,4
$Y, \text{ км}$	1,45	1,25	0,9	0,55	0,4
$\cos \varphi$	0,7	0,75	0,9	0,8	0,6
$\text{tg } \varphi$	1,02	0,88	0,48	0,75	1,33
$R_{a, \text{ км}}$	0,2	0,25	0,63	0,4	0,1
$Q, \text{ квар}$	102	141	480	300	33
$R_p, \text{ км}$	0,21	0,24	0,44	0,35	0,11

1. Вначале определяется масштаб. Он принимается произвольно для наименьшей нагрузки (Ц 5) берем радиус $R_{a5} = 0,1 \text{ км}$. По нему рассчитывается масштаб:

$$(m) = \frac{P_5}{\pi R_5^2} = \frac{25}{3,14 \cdot 0,1^2} = 796 \text{ кВт} / \text{км}^2$$

Принимается масштаб $m_a = 800 \text{ кВт} / \text{км}^2$

2. Определяется радиус для наибольшей нагрузки при принятом масштабе:

$$R_{a3} = \sqrt{\frac{P_3}{\pi m}} = \sqrt{\frac{1000}{3,14 \cdot 800}} = 0,63 \text{ км}$$

Если полученный радиус не слишком выходит за границы цеха, то это нас удовлетворяет. В противном случае мы вынуждены будем уменьшить произвольно принятый радиус для наименьшей нагрузки

3. Определяются радиусы кругов для остальных нагрузок: $R_{ai} = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m_a}}$

Результаты заносим в «Сводную ведомость нагрузок цехов»

4. Определяются реактивные нагрузки каждого цеха $Q = P_i \cdot \text{tg } \varphi$

5. Определяются радиусы кругов реактивных нагрузок при том же масштабе,

То есть при $m_p = 800 \text{ квар} / \text{км}^2$ $R_{pi} = \sqrt{\frac{Q_i}{\pi m_a}}$

Нагрузки кругами наносятся на генплан, активные – сплошной линией, реактивные – штриховой.

6. Определяются условные ЦЭН активной и реактивной:

$$X_a = \frac{\sum P_i X_i}{\sum P_i} = \frac{100 \cdot 0.6 + 160 \cdot 1.45 + 1000 \cdot 2.4 + 400 \cdot 1.55 + 25 \cdot 0.4}{100 + 160 + 1000 + 400 + 25} = 2 \text{ км}$$

$$Y_a = \frac{\sum P_i Y_i}{\sum P_i} = \frac{100 \cdot 1.45 + 160 \cdot 1.25 + 1000 \cdot 0.9 + 400 \cdot 0.55 + 25 \cdot 0.4}{100 + 160 + 1000 + 400 + 25} = 0.88 \text{ км}$$

Вблизи точки А(2,0;0,88) располагают ГПП

$$X = \frac{\sum Q_i X_i}{\sum Q_i} = \frac{102 \cdot 0.6 + 141 \cdot 1.45 + 480 \cdot 2.4 + 300 \cdot 1.55 + 3325 \cdot 0.4}{102 + 141 + 480 + 300 + 33} = 1,8$$

$$Y_p = \frac{\sum Q_i Y_i}{\sum Q_i} = \frac{102 \cdot 1.45 + 141 \cdot 1.25 + 480 \cdot 0.9 + 300 \cdot 0.55 + 3325 \cdot 0.4}{102 + 141 + 480 + 300 + 33} = 0.88 \text{ км}$$

5.10 Расчет токов коротких замыканий

Расчёт токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ производится в именованных единицах. При этом учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи КЗ в мОм. Заметное влияние на результаты расчёта оказывают сопротивления различных контактных соединений. При отсутствии достоверных о числе и сопротивлении контактов рекомендуется их учитывать совокупно, вводя в цепь КЗ дополнительное сопротивление следующей величины:

- 1) при КЗ на щите ТП – 15 мОм;
- 2) при КЗ на цеховых РП и зажимах аппаратов, питаемых радиальными и магистральными линиями от щитов ТП, - 20 мОм;
- 3) при КЗ на вторичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП, - 25 мОм;
- 4) при КЗ на зажимах аппаратов, получающих питание от вторичных РП, - 30 мОм.

Активное сопротивление трансформатора в мОм вычисляется по формуле

$$r_o = \frac{\Delta P_{\dot{e}} * U_i^2}{S_i^2} * 10^6,$$

где $\Delta P_{\dot{e}}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА;

U_n – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ.

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_o = \left(\sqrt{\left(\frac{U_{\dot{e}}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\dot{e}}}{S_i} \right)^2} \right) * \frac{U_i^2}{S_i} * 10^6,$$

Активные и индуктивные сопротивления проводов, кабелей, шин, шинопроводов длиной 1 подсчитываются по выражениям

$$r = r_0 * l; \quad x = x_0 * l,$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления.

Преобразование схемы для определения токов КЗ сводится к сложению последовательно соединённых активных и индуктивных сопротивлений:

$$r_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n r_i \quad ; \quad x_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n x_i \quad ,$$

где n – число элементов в цепи КЗ .

Ток трёхфазного КЗ в кА вычисляется по выражению

$$I_{\hat{e}} = \frac{U_{\hat{n}\hat{d}\hat{i}}}{\sqrt{3} * \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле

$$i_{\hat{o}} = \hat{E}_{\hat{o}} * \sqrt{2} * I_{\hat{e}}$$

Значение ударного коэффициента K_y находят по графикам в зависимости от x_{Σ} / r_{Σ} .

Действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ

$$I_{\hat{e}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} * U_{\hat{n}\hat{d}\hat{i}}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}} \quad ,$$

где $r_{1\Sigma}$, $r_{2\Sigma}$, $r_{0\Sigma}$ - соответственно суммарные активные сопротивления прямой , обратной и нулевой последовательностей ;

$x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ - соответственно суммарные индуктивные сопротивления прямой , обратной и нулевой последовательностей .

Выбранные аппараты защиты проверяются по условию их успешного срабатывания при однофазном КЗ . Для этого $I_k^{(1)}$ должен превышать не менее , чем в 3 раза номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя . Если указанное требование не удовлетворяется , то отключение однофазных КЗ в сети до 1 кВ должно обеспечиваться специальной защитой .

Рассчитаем токи КЗ на шинах цехового вводного устройства .

Найдём активное сопротивление трансформатора

$$r_{\hat{o}} = \frac{1,98 \cdot 0,4^2}{100^2} \cdot 10^6 = 0,316 \hat{i}\hat{l}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{\hat{o}} = \left(\sqrt{\left(\frac{4,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{1,98}{100} \right)^2} \right) \cdot \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^6 = 78,66 \hat{i}\hat{l}$$

Удельное сопротивление шин КТП при среднегеометрическом расстоянии

$$a_{cp} = 1,26 * a = 1,26 * 240 = 300 \text{ мм }] .$$

Тогда сопротивление шин

$$r_{ш1} = r_0 * 1 = 0,074 * 1 = 0,074 \text{ мОм } ;$$

$$x_{ш1} = x_0 * 1 = 0,189 * 1 = 0,189 \text{ мОм} .$$

Сопротивление сборных шин вводного устройства находим по таблице при $a_{cp}=300$ мм :

$$r_{ш2} = 0,222 * 1 = 0,222 \text{ мОм } ; \quad x_{ш2} = 0,214 * 1 = 0,214 \text{ мОм} .$$

Активное сопротивление кабеля АВВГ-3×35+1×16 находим по табл.:

$$r_{\hat{e}} = r_o \cdot l = 0,894 \cdot 60 = 53,64 \text{ мОм} .$$

Удельное индуктивное сопротивление кабеля находим по табл. ,

$$x_k = x_0 * 1 = 0,088 * 60 = 5,28 \text{ мОм} .$$

Определим ток однофазного КЗ. Суммарные сопротивления прямой последовательности цепи КЗ :

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_k = 0,316 + 0,074 + 0,222 + 53,64 = 54,252 \text{ мОм } ;$$

$$x_{\Sigma} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_k = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 5,28 = 84,34 \text{ мОм} .$$

Активные и индуктивные сопротивления обратной последовательности для рассматриваемой цепи можно принять равными соответствующим сопротивлениям прямой последовательности . Таким образом , $r_{2\Sigma} = 54,252$ мОм; $x_{2\Sigma} = 84,34$ мОм. Активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии с использованием данных табл. определяются следующим образом:

$$r_{0к} = 2,79 \cdot 60 = 167,4 \text{ мОм} ; x_{0к} = 1,241 \cdot 60 = 74,46 \text{ мОм} .$$

Для всех остальных элементов цепи КЗ сопротивление нулевой последовательности принимаем равным, сопротивлению прямой последовательности. Следовательно, суммарные сопротивления нулевой последовательности

$$r_{0\Sigma} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{к} = 0,316 + 0,074 + 0,222 + 167,4 = 168,012 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_{к} = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 74,46 = 153,52 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ на шинах вводного устройства с учетом $r_{пер}$:

$$I_{\dot{e}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 54,252 + 168,012 + 20)^2 + (2 \cdot 84,34 + 153,52)^2}} = 1,582 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток трехфазного замыкания в начале линии (8 м) питающей распред. шкафа А1 .

Сопротивление шин А1 находим по табл.П6.2 при $a_{ср} = 300 \text{ мм}$:

$$r_{шА1} = 1 \cdot 0,296 = 0,296 \text{ мОм} ; x_{шА1} = 1 \cdot 0,235 = 0,235 \text{ мОм} ;$$

Активное сопротивление кабеля АВВГ-5×2,5 находим по табл.:

$$r_{\dot{e}2} = r_o \cdot l = 12,5 \cdot 8 = 100 \text{ мОм} .$$

Удельное индуктивное сопротивление кабеля находим по табл.

$$x_{к2} = x_0 \cdot l = 0,116 \cdot 8 = 0,928 \text{ Ом} .$$

Переходное сопротивление контактов для точки КЗ $r_{пер} = 25 \text{ мОм}$.

Тогда активное и индуктивное сопротивление цепи

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{к1} + r_{шА1} + r_{к2} + r_{пер} = 0,316 + 0,074 + 0,222 + 53,64 + 0,296 + 100 + 25 = 179,55 \text{ мОм} ;$$

$$x_{\Sigma} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_{к1} + x_{шА1} + x_{к2} = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 5,28 + 0,235 + 0,928 = 86,721 \text{ мОм}.$$

Ток трёхфазного КЗ

$$I_{\dot{e}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{179,55^2 + 86,721^2}} = 1,162 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток однофазного замыкания на шинах распред. шкафа А1 .

Активное сопротивление кабеля АВВГ-5×2,5 находим по табл.:

$$r_{\dot{e}} = r_o \cdot l = 12,5 \cdot 37 = 462,5 \text{ мОм} .$$

Удельное индуктивное сопротивление кабеля находим по табл. .

$$x_{к2} = x_0 \cdot l = 0,116 \cdot 37 = 4,29 \text{ Ом} .$$

$$r_{1\Sigma} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{к1} + r_{шА1} + r_{к2} = 0,316 + 0,074 + 0,222 + 53,64 + 0,296 + 462,5 = 517,05 \text{ мОм} ;$$

$$x_{1\Sigma} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_{к1} + x_{шА1} + x_{к2} = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 5,28 + 0,235 + 4,29 = 88,865 \text{ мОм}$$

Активные и индуктивные сопротивления обратной последовательности для рассматриваемой цепи можно принять равными соответствующим сопротивлениям прямой последовательности . Таким образом , $r_{2\Sigma} = 517,05 \text{ мОм}$; $x_{2\Sigma} = 88,865 \text{ мОм}$.

Активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии питающей А1

$$r_{0к} = 231,25 \text{ мОм} ; x_{0к} = 2,15 \text{ мОм} .$$

Следовательно, суммарные сопротивления нулевой последовательности

$$r_{0\Sigma} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{к1} + r_{шА1} + r_{к2} = 0,316 + 0,074 + 0,222 + 167,4 + 0,296 + 231,25 = 399,56 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_{к1} + x_{шА1} + x_{к2} = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 74,46 + 0,235 + 2,15 = 155,905 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ в точке К2 с учетом $r_{пер}$

$$I_{\dot{e}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 517,05 + 399,56 + 25)^2 + (2 \cdot 88,865 + 155,905)^2}} = 0,517 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи трехфазного замыкания в начале (0,5 м от А1) линии питающей станок №20 .

Активное сопротивление проводов АПВ 5(1×2) находим по табл.:

$$r_{к3} = r_0 \cdot l = 15,6 \cdot 0,5 = 7,8 \text{ мОм} .$$

Удельное индуктивное сопротивление находим по табл.П6.1[2] .

$$x_{к3} = x_0 \cdot l = 0,121 \cdot 0,5 = 0,061 \text{ мОм} .$$

Переходное сопротивление контактов $r_{пер} = 30 \text{ мОм}$.

Тогда активное и индуктивное сопротивление цепи

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{к1} + r_{шA1} + r_{к2} + r_{к3} + r_{пер} = 0,316 + 0,074 + 0,222 + 53,64 + 0,296 + 462,5 + 7,8 + 30 = 554,85 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_{к1} + x_{шA1} + x_{к2} + x_{к3} = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 5,28 + 0,235 + 4,29 + 0,061 = 88,93 \text{ мОм}.$$

Ток трёхфазного КЗ в точке КЗ

$$I_{\epsilon} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{554,85^2 + 88,93^2}} = 0,411 \text{ кА}.$$

Определим ток однофазного замыкания на двигателе станка №20 .

Активное сопротивление проводов АПВ 5(1×2) находим по табл.:

$$r_{к3} = r_0 * l = 15,6 * 7,3 = 113,88 \text{ мОм} .$$

Удельное индуктивное сопротивление находим по табл.

$$x_{к3} = x_0 * l = 0,121 * 7,3 = 0,883 \text{ мОм} .$$

Суммарные сопротивления прямой последовательности цепи КЗ

$$r_{\Sigma 1} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{к1} + r_{шA1} + r_{к2} + r_{к3} + r_{пер} = 0,316 + 0,074 + 0,222 + 53,64 + 0,296 + 462,5 + 113,88 = 630,93 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 1} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_{к1} + x_{шA1} + x_{к2} + x_{к3} = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 5,28 + 0,235 + 4,29 + 0,883 = 89,75 \text{ мОм}$$

Активные и индуктивные сопротивления обратной последовательности для рассматриваемой цепи можно принять равными соответствующим сопротивлениям прямой последовательности . Таким образом, $r_{2\Sigma} = 630,93 \text{ мОм}$; $x_{2\Sigma} = 89,75 \text{ мОм}$.

Активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии питающей станок №20

$$r_{0к} = 56,94 \text{ мОм} ; x_{0к} = 0,442 \text{ мОм} .$$

Следовательно, суммарные сопротивления нулевой последовательности

$$r_{0\Sigma} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{к1} + r_{шA1} + r_{к2} + r_{к3} + r_{пер} = 30,316 + 0,074 + 0,222 + 167,4 + 0,296 + 231,25 + 56,94 = 456,5 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma} = x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + x_{к1} + x_{шA1} + x_{к2} + x_{к3} = 78,66 + 0,189 + 0,214 + 74,46 + 0,235 + 2,15 + 0,442 = 156,347 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ в точке К 3 с учетом $r_{пер}$

$$I_{\epsilon}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} * 400}{\sqrt{(2 \cdot 630,93 + 456,5 + 30)^2 + (2 \cdot 89,75 + 156,347)^2}} = 0,389 \text{ кА}$$

Как видим , $I_{\epsilon}^{(1)}$ в обоих случаях превышает более чем в три раза номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя, следовательно аппараты защиты будут успешно срабатывать при однофазном КЗ .

Таблица 13 - Проверка срабатывания и селективности защитных аппаратов

Точка КЗ	I_{ϵ}, A	$I_{\epsilon}^{(1)}, A$	Защитный аппарат	Окончательный выбор
Шины вводного устройства	-	1582	ПН2-250 $I_{bc}=200A$	ПН2-400 $I_{bc}=400A$
3-х фазное в начале (8м) линии питающей А1.	1162		ПН2-100 $I_{bc}=50A$	ПН2-250 $I_{bc}=160A$
1 фазное на шинах А1.		517		
3-х фазное в начале(0,5м) линии питающей №20	411		ПН2-100 $I_{bc}=31,5A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=80A$	ПН2-100 $I_{bc}=31,5A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=80A$
1 фазное на станке №20		389		
3-х фазное в начале(8м) линии питающей А2.	1162		ПН2-100 $I_{bc}=50A$	ПН2-250 $I_{bc}=160A$
1 фазное на шинах А2.		586		
3-х фазное в начале(0,5м) линии питающей №27	512		ПН2-100 $I_{bc}=31,5A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=125A$	ПН2-100 $I_{bc}=31,5A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=125A$
1 фазное на станке №27		375		
3-х фазное в начале(2м) линии питающей А3.	1814		ПН2-100 $I_{bc}=80A$	ПН2-400 $I_{bc}=315A$
1 фазное на силовом ящике питающем шинопровод А3.		1103		
3-х фазное в начале(0,5м) шинопровода А3	1167		ПН2-100 $I_{bc}=50A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=160A$	ПН2-100 $I_{bc}=50A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=160A$
1 фазное на станке №1		964		
3-х фазное в начале(1м) линии питающей А4.	1929		ПН2-100 $I_{bc}=80A$	ПН2-400 $I_{bc}=400A$
1 фазное на силовом ящике питающем шинопровод А4.		1329		
3-х фазное в начале(0,5м) шинопровода А4	1513		ПН2-100 $I_{bc}=50A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=160A$	ПН2-100 $I_{bc}=50A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=160A$
1 фазное на станке №7		1246		
3-х фазное в начале(1м) линии питающей А5.	1966		ПН2-250 $I_{bc}=125A$	ПН2-400 $I_{bc}=400A$
1 фазное на силовом ящике питающем шинопровод А5.		1489		
3-х фазное в начале(0,5м) шинопровода А5	1689		ПН2-100 $I_{bc}=80A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=125A$	ПН2-100 $I_{bc}=50A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=160A$
1 фазное на станке №35		1298		
3-х фазное в начале (6м) линии питающей А6.	1309		ПН2-100 $I_{bc}=50A$	ПН2-250 $I_{bc}=160A$
1 фазное на шинах А6.		527		
3-х фазное в начале(0,5м) линии питающей №40	468		ПН2-100 $I_{bc}=31,5A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=80A$	ПН2-100 $I_{bc}=31,5A$ ВА51-25 $I_{сраб. p}=80A$
1 фазное на станке №40		434		

3 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Методические рекомендации по изучению теоретического курса

В процессе изучения лекционного материала рекомендуется использовать опорные конспекты, учебники и учебные пособия.

Подготовка к самостоятельной работе над лекционным материалом должна начинаться на самой лекции. Умение слушать, творчески воспринимать излагаемый материал - это необходимое условие для его понимания, но недостаточно только слушать лекцию. В процессе лекционного занятия необходимо выделять важные моменты, выводы, анализировать основные положения. Если при изложении материала преподавателем создана проблемная ситуация, пытаться предугадать дальнейший ход рассуждений. Это способствует лучшему усвоению материала лекции и облегчает запоминание отдельных выводов.

Однако, как бы внимательно студент не слушал лекцию, большая часть информации вскоре после восприятия будет забыта. Лекцию необходимо конспектировать. Таким образом, на лекции студент должен совместить два момента: внимательно слушать лектора, прикладывая максимум усилий для понимания излагаемого материала и одновременно вести его осмысленную запись. При этом лекция не должна превращаться в урок-диктант. Не надо стремиться подробно слово в слово записывать всю лекцию, конспектируйте только самое важное. Старайтесь отфильтровывать и сжимать подаваемый материал. По возможности записи ведите своими словами, своими формулировками.

Конспект лекций должен быть в отдельной тетради. Тетрадь для конспекта лекций также требует особого внимания. Ее нужно сделать удобной, практичной и полезной, ведь именно она является основным информативным источником при подготовке к различным отчетным занятиям, зачетам, экзаменам. Целесообразно отделить поля, где можно бы изложить свои мысли, вопросы, появившиеся в ходе лекции. Полезно одну из страниц оставлять свободной. Она потребуется потом, при самостоятельной подготовке. Сюда можно будет занести дополнительную информацию по данной теме, полученную из других источников.

После прослушивания лекции необходимо проработать и осмыслить полученный материал. От того насколько эффективно студент это сделает, зависит и прочность усвоения знаний, и, соответственно, качество восприятия предстоящей лекции, так как он более целенаправленно будет её слушать.

Перед каждой последующей лекцией рекомендуется просмотреть материал по предыдущей лекции. Опыт показывает, что предсессионный штурм непродуктивен, материал запоминается ненадолго. Необходим систематический труд в течение всего семестра.

В ходе подготовки к практическим занятиям

Для более глубокого усвоения материала полезно решать задачи. Умение решать задачи потребуется и на зачете с оценкой. Большинство вузов в билеты зачета с оценкой, помимо теоретических вопросов, включает одну или несколько задач, и во время зачета с оценкой, кроме дополнительных теоретических вопросов, может быть предложена задача. Экзаменаторы справедливо считают, что одним из критериев усвоения теории является способность решать задачи.

1. Для подготовки к практическим занятиям используйте конспекты лекций, учебники и учебные пособия, указанные в списке рекомендуемой основной и дополнительной литературы.
2. Просмотрите те вопросы теории, освещающие разбираемую тему.
3. На практических занятиях целесообразно иметь при себе конспекты лекций, учебники и учебные пособия.
4. При выполнении домашних задач внимательно просмотрите решение аналогичных задач, рассматриваемых на учебных занятиях, осмыслите методы и методические приемы, используемые при их решении.
5. Освоив методику решения данного класса задач, приступайте к решению

задач.

При этом придерживайтесь следующих правил.

- Решение задач всех разделов удобно начинать с краткой записи условия, где необходимо отразить не только данные числовые значения, но и все дополнительные условия, которые следуют из текста задачи: неизменность или кратность каких-либо параметров, их граничные значения, условия, которые определяются содержанием задачи.
- Очень важно правильно поставить вопрос к задаче.
- Надо проверить, все ли заданные величины в задаче находятся в одной системе единиц.
- Обязательно надо нарисовать рисунок к задаче, на котором следует обозначить те параметры, которые даны, и те, которые нужно найти. Рисунок в большинстве случаев сильно облегчает процесс решения задачи.
- Необходимо обдумать содержание задачи, выяснить, к какому разделу она относится.
- Далее следует записать формулы, соответствующие используемым в задаче законам, не следует сразу искать неизвестную величину; надо посмотреть, все ли параметры в формуле известны.
- Решение задачи чаще всего следует выполнять в общем виде, то есть в буквенных обозначениях.
- Получив решение в общем виде, нужно проверить размерность полученной величины. Для этого в формулу подставить не числа, а размерности входящих в нее величин. Ответ должен соответствовать размерности искомой величины (смотрите в примерах).
- После проверки формулы на размерность следует подставить численные значения входящих в нее величин и произвести расчет.
- Далее нужно проанализировать и сформулировать ответ. Все этапы этих расчетов необходимо кратко отразить в отчете.

При выполнении индивидуальных заданий следует обращаться к сайтам энергетических компаний, пользоваться электрическими схемами электрических станций и электрических сетей Дальневосточного региона. Практические занятия способствуют развитию аналитических и вычислительных способностей, формированию компетенций, на освоение которых направлена данная дисциплина.

Методические указания к самостоятельной работе

Одним из основных видов деятельности студента является самостоятельная работа, которая включает в себя изучение лекционного материала, учебников и учебных пособий, публикаций, первоисточников, подготовку индивидуальных заданий, выступления на групповых занятиях, выполнение заданий преподавателя.

Самостоятельная работа по изучению дисциплины делится на аудиторную и внеаудиторную.

Аудиторная самостоятельная работа выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя. Кроме того, самостоятельная работа под руководством преподавателя подразумевает консультации и помощь при выполнении индивидуального задания, консультации по разъяснению материала, вынесенного на самостоятельную проработку, консультации по выполнению типовых заданий.

Методика самостоятельной работы предварительно разъясняется преподавателем и в последующем может уточняться с учетом индивидуальных особенностей студентов. Преподаватель в начале изучения дисциплины предоставляет обучающимся список учебно-методических материалов. Своевременное и качественное выполнение самостоятельной работы базируется на соблюдении настоящих рекомендаций в изучении рекомендованной литературы. Студент может дополнить список использованной литературы современными источниками, не представленными в списке рекомендованной литературы, и в дальнейшем использовать собственные подготовленные учебные материалы при написании курсовых проектов и выполнении ВКР.

Изучение дисциплины следует начинать с проработки настоящей рабочей программы, особое внимание, уделяя целям и задачам, структуре и содержанию курса.

Студентам рекомендуется получить в научной библиотеке университета учебную литературу по дисциплине, необходимую для эффективной работы на всех видах аудиторных занятий, а также для самостоятельной работы по изучению дисциплины, либо воспользоваться ЭБС, указанными в рабочей программе. Успешное освоение курса предполагает активное, творческое участие студента путем планомерной, повседневной работы.

Вся рекомендуемая для изучения курса литература подразделяется на основную и дополнительную и приводится в п. 10 рабочей программы. К основной литературе относятся источники, необходимые для полного и твердого усвоения учебного материала (учебники и учебные пособия).

Необходимость изучения дополнительной литературы, профессиональных баз данных диктуется прежде всего тем, что в учебной литературе (учебниках) зачастую остаются неосвещенными современные проблемы, а также не находят отражение новые документы, события, явления, научные открытия последних лет. Поэтому дополнительная литература рекомендуется для более углубленного изучения программного материала. Здесь целесообразно пользоваться периодическими изданиями и нормативной литературой по электроэнергетике.

Групповая и индивидуальная консультация

Разъяснение является основным содержанием данной формы занятий, наиболее сложных вопросов изучаемого программного материала. Цель – максимальное приближение обучения к практическим интересам с учетом имеющейся информации и является результативным материалом закрепления знаний. Групповая консультация проводится в следующих случаях:

- когда необходимо подробно рассмотреть практические вопросы, которые были недостаточно освещены или совсем не освещены в процессе лекции;
- с целью оказания помощи в самостоятельной работе.

Групповая консультация может быть проведена в режиме on-line через личные кабинеты обучающихся и преподавателя.

Индивидуальная консультация проводится по запросу обучающегося в виде контактной работы, либо в режиме on-line или off-line через электронную информационно-образовательную среду.

№ п/п	Наименование темы (раздела)	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоёмкость в акад. часах
1	1	подготовка к опросу на лекции;	6
		подготовка к практическому занятию и выполнение индивидуальных заданий;	6
		проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
2	2	подготовка к опросу на лекции;	6
		подготовка к практическому занятию и выполнение индивидуальных заданий;	6
		проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
3	3	подготовка к опросу на лекции;	6
		подготовка к практическому занятию и выполнение индивидуальных заданий;	6
		проработка материала, вынесенного на самостоятельное изучение	6
4		Подготовка к зачету с оценкой	

Вопросы к зачету с оценкой

1. Структуры и параметры систем электроснабжения.
2. Потребитель и приемник электроэнергии. Примеры.
3. Характеристика систем электроснабжения промышленных предприятий.
4. Характеристика систем электроснабжения городов.
5. Классификация потребителей систем электроснабжения по надежности. Примеры.
6. Классификация приемников электроэнергии по режимам работы. Примеры.
7. Классификация электроприемников по напряжению и мощности. Примеры.
8. Классификация приемников электроэнергии по роду тока и частоте.
9. Силовые общепромышленные установки и производственные механизмы.
10. Электрические печи и электротермические установки.
11. Электросварочные установки.
12. Осветительные установки.
13. Выпрямительные установки.
14. Типы графиков электрических нагрузок.
15. Показатели графиков электрических нагрузок.
16. Характеристики графиков электрических нагрузок.
17. Графики нагрузок городских потребителей (ГЭН) и уровни электропотребления.
18. Расчетные электрические нагрузки потребителей, элементов и коммутационных узлов.
19. Классификация и область применения методов расчета электрических нагрузок.
20. Эмпирические методы расчета электрических нагрузок.
21. Метод упорядоченных диаграмм.
22. Статистические методы расчета электрических нагрузок.
23. Метод коэффициента расчетной нагрузки.
24. Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу.
25. Расчет трехфазных электрических нагрузок по второму этапу.
26. Метод расчета однофазной нагрузки.
27. Метод расчета сварочной нагрузки.
28. Пиковая мощность и ее определение.
29. Исходные данные для проектирования систем электроснабжения.
30. Типы схем распределительных электросетей до и выше 1000 В.
31. Принципы построения схем электроснабжения. Требования к ним.
32. Послеаварийный режим.
33. Источники питания.
34. Пункты приема электроэнергии.
35. Влияние категории надежности электроснабжения электроприемников и допустимых систематических перегрузок оборудования на выбор схемы.
36. Способы подключения предприятий к энергосистеме.
37. Характерные схемы электроснабжения предприятий при питании их от ЭЭС.
38. Питание предприятий от ЭЭС при наличии собственных ТЭЦ.
39. Схемы внешнего электроснабжения.
40. Глубокие воды.
41. Двухступенчатые схемы электроснабжения.
42. Радиальные схемы внутреннего электроснабжения.
43. Магистральные схемы внутреннего электроснабжения.
44. Смешанные схемы внутреннего электроснабжения.
45. Схемы электроснабжения при наличии электроприемников особой группы I категории.
46. Картограмма нагрузок.
47. Условный центр электрических нагрузок и определение его координат.
48. Определение зоны рассеяния центров электрических нагрузок.

49. Определение места расположения трансформаторной, преобразовательной подстанций, РП.
50. Техничко-экономические характеристики и области применения.
51. Выбор номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения.
52. Выбор номинального напряжения распределительной сети.
53. Выбор рационального напряжения с помощью метода планирования эксперимента.
54. Нагрузочная способность и выбор параметров основного электрооборудования.
55. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) и их проверка.
56. Характеристики параметров режимов и их оптимизация (включая компенсацию реактивных нагрузок).
57. Естественная компенсация реактивной мощности.
58. Выбор низковольтных компенсирующих устройств.
59. Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.
60. Балансовые расчеты реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.
61. Нормальные требования к качеству напряжения, методы и средства кондиционирования напряжения.
62. Выбор и проверка высоковольтных кабелей.

ОБРАЗЕЦ БИЛЕТА К ЗАЧЕТУ С ОЦЕНКОЙ

Дисциплина «Электроснабжение»

БИЛЕТ № 1

1. Структуры и параметры систем электроснабжения.
2. Классификация электроприемников и потребителей электроэнергии.
3. Режимы работы электроприемников: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.
4. Продолжительность включения, цикличность работы электроприемника.

Критерии оценивания:

Оценка «отлично». Ответы на поставленные вопросы излагаются логично, последовательно и не требуют дополнительных пояснений. Полно раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Делаются обоснованные выводы. Демонстрируются глубокие знания базовых нормативно-правовых актов. Соблюдаются нормы литературной речи.

Оценка «хорошо». Ответы на поставленные вопросы излагаются систематизировано и последовательно. Базовые нормативно-правовые акты используются, но в недостаточном объеме. Материал излагается уверенно. Раскрыты причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Демонстрируется умение анализировать материал, однако не все выводы носят аргументированный и доказательный характер. Соблюдаются нормы литературной речи.

Оценка «удовлетворительно». Допускаются нарушения в последовательности изложения. Имеются упоминания об отдельных базовых нормативно-правовых актах. Неполно раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Демонстрируются поверхностные знания вопроса, с трудом решаются конкретные задачи. Имеются затруднения с выводами. Допускаются нарушения норм литературной речи.

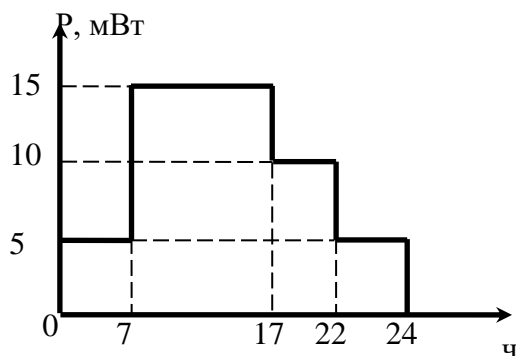
Оценка «неудовлетворительно». Материал излагается непоследовательно, сбивчиво, не представляет определенной системы знаний по дисциплине. Не раскрываются причинно-следственные связи между явлениями и событиями. Не проводится анализ. Выводы отсутствуют. Ответы на дополнительные вопросы отсутствуют. Имеются заметные нарушения норм литературной речи.

ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ

Тест контроля знаний

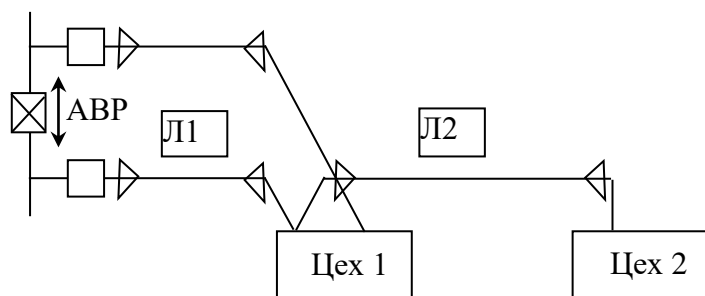
Проводится для Раздел 2. Построение систем электроснабжения.

1. Для приведенного графика нагрузки определить $P_{\text{ср}}$



2. Что из перечисленного ниже является достоинством магистральной схем, по сравнению с радиальными:
 - 2.1. более простая схема подключения цеховых трансформаторов;
 - 2.2. меньший расход проводникового материала;
 - 2.3. более высокая надежность.
3. Ко вторичной обмотке трансформатора напряжения подключают:
 - 3.1. Амперметр, вольтметр, ваттметр, частотомер.
 - 3.2. Лампы местного освещения и устройства сигнализации.
 - 3.3. Вольтметр, обмотки напряжений счетчиков активной и реактивной энергии.
4. Запишите условия выбора тока плавкой вставки без инерционного предохранителя, защищающего двигатель.
5. Определить значение группового коэффициента использования ($K_{\text{г}}$) для следующего состава электроприемников (ЭП): 6 ЭП мощностью по 5 кВт с $k_{\text{г}}=0,2$; 2 ЭП по 10 кВт с $k_{\text{г}}=0,7$ и 5 по 3 кВт с $k_{\text{г}}=0,4$
 - 5.1. $K_{\text{г}}=0,2$
 - 5.2. $K_{\text{г}}=0,7$
 - 5.3. $K_{\text{г}}=0,4$
6. Изменится ли реактивная мощность, генерируемая БСК при переключении со “звезды” на “треугольник”.
 - 6.1. не изменится
 - 6.2. уменьшится в $\sqrt{3}$ раз
 - 6.3. увеличивается в 3 раза
 - 6.4. увеличивается в $\sqrt{3}$ раз

7. Два цеха запитаны по схеме изображенной на данном рис. Напряжение питания 10 кВ. Определить токи в Л1 для выбора сечений: а) по экономической плотности тока; б) по допустимому току (сечение кабелей на Л1 одинаковы). На стороне низкого напряжения цеховых подстанций используется АВР



Цех 1. $P_p = 700$ кВт; $\operatorname{tg} \varphi = 1,5$
 Цех 2. $Q_p = 200$ кВар; $\sin \varphi = 0,5$

- 7.1. 47,05 А б) 94,1 А
 7.2. 36,4 А б) 72,8 А
 7.3. 56,1 А б) 94,1 А

8. Записать формулу для определения расчетной нагрузки по методу упорядоченных диаграмм.

9. Какие из режимов работы нейтрали используется на напряжение до 1000 В

- 9.1. эффективноземленная;
 9.2. глухозаземленная и изолированная;
 9.3. изолированная;
 9.4. глухозаземленная.

10. Какие схемы соединения обмоток применяются для трансформаторов марки НТМИ (НАМИ)

- 1 $\Delta^0 / \Delta / \Delta^0$ 3 $\Delta^0 / \Delta / \Delta$
 2 $\Delta^0 / \Delta^0 / \Delta$ 4 $\Delta / \Delta^0 / \Delta$

11. В чем отличие разъединителей и отделителей?

- 11.1. Разъединитель отключается автоматически, а отделитель – вручную.
 11.2. Разъединитель включается автоматически, а отделитель – вручную.
 11.3. Разъединитель отключается вручную, а отделитель – автоматически.
 11.4. Разъединитель включается вручную, а отделитель – автоматически.

12. Нарисуйте график изменения температуры токопроводящих частей для кратковременного режима.

13. Какой из перечисленных ниже методов не используется для уменьшения колебания напряжения:

- 11.5. Включение трансформаторов на параллельную работу;
 11.6. Использование трансформаторов с расщепленной обмоткой;
 11.7. Использование трансформаторов с РПН.

14. Потребители какой категории допускают перерыв в электроснабжении на время ручного включения резерва.

15. От каких величин зависит погрешность трансформаторов тока

- 15.1. от величины напряжения
 15.2. только от нагрузки на вторичной обмотке
 15.3. от тока первичной обмотки и нагрузки вторичной обмотки.

16. Отличаются ли по функциональному назначению силовые выключатели и выключатели нагрузки

- 16.1. не отличаюся;
- 16.2. силовые выключатели не могут отключать токи к.з.
- 16.3. выключатели нагрузки не могут отключать токи к.з.

17. Назовите преимущества напряжения 660 В перед напряжением 380 В (не менее двух)

18. В каких случаях в ячейках серии КСО могут быть установлены выключатели нагрузки

- 18.1. При тока нагрузки до 400 А
- 18.2. При токах нагрузки более 400 А
- 18.3. В обоих случаях.

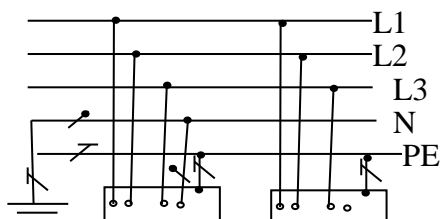
19. Оказывает ли влияние увеличение времени срабатывания релейной защиты на минимально допустимое сечение КЛ по термической стойкости к токам к.з.

- 19.1. не оказывает влияние
- 19.2. приводит к увеличению сечения
- 19.3. приводит к уменьшению сечения.

20. На какое напряжение применяются двухполюсные короткозамыкатели

- 20.1. 110 кВ
- 20.2. 35 кВ
- 20.3. 220 кВ
- 20.4. короткозамыкатели двух полюсными не бывают.

21. Какая система для электроустановок до 1000 В изображена на данном рис.



- 21.1. TN-S
- 21.2. TN-C
- 21.3. TN-C-S
- 21.4. IT
- 21.5. TT

22. Для каких электроустановок сопротивление заземляющих устройств не должно иметь сопротивление более 0,5 Ом:

- 22.1. Напряжением 10 кВ
- 22.2. Напряжением 0,4 кВ
- 22.3. Напряжением 110 кВ
- 22.4. Во всех случаях.

23. В качестве естественных заземлителей не могут быть использованы

- 23.1. Железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землей
- 23.2. Металлические трубы водопровода, проложенные в земле
- 23.3. Металлические трубы центрального отопления

Критерии оценки тестового контроля знаний:

Оценка	Число правильных ответов
5 (отлично)	все
4 (хорошо)	23-19
3 (удовлетворительно)	18- 11
2 (неудовлетворительно)	10 и менее

Проводится для Раздела 3. Выбор элементов систем электроснабжения, режимов работы и их конструктивное исполнение.

1. Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию подразделяются на ЭУ напряжением:
 - а) выше 1 кВ и ниже 1 кВ
 - б) 1 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ
 - в) до 220 кВ и свыше 220 кВ.
2. Режим работы ЭП характеризуется:
 - а) технологическим процессом
 - б) температурой отдельных частей машины
 - в) временем работы ЭП.
3. Глухое заземление нейтрали применяется в:
 - а) трехфазных сетях 6-35 кВ
 - б) трехфазных сетях постоянного тока
 - в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.
4. Плавкие предохранители служат для:
 - а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
 - б) дистанционного управления АД
 - в) коммутации силовой цепи.
5. Отклонение напряжения у ЭП определяется:
 - а) $\pm U\% = [(U_{\text{фак}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
 - б) $\pm U\% = [(U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
 - б) $\pm U\% = [(U_{\text{мах}} - U_{\text{ном}})]/U_{\text{ном}} \cdot 100\%$
6. Провести соответствие:
 - а) НКУ установлено у одиночного ЭП с низким $\cos \varphi$ и большим числом часов работы в году
 - б) НКУ установлено у распределительного пункта < 1 кВ или на магистральном шинопроводе
 - в) НКУ установлено на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ
 1. Централизованная КРМ
 2. Групповая КРМ
 3. Индивидуальная КРМ
7. Режим настройки дугогасящих катушек в нейтрали характеризуется:
 - а) степенью расстройки, степенью настройки
 - б) коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети
 - в) напряжением смещения нейтрали.
8. Условием несинхронного включения СД является:
 - а) $I_{\text{нс}}X''d \leq 1,5 k$
 - б) $I_{\text{нс}}X''d \leq 1,05 k$
 - в) $I_{\text{нс}}X'd \leq 1,5 k$
9. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:
 - а) для одиночного ЭП $I_{\text{ном.вст.}} \geq I_p$

- для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$
- б) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эп}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик.}/\alpha$
- в) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эн}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$

10. По роду ток все потребители эл.энергии, работающие от сети делятся на группы:
- а) переменного и постоянного тока
 - б) переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока
 - в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.
11. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:
- а) не более 6 силовых кабелей
 - б) не более 10 силовых кабелей
 - в) не более 12 силовых кабелей.
12. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
- а) выбег и восстановление рабочего режима
 - б) разгон и восстановление рабочего режима
 - в) выбег, разгон и восстановление рабочего режима.
13. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:
- а) проводить ресинхронизацию СД
 - б) максимально использовать форсировку возбуждения
 - в) чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД.
14. Номинальная акт. мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:
- а) мощность за наиболее загруженную смену
 - б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
 - в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.
15. Режимы настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралями являются:
- а) резонансный
 - б) недокомпенсации, резонансный
 - в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.
16. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:
- а) $P_p = K_c \cdot P_{уст.}$
 - б) $P_p = P_{срт} + bdc_{срт}$
 - в) $P_p = K_p \cdot P_{ср}$
17. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:
- а) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_p$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$
 - б) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эп}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{лик.}/\alpha$
 - в) для одиночного ЭП $I_{ном.вст.} \geq I_{ном.эн}$
для одиночного ЭД $I_{ном.вст.} \geq I_{пуск.}/\alpha$
18. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий определяется:

- а) $Q\beta = Q_{р.в.} + Q_{мах.т} - \Delta Q_t$
- б) $Q\beta = Q_{р.в.} - Q_{мах.т} + \Delta Q_t$
- в) $Q\beta = Q_{р.в.} + Q_{мах.т} - \Delta Q_t$

19. Приемником электроэнергии называют:

- а) преобразовательное устройство
- б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в другой вид энергии для ее использования
- в) совокупность машин для преобразования эл.энергии.

20. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов на:

- а) ЭП длительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
 - ЭП повторно-кратковременного режима работы
- б) ЭП продолжительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
- в) ЭП спокойного режима работы
 - ЭП ударного режима работы.

21. Электроснабжением называют:

- а) обеспечение потребителей электроэнергией
- б) совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией
- в) совокупность взаимосвязанных ЭУ предприятия, города.

22. Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:

- а) мощность за наиболее загруженную смену
- б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП
- в) средняя мощность ЭП.

23. В сетях 6-10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять токопроводы при передаваемой мощности:

- а) 5-10 МВА на $U=6\text{кВ}$, >10 МВА на $U=10$ кВ
- б) 15-40 МВА на $U=6\text{кВ}$ 20-70 МВА на $U=10$ кВ
- в) <15 МВА на $U=6\text{кВ}$, >15 МВА на $U=10$ кВ.

24. Номинальным током плавкой вставки называют:

- а) номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает
- б) ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева
- в) ток КЗ, протекающий через предохранитель.

25. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U_1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U_2 определяется:

- а) $\Delta U\% = [(U_{ном} - U_2)]/U_1 \bullet 100\%$
- б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_2)]/U_{ном} \bullet 100\%$
- б) $\Delta U\% = [(U_1 - U_{ном})]/U_2 \bullet 100\%$

26. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:

- а) рабочим заземлением
- б) защитным заземлением
- в) заземлением нейтрали.

27. Коэффициент успокоения резонансно-заземленной сети определяется как:

$$\text{а) } d = - \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C} \\ \frac{W(C_A + C_B + C_C) - 1/WL_H}{3G + 1/R_H} \cdot 100$$

$$\text{б) } d = \frac{W(C_A + C_B + C_C)}{3G + 1/R_H} \cdot 100$$

$$\text{в) } d = \frac{W(C_A + C_B + C_C)}{3G + 1/R_H} \cdot 100$$

28. Ток несинхронного выключения при самозапуске 1 ЭД определяется:

$$\text{а) } I_{нс} = \frac{E + U}{X''d + X_c}$$

$$\text{а) } I_{нс} = \frac{E + U}{X'd + X_c}$$

$$\text{а) } I_{нс} = \frac{E + U}{X_d + X_c}$$

29. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов на:

- а) ЭП длительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
 - ЭП повторно-кратковременного режима работы
- б) ЭП продолжительного режима работы
 - ЭП кратковременного режима работы
- в) ЭП спокойного режима работы
 - ЭП ударного режима работы.

30. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты:

- а) большой (75-100 МВт и >), средней (от 5 до 75 МВт) и малой (<5 МВт) мощности
- б) большой (>100 МВт), средней (<100 МВт)
- в) большой (>75 МВт), малой (<75 МВт)

31. Расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:

- а) 1,5 м
- б) 1 м
- в) 0,5 м

32. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент α , зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:

- а) $\alpha = 2,5$ для легких пусков с $t_{пуска} =$ до 2,5с
 $\alpha = 1,6$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} = > 2,5с$
- б) $\alpha = 3,5$ для легких пусков с $t_{пуска}$ до 3,5с
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} > 3,5с$
- в) $\alpha = 1,6$ для легких пусков с $t_{пуска}$ до 1,6с
 $\alpha = 2,5$ для тяжелых пусков с $t_{пуска} > 1,6с$

33. Баланс реактивной мощности в узле 6-10 кВ промышленного предприятия имеет вид:
- $Q_V - Q_{HK} - Q_{СК} - Q_T - Q_{СД} - Q_{Э1} = 0$
 - $Q_V - Q_{СД} - Q_{СК} - Q_{ТЭЦ} - Q_{ВК} - Q_{Э1} = 0$
 - $Q_V - Q_{СД} - Q_{ВК} - Q_{\max.T} - Q_{Э1} - Q_{ТЭЦ} = 0$
34. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали $k_z \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют:
- изолированным
 - эффективным
 - компенсированным
35. Емкостной ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется как:
- $I_{см} = U_l / \alpha$
 - $I_{см} = U_l$
 - $I_{сф} = \sqrt{3} U_{ф} W C_{oi} l_i$
36. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:
- $1,4 U_{ф}$
 - $1,73 U_{ф}$
 - $1,9 U_{ф}$
37. Промышленные механизмы, участвующие в самозапуске делятся на:
- механизмы с постоянным моментом сопротивления, механизмы с вентиляторным моментом сопротивления
 - механизмы с максимальным моментом сопротивления, механизмы с номинальным моментом сопротивления
 - механизмы с минимальным моментом сопротивления, механизмы с максимальным моментом сопротивления
38. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:
- проводить ресинхронизацию СД
 - максимально использовать форсировку возбуждения
 - чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД
39. Коэффициентом спроса активной мощности называется отношение:
- $\frac{P_{ср.м.}}{P_{ном.}}$
 - $\frac{P_p}{P_{ном}}$
 - $\frac{P_{\max}}{P_{ном}}$
40. Предельно допустимым током по нагреву называют:
- длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
 - минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
 - ток, протекающий в проводнике в после аварийном режиме.

Критерии оценки тестового контроля знаний:

Оценка	Число правильных ответов
5 (отлично)	все
4 (хорошо)	39-28
3 (удовлетворительно)	27- 18
2 (неудовлетворительно)	17 и менее

Вопросы «Блиц-опроса» по темам дисциплины

Раздел 1 Структура и характеристики систем электроснабжения. Расчет электрических нагрузок

Тема 1. Структура и параметры систем электроснабжения

- a. Структуры и параметры систем электроснабжения.
- b. Классификация электроприемников и потребителей электроэнергии.
- c. Режимы работы электроприемников: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.
- d. Продолжительность включения, цикличность работы электроприемника.

Тема 2. Графики нагрузки элементов и узлов систем электроснабжения

1. Понятие электрической нагрузки и графика электрической нагрузки.
2. Индивидуальные и групповые графики нагрузок.
3. Типовой график электрической нагрузки.
4. Упорядоченная диаграмма и ее построение.

Тема 3. Расчетные электрические нагрузки потребителей, элементов и коммутационных узлов

1. Описание процесса нагрева элемента при протекании электрического тока.
2. Понятие расчетной электрической нагрузки.
3. Методика формирования величины расчетной нагрузки.
4. Вероятностно-статистический метод как основа практических методик определения расчетной нагрузки элементов систем электроснабжения на различных ее уровнях.

Раздел 2. Построение систем электроснабжения

Тема 4. Системы электроснабжения, принципы их формирования и задачи проектирования

1. Требования к системам электроснабжения.
2. Принципы их построения.
3. Исходные данные, необходимые для проектирования систем электроснабжения.
4. Комплексная характеристика электрических схем систем электроснабжения.

Тема 5. Внешнее электроснабжение

1. Внешнее электроснабжение: источники питания, линии связи и пункты приема электроэнергии.
2. Источники питания в системах электроснабжения.
3. Способы подключения предприятия к электропитающей системе.
4. Главные понизительные подстанции (ГПП) и подстанции глубокого ввода (ПГВ), распределительные подстанции (РП).

Тема 6. Внутреннее электроснабжение

1. Общее и различия в схемах городских и промышленных электрических сетей.
2. Трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,4 кВ, токопроводы, кабельные сети.
3. Схемы внутреннего электроснабжения.
4. Особенности исполнения схем электроснабжения при наличии потребителей особой группы I категории по надежности.

Раздел 3. Выбор элементов систем электроснабжения, режимов работы и их конструктивное исполнение.

Тема 7. Выбор места расположения пунктов приема электроэнергии. Выбор трансформаторов подстанций системы внешнего электроснабжения

1. Генеральный план предприятия.
2. Картограмма нагрузок.
3. Центр электрических нагрузок.
4. Зона рассеяния электрических нагрузок: эллипс рассеяния.

Тема 8. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения. Нагрузочная способность и выбор параметров СЭС.

1. Характеристики параметров режимов и их оптимизация (включая компенсацию реактивных нагрузок).
2. Проблема компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения.
3. Электроприемники - потребители реактивной мощности.
4. Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями.

Тема 9. Режим нейтрали в распределительных сетях. Режимы работы и технико-экономические характеристики, характеристики параметров режимов систем электроснабжения

1. Режимы нейтрали электроустановок в сетях среднего и низшего напряжений.
2. Влияние режима нейтрали на характеристики качества электрической схемы.
3. Нормальные требования к качеству напряжения, методы и средства кондиционирования напряжения.
4. Анализ параметров режимов и технико-экономических характеристик различных схем.

Критерии оценки вопросов «Блиц-опроса»:

оценка «отлично» выставляется студенту, если даны правильные ответы на все вопросы;

оценка «хорошо» выставляется студенту, если даны ответы на вопросы с незначительными ошибками;

оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если ответы на вопросы даны со значительными ошибками;

оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если ответы даны с большим числом ошибок, либо совсем не даны ответы.

Контрольные задания по отдельным темам дисциплины

Раздел 2. Построение систем электроснабжения

ЗАДАЧА 1. Определить максимальную расчетную нагрузку (активную, реактивную и полную) для состава электроприемников цеха представленного в таблице.

Расчет электрических нагрузок произвести методом коэффициента расчетной нагрузки и методом коэффициента спроса. При расчете методом коэффициента расчетной нагрузки эффективное число электроприемников n_3 определить по точной формуле и одним из упрощенных способов расчета.

Приняв за базисные результаты определение максимальной расчетной нагрузки цеха методом коэффициента расчетной нагрузки и использованием точной формулы определения n_3 , рассчитать погрешность определения расчетной нагрузки данным методом и методом коэффициента спроса.

Таблица. Исходные данные по составу электроприемников цеха

№	Наименование электро-приемников и механизмов, номинальное напряжение, и режим работы	Мощность одного ЭП, кВт						Количество ЭП, шт					
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
I	1. металлообрабатывающие станки $U_H=380$	19	23	28	37	24	18	21	18	23	29	28	24
	2. печи электронагревательные однофазные $U=220$ В	34	75	42	50	100	20	3	4	2	5	1	4
II	1. прессы $U_H=380$	17	23	30	37	20	14	15	13	12	13	17	19
	2. ковочные машины $U_H=380$	33	42	80	25	75	50	7	4	8	5	6	7
III	1. краны $U_H=380$	7,5	16	7,5	16	7,5	16	3	2	2	1	1	3
		2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2						
		11	11	11	11	11	11						
IV	1. транспортеры $U_H=380$	10	15	25	12	17	30	2	1	1	2	1	2
	2. насосы $U_H=380$	160	120	180	105	80	140	2	2	1	2	2	1

Примечание: значение коэффициентов мощности, использования, спроса применять по справочным данным.

Методические указания к решению задачи

Заданную электрическую нагрузку специфических электроприемников (однофазная, печная и крановая нагрузка) необходимо привести к трехфазной системе напряжений и длительному режиму работы (с ПВ=100%).

При определении расчетной нагрузки в зависимости от значений коэффициентов использования все электроприемники необходимо разбить на характерные категории. Определение расчетной нагрузки для этих категорий ЭП осуществлять раздельно. Общая расчетная нагрузка по цеху определяется суммированием расчетных нагрузок для каждой из категорий. Результаты расчетов предоставить в виде таблиц с внесением в них данных о расчетной нагрузке, определенной каждым из указанных методов и результата расчета погрешности.

Результаты определения средней нагрузки за наиболее загруженную смену ($P_{см}$, $Q_{см}$), а также расчетной нагрузки (P_p , Q_p) рассчитанной методом коэффициента расчетной нагрузки с определением n_3 по точной формуле использовать для выполнения контрольного задания №2.

ЗАДАЧА 2. Определить расчетную нагрузку участка цеха с электросварочными установками

Таблица. Исходные данные для решения задач

№	Наименование сварочных установок номинальное напряжение режима работы	Паспортная мощность и коэффициент загрузки агрегата						Количество штук					
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
1	Сварочные точечные машины $U_H=380\text{ В}$ $\cos\phi=0.55$ ПВ= 20%	100	75	150	100	75	150	5	2	4	3	6	2
		0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	0,85						
2	Рельефные автоматические $U_H=380\text{ В}$ $\cos\phi=0.5$ ПВ= 100%	80	100	120	120	100	80	2	4	6	3	5	3
		0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95						
3	Шовные роликовые $U_H=380\text{ В}$ $\cos\phi=0.35$	30	20	30	20	30	20	10	14	8	56	3	9
		0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85						
4	Стыковые сварочные машины $U_H=380\text{ В}$ $\cos\phi=0.55$ ПВ= 20%	200	10	150	30	120	80	3	6	3	6	4	4
		0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7						

Примечание: каждый тип сварочных установок считать подключенным к отдельному шинопроводу.

Методические указания к решению задач

При работе сварочных установок различают несколько видов расчетной нагрузки:

1. номинальная мощность, приведенная к длительному режиму работы (с ПВ=100%);
2. средняя нагрузка – для расчета расхода эл. эн. и выбора компенсирующих устройств;
3. среднеквадратичная нагрузка – для выбора элементов сети по условиям нагрева;
4. пиковая нагрузка – для расчета колебаний напряжения и др.

ЗАДАЧА 3. Предварительно определив рациональное напряжение (по одной из ориентированных формул с принятием ближайшего стандартного напряжения), рассчитать экономически целесообразное сечение проводов питающей сети предприятия.

№	Наименование исходных данных	1	2	3	4	5	6
1	Максимальная активная нагрузка предприятия P_M , МВт	24	40	58	74	81	96
	Средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos\phi_{с/в}$	0,9	0,93	0,94	0,95	0,92	0,96
2	Протяженность воздушной линии электропередач от районной подстанции до ГПП (ПГВ) предприятия L , км	5	12	20	25	37	50
3	Число часов использования максимума нагрузки T_M	3500	4000	25000	45000	55000	6000
4	Состав нагрузки по категориям надежности эл. снабжения % от P_H						
	Первая	5	7	10	14	18	20
	Вторая	91	76	60	25	32	75
	Третья	4	17	30	61	50	5

Методические указания по решению задачи

Нестандартное рациональное напряжение питающей сети рассчитывается по одной из общепринятых в практике проектирования формул (Стилла, Вейкерта, Пикагосова и др.)

Поскольку сведения об имеющимся на районной подстанции классе напряжения отсутствуют, то принимается ближайшая к расчетному стандартное напряжение.

Сечения проводов воздушных ЛЭП рассчитываются в соответствии с требованиями ПУЭ по экономической плотности с выполнением проверок по допустимому нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, по условиям короны и др. Сечение проводов, удовлетворяющее всем техническим требованиям принимается в качестве базисного для проведения технико-экономических расчетов. Намечается 3-5 вариантов выполнения ЛЭП проводами сечениями не менее базисного. Для каждого из вариантов рассчитываются приведенные затраты, включающие капитальные вложения на ЛЭП и стоимость потерь электроэнергии. Принимается сечение проводов которому соответствуют минимальные приведенные народнохозяйственные затраты.

ЗАДАЧА 4. Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети

№№	Наименование исходных данных	1	2	3	4	5	6
1	Суммарная мощность эл. двигателя напряжением 6 кВ $S_{\Sigma ДВ.6 кВ}$, МВА	1,0	1,5	1,5	2,0	2,0	2,5
2	Средняя протяженность распределительной сети при радиальной схеме $L_{СР.Р}$, км	0,3	0,4	0,7	0,8	0,5	0,9
3	Средняя протяженность кабеля распределительной сети при схеме двойной магистрали $L_{СР.М}$, км	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
4	Отношение числа часов работы предприятия в год (T_r) к числу часов использования максимума нагрузки (T_M)	1,2	1,25	1,35	1,4	1,4	1,35

Считать электродвигатели напряжением 6 кВ, отнесенными к электроприемникам I категории по бесперебойности электроснабжения, их нагрузку – включенной в расчетную нагрузку предприятия.

Методические указания к решению задачи

Для сравнения принять два класса напряжения распределительной сети (6 и 10 кВ), две схемы выполнения распределительной сети предприятия (радиальную и двойными магистралями). Сравнение вариантов осуществляем с использованием математических моделей, полученных методом планирования эксперимента.

ЗАДАЧА 5. Определить расчетную нагрузку (активную, реактивную, полную) для состава электроприемников цеха.

Расчет электрических нагрузок произвести методом упорядоченных диаграмм (по коэффициентам использования и коэффициента расчетной нагрузки) и методом коэффициента спроса. При расчете методом упорядоченных диаграмм эффективное число электроприемников n_e определять по точной формуле и по указаниям.

Рассчитать погрешность при расчете электрических нагрузок методом коэффициента спроса по сравнению с методом упорядоченных диаграмм

Исходные данные:

№№	Наименование электроприемника и механизма, номинальное напряжение, режим работы	Мощ-ть одного ЭП (кВт)	Кол-во ЭП (шт)
1	Металлообрабатывающие станки $U_H = 380 В$	19	21
2	Печи электронагревательные Однофазные, $U_H = 220 В$	34	3

3	Прессы, $U_n = 380 \text{ В}$	17	15
4	Ковочные машины, $U_n = 380 \text{ В}$	23	7
5	Краны, ПВ = 25%, $U_n = 380 \text{ В}$	16+2,2+11	2
6	Вентиляторы, $U_n = 380 \text{ В}$	7,5	4
7	Транспортеры, $U_n = 380 \text{ В}$	12	2
8	Насосы, $U_n = 380 \text{ В}$	105	2

Примечание: Значение коэффициентов мощности, использования, спроса принимать по справочным данным.

ЗАДАЧА 6. Разработать систему внутреннего электроснабжения предприятия:

1. Рассчитать электрические нагрузки;
2. Выбрать число и мощность трансформаторов КТП для первых трёх цехов;
3. Осуществить компенсацию реактивной мощности для указанных цехов;
4. Разработать схему электроснабжения для указанных цехов. Выбрать сечения КЛ и условия прокладки.

Напряжение низкой стороны трансформаторов ИП или генераторов ТЭЦ принять 10 кВ.

Таблица – Электрические нагрузки цехов

Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
Главный конвейер и цех шасси	1450
Моторный цех	1300
Прессово-кузовной цех	800

Критерии оценки заданий по темам:

оценка «отлично» выставляется студенту, если практические задания решены правильно, с обоснованием применяемых теоретических положений и сопровождается необходимым анализом, и оценкой полученных результатов, сделаны выводы;

оценка «хорошо» выставляется студенту, если практические задания решены с отдельными недостатками, не влияющими на окончательный результат;

оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если практические задания решены со значительными ошибками;

оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если практические задания решены с большим числом ошибок, либо совсем не решены.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Электрон. текстовые данные.— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/28351>.— ЭБС «IPRbooks», по паролю
2. Электроснабжение: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9658.pdf
Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — СПб. : Лань, 2012. — 432 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/4544>
3. Матюнина Ю.В., Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Матюнина Ю.В., Кудрин Б.И., Жилин Б.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2013. — 412 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72340>
4. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72256>
5. Анчарова Т.В., Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. [Электронный ресурс] : справ. / Анчарова Т.В., Бодрухина С.С., Буре А.Б.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72291>
6. Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Шлейников В.Б., Сазонова Т.В.— Электрон. текстовые данные.— Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2012.— 110 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/30146>. — ЭБС «IPRbooks», по паролю
7. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 127с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf
8. Интеллектуальные системы электроснабжения [Электронный ресурс] : метод. указания к лаб.-практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 82 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7473.pdf
9. Электроснабжение городов: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с. Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7123.pdf
10. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 62 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7016.pdf
11. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод. указ. к лаб. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 77 с. Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7018.pdf
12. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с. Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf
13. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с. https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf

14. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий./Учебник для вузов. М. 2006.
15. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства./Учебник для вузов.М., 2008.
16. Ковалёв Г.Ф. Электропитающие системы и сети./ Методические указания к курсовому проектированию . Иркутск, 2005.
17. Бондаренко С.И., Чумаков В.М., Самаркина Е.В. Электроснабжение. Дипломное проектирование./ Методические указания. Иркутск, 2004.
18. Киреева Э.А., Григорьев В.И., Миронов В.А. и др. Справочная книга электрика/под ред. В.И. Григорьева, М., 2004.
19. Вагин Г.Я., Головкин Н.Н., Маслеева О.В. Пособие по дипломному проектированию./Н.Новгород, 2004.
20. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов/ Учебное пособие. М., 2002.
21. СН 174-75. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. М. 1984.
22. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей./ М., 1995.
23. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания./ М. РАО ЕЭС, 2000.