

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра электроэнергетики и электромеханики

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА

*Методические указания по выполнению курсового проекта для
студентов направления подготовки 21.05.04 Горное дело
специализация: Электрификация и автоматизация горного
производства*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2017

УДК 658.26:621.31(075.84)

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА: Методические указания по выполнению курсового проекта. Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Б.Н. Абрамович, Д.А. Устинов, Ю.А. Сычев, Ю.Л. Жуковский* СПб, 2017, 52 с.

В методических указаниях изложены порядок проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий, методики выбора основных элементов СЭС, расчета токов коротких замыканий.

Методические указания предназначены для студентов всех форм обучения, обучающихся в СПбГУ и его филиалах по направлению подготовки 21.05.04 Горное дело, специализация: Электрификация и автоматизация горного производства. Могут быть использованы бакалаврами, магистрами и аспирантами данного профиля.

Таблиц 23. Ил. 5. Библиогр. 7.

Научный редактор: профессор *А.Е. Козярук*.

© Санкт-Петербургский горный университет, 2017

ВЕДЕНИЕ

В данных методических указаниях приведены учебно-методические материалы, необходимые для изучения одного из базисных курсов «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА» и выполнения курсового проекта.

Учебная дисциплина «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА» является специальной дисциплиной и предназначена для формирования у студентов профессиональных знаний по проектированию надежных и экономичных систем электроснабжения (СЭС).

В результате изучения дисциплины студент должен:

- иметь понятие о проектной документации;
- знать принципы, методы и алгоритмы проектирования СЭС;
- знать принципы построения и реализации устройств СЭС, а также устройств защиты и сетевой автоматики;
- уметь выполнять проектирование основных элементов СЭС с использованием компьютерных средств.

Дисциплина «Электроснабжение горного производства» является обязательной дисциплиной, входит в состав Блока СЗ.Б17 «Дисциплины» и относится к *базовой* части ООП по направлению подготовки 21.05.04 «Горное дело», специализация «Электрификация и автоматизация горного производства» – индекс по учебному плану №10.

Для изучения дисциплины «Электроснабжение горного производства» необходимы знания, умения и компетенции, полученные обучающимися при изучении в Университете дисциплин «Материаловедение», «Введение в специальность», «Электротехника», «Электрические и электронные аппараты», «Электрические машины», «Горные машины и оборудование».

Знания, умения и компетенции, освоенные при изучении данной дисциплины, используются в процессе изучения специальных дисциплин «Математическое моделирование электротехнических систем», «Математическое моделирование электромеханических систем», «Электрические и электронные аппараты», и ряда специальных дисциплин, в которых

рассматриваются разделы, специфичные для данного направления подготовки «Эксплуатация систем электроснабжения», «Электробезопасность на горных предприятиях».

Номер выполняемого варианта соответствует порядковому номеру в журнале учёта текущей успеваемости.

1. КУРСОВОЙ ПРОЕКТ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА»

1.1. Содержание курсового проекта

1. Определение расчетных нагрузок горного предприятия.
2. Выбор места расположения главной понизительной подстанции (ГПП).
3. Составление схемы электроснабжения.
4. Выбор рационального напряжения.
5. Выбор параметров линий электропередач (ЛЭП).
6. Расчет токов короткого замыкания (КЗ).
7. Выбор и проверка электрических аппаратов.
8. Расчет режимов работы системы электроснабжения.
9. Оформление графического материала.
10. Составление пояснительной записки.

1.2. Исходные данные к курсовой работе

1. Место расположения предприятия.
2. Суммарная активная установленная мощность цехов и участков шахт, рудников и карьеров $P_{уст.k}$, кВт.
3. Координаты центров электрических нагрузок отдельных цехов, участков и установок.
4. Варианты уровней напряжения $U_{1н}$, $U_{2н}$, $U_{3н}$ (кВ) на подстанции.
5. Мощность $S_c^{(3)}$ (МВ·А) или ток $I_c^{(3)}$ (кА) трехфазного симметричного короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы.
6. Расстояние от подстанции до предприятия l (км).
7. Количество часов использования максимума активной мощности $T_{и.а}$ в год.
8. Коэффициент заполнения графика активной мощности $k_{з.г}$.
9. Коэффициент допустимой дополнительной нагрузки силовых трансформаторов в зимнее время за счет их недогрузки в летнее время $k''_{доп}$.
10. Среднегодовая температура окружающего воздуха $\theta_{с.г}$, °С.

11. Стоимость одного кВт·ч электроэнергии c_0 , руб.
12. Время действия релейной защиты t_3 , с.

2. ОФОРМЛЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект должна иметь титульный лист, лист задания, подписанный руководителем курсового проекта, пояснительную записку и графическую часть.

Текст пояснительной записки курсовой работы выполняется на компьютере текстовым редактором не ниже «Word 6». Шрифт «Times New Roman», размер шрифта – 14, межстрочный интервал – 1,5. Поля: слева 30 мм, остальные – 20 мм.

Пояснительная записка включает в себя оглавление, расчетно-описательную часть, выводы по всем разделам и список использованной литературы.

Пояснительная записка разбивается на разделы и подразделы. Пояснительная записка должна содержать все необходимые обоснования и расчеты с указанием принятых методов и расчетных формул. Формулы должны быть пронумерованы, буквенные обозначения расшифрованы. Однотипные расчеты должны быть сгруппированы в таблицы.

В пояснительной записке приводится эскиз генерального плана шахты или рудника с картограммой и центром (центрами) электрических нагрузок, расчетная схема и схема замещения СЭС при вычислении токов короткого замыкания и расчетов режимов.

Графическая часть работы выполняется на одном листе и содержит однолинейную схему электроснабжения промышленного предприятия со спецификацией выбранного электрооборудования и картограммой с центром (центрами) электрических нагрузок. Условные обозначения элементов СЭС на схеме должны быть выполнены в соответствии с требованиями ЕСКД.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

3.1. Определение расчётных нагрузок промышленного предприятия

Все электропотребители предприятия при определении расчётных нагрузок объединяются в группы однородных по режиму работы электроприёмников. В условиях горных предприятий к таким группам относятся скиповые подъемные установки, клетевые подъемные установки, компрессорные станции, установки для кондиционирования воздуха, технологический комплекс, подземные электроприемники, калориферы, лесной склад, склад угля, насосные станции, цеха обогатительных фабрик и др.

Для k -той группы однородных по режиму работы электроприемников расчетные активная, реактивная и полная нагрузки определяются из выражений:

$$P_{p.k} = k_{c.k} \cdot P_{уст.k}, \text{ кВт}, \quad (3.1)$$

$$Q_{p.k} = P_{p.k} \cdot tg\varphi_k, \text{ квар}, \quad (3.2)$$

$$S_{p.k} = \sqrt{P_{p.k}^2 + Q_{p.k}^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А}, \quad (3.3)$$

где $k_{c.k}$ – коэффициент спроса k -той группы электроприемников;

$tg\varphi_k = \frac{Q_{p.k}}{P_{p.k}}$ и определяется характерным для k -той группы

электроприёмников режимом (табл. П1.1); $P_{уст.k}$ – суммарная активная рабочая установленная мощность электроприёмников k -той группы.

Расчёт электрических нагрузок экскаваторов производится методом удельного электропотребления. Активная составляющая расчётной мощности

$$P_p = \frac{\omega_{уд} \cdot A_r}{T_{н.а}}, \text{ кВт}, \quad (3.4)$$

где $\omega_{уд}$ – удельный расход электроэнергии для заданного типа экскаватора, кВт·ч/м³, A_r – годовая производительность экскаватора,

м³ /год; годовое число часов использования $T_{и.а}$ максимума активной нагрузки экскаватора принять равным 5000 ч.

Расчетные активная P_p , реактивная Q_p и полная S_p нагрузки горного предприятия определяются с учётом коэффициента одновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников $k_{p.м}$ и обеспечения оптимального $tg\phi_0$ на шинах ГПП по формулам:

$$P_p = k_{p.м} \sum_{k=1}^n P_{p.k}, \text{ кВт}, \quad (3.5)$$

$$Q_p = P_p \cdot tg\phi_0, \text{ квар}, \quad (3.6)$$

где n – число групп однородных по режиму работы электроприемников предприятия.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников зависит от технологического процесса и для горных предприятий равен 0,8-0,9. Величина оптимального $tg\phi_0$ определяется с учетом места расположения предприятия и напряжения на вводе ГПП (табл. П1.2).

Реактивная нагрузка всех групп однородных по режиму работы электроприемников предприятия:

$$Q_{p1} = k_{p.м} \sum_{k=1}^n Q_{p.k}, \text{ квар}, \quad (3.7)$$

реактивная мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на ГПП:

$$Q_{к.у} = Q_{p1} - Q_p, \text{ квар}. \quad (3.8)$$

Расчет нагрузок предприятия записывают по форме, приведенной в табл. П2.1 и П2.2; при этом значения величин Q_{p1} и $Q_{к.у}$ определяют для всех напряжений U_n , имеющих на подстанции системы, питающей промышленное предприятие.

3.2. Выбор места расположения ГПП

Главная понизительная подстанция является одним из основных звеньев СЭС промышленного предприятия. На территории предприятия ГПП стремятся разместить в условном центре электрических нагрузок (ЦЭН). Под условным ЦЭН понимают точку на генеральном плане предприятия, в которой при сооружении ГПП имеет место минимум расхода цветного металла на воздушные и кабельные ЛЭП. При невозможности разместить ГПП в условном центре электрических нагрузок из-за расположения в нем технологического объекта или по другим причинам, ГПП размещают вблизи условного центра нагрузок.

Для определения условного ЦЭН на генеральный план, где показаны все производственные цеха (установки), наносят картограмму нагрузок, состоящую из окружностей с центром в условном ЦЭН отдельных цехов (рис. 3.1).

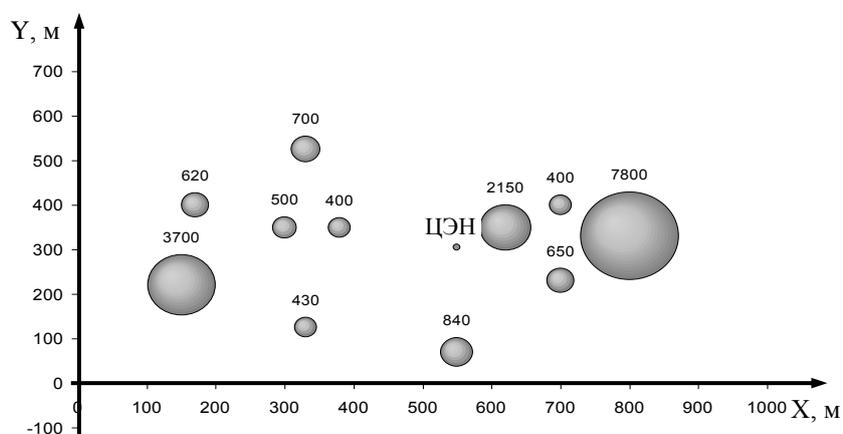


Рис. 3.1. Картограмма нагрузок предприятия.

Площадь, ограниченная каждой из этих окружностей в выбранном масштабе, равна расчётной активной нагрузке соответствующего цеха (установки), а радиус окружностей:

$$r_k = \sqrt{\frac{P_{p.k}}{\pi m}}, \text{ мм}^2, \quad (3.9)$$

где m – масштаб для определения площади круга, кВт/мм².

Каждый круг может быть разделен на секторы, площади которых пропорциональны силовой и осветительной нагрузкам.

На генеральный план предприятия наносят координаты условного центра электрических нагрузок:

$$X_0 = \frac{\sum_{k=1}^n P_{p.k} X_k}{\sum_{k=1}^n P_{p.k}}, \text{ м}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{k=1}^n P_{p.k} \cdot Y_k}{\sum_{k=1}^n P_{p.k}}, \text{ м}. \quad (3.10)$$

3.3. Составление схемы электроснабжения

Электроснабжение горных предприятий осуществляется, как правило, от подстанций системы. В связи с наличием на горных предприятиях потребителей 1-ой категории по надежности электроснабжения, питание их электроэнергией производится по двум воздушным тупиковым радиальным линиям электропередачи (рис. 3.2). Типичным решением является размещение на ГПП двух силовых трансформаторов.

При выходе из строя одной из ЛЭП или одного силового трансформатора, оставшиеся ЛЭП и трансформатор с учетом допустимой перегрузки в условиях шахт или рудников должны обеспечивать передачу полной расчетной нагрузки, в условиях открытых горных работ допускается уменьшение передачи до 75 % расчетной нагрузки.

Для уменьшения затрат на установку коммутационной аппаратуры на вводе ГПП предусматривают установку отделителей и короткозамыкателей. В аварийных режимах коммутацию тупиковых ЛЭП производят выключателями, установленными в начале ЛЭП на подстанции системы. Для повышения надёжности электроснабжения, между питающими ЛЭП предусматривают перемычку с разъединителями и выключателями, что позволяет

сохранить в работе оба силовых трансформатора ГПП при отказе одной из ЛЭП.

Узловым пунктом ГПП является система сборных шин, через которую протекает весь ток, потребляемый подстанцией. На ГПП для каждого напряжения вторичных обмоток силовых трансформаторов обычно применяется одиночная секционированная система сборных шин.

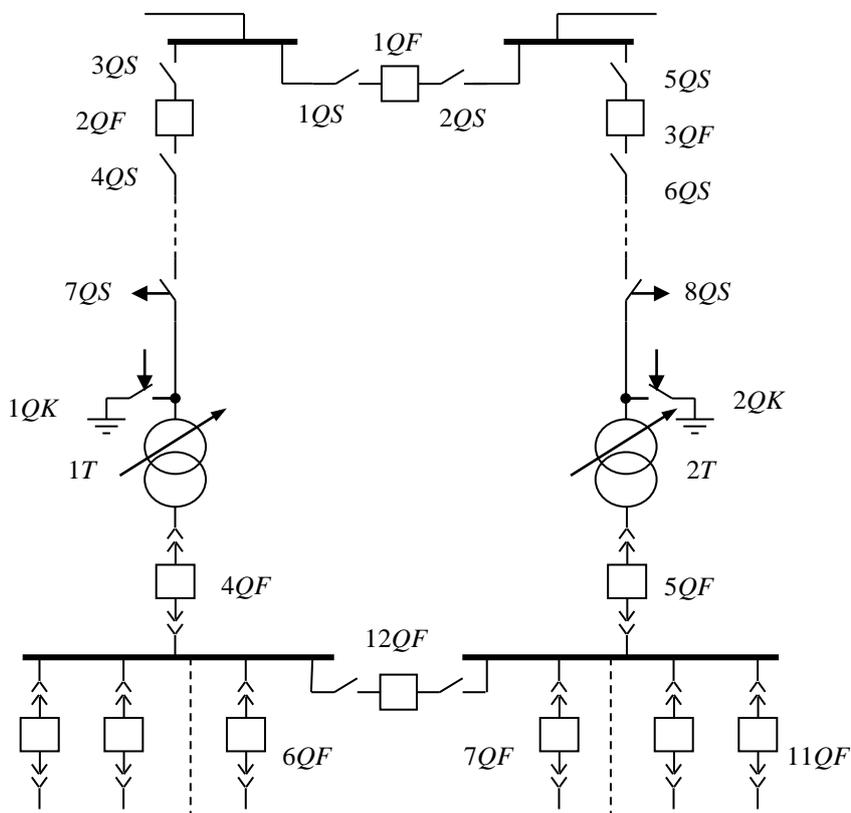


Рис. 3.2. Вариант схемы электроснабжения предприятия

К каждой секции посредством выключателей подключается обмотка низшего напряжения силового трансформатора и

электроприёмники, расчётная мощность которых приблизительно равна половине расчётной мощности предприятия. К потребителям 1-ой категории предусматриваются отдельные вводы от различных секций сборных шин. Между секциями устанавливается межсекционный выключатель, обеспечивающий автоматический ввод резерва (АВР).

Для ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений на вводе ГПП устанавливают разрядники. С целью повышения электробезопасности, обеспечения надежной работы устройств защиты от замыканий на землю и улучшения режима напряжения питания поверхностных и подземных потребителей в угольных и сланцевых шахтах производят от различных обмоток низшего напряжения силовых трехобмоточных трансформаторов или применяют разделительные трансформаторы 6/6,3 кВ.

Составленная схема электроснабжения должна обеспечивать выполнение оперативных переключений, а также переключений, связанных с выводом в ремонт отдельных аппаратов.

Повышение уровня безопасности систем электроснабжения угольных шахт, где согласно действующим правилам применяются электрические сети с изолированной нейтралью, обеспечивается применением защит, осуществляющих контроль сопротивления изоляции электрооборудования относительно земли и реагирующих на снижение уровня этого сопротивления. Эффективная работа таких защит возможна при электрическом разделении протяженных подземных кабельных линий от кабельных и воздушных линий поверхностного комплекса, характеризующихся повышенной повреждаемостью или невысоким уровнем сопротивления изоляции. Способ питания электроприемников шахт, при котором предусматривается электрическое разделение подземных кабельных сетей от сетей поверхности, называется обособленным и является одной из мер повышения безопасности и надежности электроснабжения подземных электроприемников. Обособленное питание является обязательным при проектировании новых и реконструкции действующих систем электроснабжения шахт напряжением 6 (10) – 220 кВ, а также в случаях, предусмотренных «Правилами безопасности в угольных и сланцевых шахтах».

В обособленных подземных сетях 6 (10) кВ повышение безопасности электроустановок обеспечивается:

- предупреждением повреждений изоляции, вызываемых авариями в электроустановках на поверхности шахты или в сетях других объектов электроснабжения (замыкания на землю, атмосферные перенапряжения и т.п.);
- автоматическим контролем и отключением токов утечки и замыканий на землю устройствами общесетевой или селективной защиты от замыканий на землю;
- ограничением потенциалов на корпусах электрооборудования за счет уменьшения емкостных токов замыкания на землю в подземных сетях;
- повышением надежности питания подземных электроустановок исключением влияния объектов повышенной поврежденности (например, воздушные ЛЭП поверхности) на работу подземных сетей;
- ослаблением вредных влияний на подземную сеть высших гармонических составляющих, а также колебаний напряжения при включении на поверхности мощных электрических приводов;
- применением эффективных средств ограничения токов к.з., например, разделительных трансформаторов, позволяющих в некоторых случаях исключить применение токоограничивающих реакторов.

Схемы обособленного питания выполняются на базе трехобмоточных трансформаторов ТДТНШ, двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения ТРДН или разделительных трансформаторов ТМШ напряжением 6/6,3 кВ.

При выборе схем обособленного питания руководствуются тем, что обособленное питание, как правило, целесообразно предусматривать для всех подземных электроприемников. Предпочтительными по технико-экономическим соображениям являются схемы обособленного питания с применением трансформаторов с расщепленными обмотками и трехобмоточных трансформаторов.

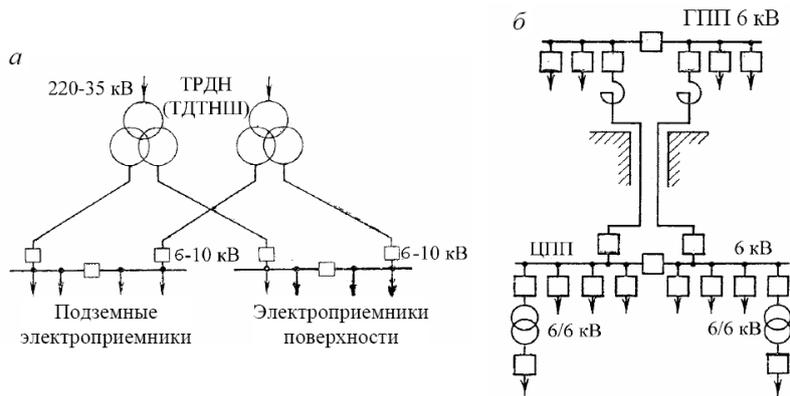


Рис. 3.3. Схемы обособленного питания подземных электроприемников от трехобмоточных (а) и разделительных (б) трансформаторов.

Для выравнивания нагрузок трансформаторов с расщепленными обмотками к сборным шинам обособленной подземной нагрузки допускается присоединение энергоемких электроприемников поверхности, получающих питание по кабельным линиям.

Разделительные трансформаторы устанавливаются для питания обособляемых электроустановок 6 (10) кВ, когда целесообразность применения трех или двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками не подтверждается технико-экономическими расчетами. Как правило, это имеет место при реконструкции электроснабжения действующих шахт и реализации принципа обособленного питания в процессе этой реконструкции.

В обособленных сетях предусматриваются контроль сопротивления изоляции и защитное отключение токов однофазного замыкания утечки на землю. Эти сети должны быть оснащены аппаратурой селективной защиты от токов замыкания на землю и устройствами контроля активного сопротивления изоляции.

Проектирование и выбор схем электроснабжения промышленных предприятий выполняется на основе результатов технико-экономических расчетов в соответствии с рекомендациями,

изложенными в «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ), исходя из следующих принципов:

- максимальное приближение высшего напряжения 35, 110, 220 кВ к потребителям электроэнергии путем устройства глубокого ввода. В этом случае главная понизительная подстанция (ГПП) сооружается в центре электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия или вблизи него. Под ЦЭН понимают точку на генеральном плане предприятия при размещении ГПП, в которой возможен минимум приведенных затрат на прием и распределение электроэнергии;
- выполнение схем электроснабжения с применением в технически и экономически обоснованных случаях наиболее простых и дешевых электрических аппаратов;
- обеспечение необходимой надежности и бесперебойности электроснабжения за счет применения автоматического повторного включения (АПВ) питающих линий и автоматического ввода резервного источника питания (АВР);
- обеспечение потребителей электроэнергией необходимого качества в соответствии с ГОСТ;
- обеспечение требований по компенсации реактивной мощности.

3.4. Выбор рационального напряжения

Под рациональным напряжением понимают напряжение, при котором имеет место минимум приведенных годовых затрат на эксплуатацию СЭС. Для выбора рационального напряжения производится расчёт годовых приведенных затрат для трёх вариантов электроснабжения предприятия, отличающихся уровнем используемого напряжения на подстанции системы. Для сокращения объёма вычислений приведенные годовые затраты определяют только для воздушных ЛЭП высшего напряжения и коммутационной аппаратуры, установленной на подстанции системы и на стороне высшего напряжения ГПП. Затраты на эксплуатацию, включающие расходы на заработную плату и

общепроизводственные расходы принимаются одинаковыми в сравниваемых вариантах, и при определении приведенных затрат не учитываются. Приведенные годовые затраты при выборе рационального напряжения определяются по формуле:

$$Z_{\Sigma} = 0,12 \cdot K + C_{\Sigma}, \text{ руб.} \quad (3.11)$$

где K – капитальные вложения, руб; C_{Σ} – эксплуатационные расходы, руб.

$$C_{\Sigma} = C_a + C_p, \text{ руб.} \quad (3.12)$$

где C_a – амортизационные отчисления, руб; C_p – стоимость потерь электроэнергии, руб.

Для сокращения объёма вычислений, при выполнении курсовой работы приведенные годовые затраты определяют только для воздушных ЛЭП высшего напряжения и коммутационной аппаратуры, установленной на подстанции системы и на стороне высшего напряжения ГПП. Капитальные вложения определяют по формуле:

$$K = K_{л} + K_{а.в.}, \text{ руб.} \quad (3.13)$$

где $K_{л}$ – стоимость сооружения воздушных тупиковых ЛЭП, руб;
 $K_{а.в.}$ – стоимость электрических аппаратов высшего напряжения, руб.

3.4.1. Определение капитальных вложений

Для каждого из сравниваемых вариантов капитальные затраты определяют по укрупнённым технико-экономическим показателям, учитывая элементы СЭС, установленные до понижающих трансформаторов. Для определения капиталовложений на сооружение воздушных ЛЭП производится выбор сечения проводов по допустимому нагреву и экономической плотности тока. Расчётный ток ЛЭП определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{1,3 \cdot \sqrt{3} U_n}, \text{ А.} \quad (3.14)$$

где U_n – принятое в рассматриваемом варианте линейное напряжение, кВ; 1,3 – коэффициент, учитывающий перегрузку одной из ЛЭП в случае повреждения или отключения другой.

Сечение проводов ЛЭП по допустимому нагреву $s_{л.д.}$ определяется по табл. П1.3 из условия $I_{л.д.} > I_p$, где $I_{л.д.}$ – допустимый по условию нагрева ток, А.

В табл. П1.3 $\Delta P_{н.л.}$ – потери активной мощности в ЛЭП при полной нагрузке, кВт/км; $\ell_{\Delta U}$ – длина линии, на которой теряется 1 % напряжения при ее полной нагрузке, км.

Выбранное сечение проводов $s_{л.д.}$ обеспечивает передачу полной расчетной мощности S_p в аварийном режиме на расстояние:

$$\ell_d = \ell_{\Delta U} \cdot \Delta U_{доп} \frac{S}{S_p}, \text{ км}, \quad (3.15)$$

где $\Delta U_{доп}=10\%$ – допустимая потеря напряжения в ЛЭП в аварийном режиме; $S = \sqrt{3}U_n \cdot I_{л.д.}$ – допустимая по условиям нагрева передаваемая по ЛЭП полная мощность, кВ·А.

Если $\ell_d > \ell$ (ℓ – расстояние от подстанции системы до ГПП предприятия, км), то выбранное сечение проводов ЛЭП удовлетворяет техническим требованиям передачи полной расчетной мощности предприятию от подстанции системы. Если $\ell_d < \ell$, то к рассмотрению должно быть принято большее сечение проводов ЛЭП.

Сечение проводов по экономической плотности тока:

$$s_{л.э.} = \frac{I_p}{j_э}, \text{ мм}^2, \quad (3.16)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, А/мм² (табл. П1.4).

По наибольшему из двух сечений $s_{л.д.}$ и $s_{л.э.}$ (табл. П1.3) определяется ближайшее большее стандартное сечение s_d проводов ЛЭП и капитальные вложения K_d на её сооружение. Результаты расчёта капитальных вложений K_d сводятся в табл. П2.3, где также указываются для принятого сечения ЛЭП допустимый ток $I_{л.д.}$ и потеря активной мощности в ЛЭП при полной нагрузке $\Delta P_{н.л.}$.

Для определения капитальных вложений $K_{а.э}$ на электрические аппараты высшего напряжения в соответствии с принятой схемой, производится их предварительный выбор с учетом технических характеристик (табл. П1.5-П1.7) по условию:

$$U_{н.а} \geq U_n \text{ и } I_{н.а} \geq I_p,$$

где $U_{н.а}$, $I_{н.а}$ – номинальные напряжение и ток аппарата; U_n , I_p – номинальное линейное напряжение и расчетный ток рассматриваемого варианта. Результаты расчета капитальных вложений на электрические аппараты следует свести в табл. П2.4.

3.4.2. Определение эксплуатационных расходов для сравниваемых вариантов

Стоимость потерь электроэнергии в воздушных ЛЭП:

$$C_{п} = 2 \cdot 10^{-3} \Delta P_{н.л} \cdot \ell \cdot k_{з.л}^2 \cdot T_{п} \cdot c_0, \text{ руб./год} \quad (3.17)$$

где $k_{з.л}$ – коэффициент загрузки линии; $T_{п}$ – время потерь электроэнергии в год, ч; c_0 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб. Число часов потерь электроэнергии в год определяется по кривым на рис. 3.4; коэффициент загрузки линии вычисляется по формуле:

$$k_{з.л} = \frac{I_p}{I_{л.д}}. \quad (3.18)$$

Амортизационные отчисления для ЛЭП и электрических аппаратов высшего напряжения

$$C_a = C_{а.л} + C_{а.э} = E_{а.л} \cdot K_{л} + E_{а.э} \cdot K_{а.э}, \text{ руб./год} \quad (3.19)$$

где $E_{а.л}$ и $E_{а.э}$ – соответственно общие нормы амортизационных отчислений на ЛЭП и электрические аппараты высшего напряжения (табл. П1.11).

Результаты расчета эксплуатационных расходов сводятся в табл. П2.5.

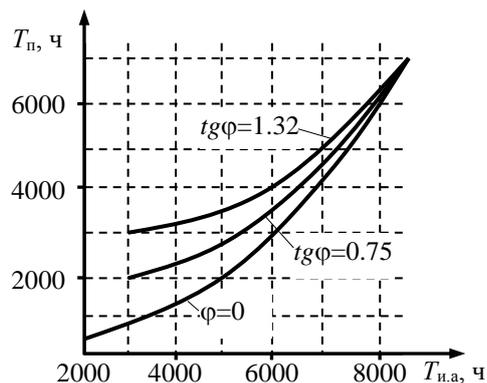


Рис. 3.4. Зависимость числа потерь электроэнергии от числа часов использования максимума нагрузки

Годовые приведенные затраты по сравниваемым вариантам (U_n ; K ; C_3 ; Z_3) сводятся в таблицу. К применению принимается напряжение, при котором приведенные годовые затраты минимальны. Если для сравниваемых вариантов приведенные затраты отличаются не более чем на 5%, то принимается более высокое напряжение.

3.5. Выбор силовых трансформаторов

Для двухтрансформаторных подстанций горных предприятий необходимая мощность силового трансформатора ГПП определяется по формуле:

$$S_T = \frac{\kappa_1 \cdot S_p \cdot 10^{-3}}{\kappa_{доп}}, \text{ кВ}\cdot\text{А}, \quad (3.20)$$

где $\kappa_1 = 1$ – для шахт и рудников; $\kappa_1 = 0.75$ – для карьеров; $\kappa_{доп}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора:

$$\kappa_{доп} = 1 + \kappa'_{доп} + \kappa''_{доп} + \frac{5 - \Theta_{с.г.}}{100}, \quad (3.21)$$

где $\kappa'_{доп} = (1 - \kappa_{з.г.}) \cdot 0.3$ – коэффициент, учитывающий допустимую дополнительную нагрузку трансформатора в часы максимальной

нагрузки сверх номинальной паспортной мощности за счёт неполного использования трансформатора в течение остального времени суток; $k_{з.г.}$ – коэффициент заполнения графика полной мощности или тока; $k''_{доп} \leq 0,15$ – коэффициент, учитывающий допустимую дополнительную нагрузку трансформатора в зимнее время года за счёт недогрузки его в летнее время.

Если в летние месяцы года максимум графика нагрузки силового трансформатора меньше его номинальной мощности, то в зимние месяцы года допускается перегрузка трансформатора, но не более чем на 15% на каждый процент недогрузки в летние месяцы; $\theta_{с.г.}$ – среднегодовая температура окружающего воздуха, °С.

Коэффициент допустимой перегрузки не должен превышать 1,3.

По найденной величине S_T при условии, что номинальная мощность трансформатора $S_{т.н.} \geq S_T$, определяют возможные типоразмеры силовых трансформаторов, устанавливаемых на ГПП. В курсовой работе необходимо выбрать три ближайших бóльших по мощности трансформатора (табл. П1.5). К установке на ГПП принимаются силовые трансформаторы, типоразмер которых обеспечивает минимум приведенных годовых затрат.

Приведенные годовые затраты на силовые трансформаторы ГПП:

$$Z_T = 0,12 \cdot K_T + C_{э.т.}, \text{ руб.} \quad (3.22)$$

где K_T – капитальные вложения на силовые трансформаторы ГПП, тыс. руб.; $C_{э.т.}$ – эксплуатационные расходы на силовые трансформаторы, тыс. руб.; $K_T = 2 \cdot K_{т1}$, где $K_{т1}$ – стоимость одного силового трансформатора (табл. П1.5).

Эксплуатационные расходы с учётом сравнительного характера расчётов:

$$C_{э.т.} = C_{а.т.} + C_{п.т.}, \text{ руб.} \quad (3.23)$$

где $C_{а.т.}$ – амортизационные отчисления на силовые трансформаторы; $C_{п.т.}$ – стоимость потерь электроэнергии в силовых трансформаторах:

$$C_{a.t.} = 2 \cdot E_{a.t.} \cdot K_{т1}, \text{ руб,} \quad (3.24)$$

где $E_{a.t.}$ – общие нормы амортизационных отчислений на силовые трансформаторы (табл. П1.11).

Стоимость потерь электроэнергии в силовых трансформаторах:

$$C_{п.т} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot [\Delta P_x + k_{и.п} \cdot \Delta Q_x + k_{з.т}^2 (\Delta P_k + k_{и.п} \cdot \Delta Q_k)] \cdot T_{п} \cdot c_0, \text{ руб,} \quad (3.25)$$

где ΔP_x и ΔQ_x – потери активной и реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода; ΔP_k и ΔQ_k – потери активной и реактивной мощности в трансформаторе в режиме короткого замыкания; $k_{з.т}$ – коэффициент загрузки трансформатора; $k_{и.п} = 0,05$ – коэффициент, учитывающий потери активной мощности при передаче реактивной мощности от генераторной подстанции к промышленному предприятию.

В системах электроснабжения нередко прибегают к установке трехобмоточных трансформаторов для обеспечения питания потребителей на разных напряжениях. Подсчет потерь электроэнергии трехобмоточных трансформаторов осложняется тем, что в справочных материалах потери мощности могут быть даны суммарно на весь трансформатор при условии 100%-ной загрузки всех трех обмоток (высшего, среднего и низшего напряжений). В действительных условиях загрузка обмоток трансформатора не имеет такого соотношения. Например, когда нагрузка обмотки высшего напряжения (примем ее питающей) равна 100 %, тогда сумма нагрузок обмоток среднего и низшего напряжений должна быть равна тоже 100 % (НН – 30 %, СН – 70 % или НН – 40 %, СН – 60 % или другие сочетания).

Стоимость потерь электроэнергии в трехобмоточном трансформаторе равна:

$$C_{п} = \left[\begin{array}{l} \Delta P_x + k_{и.п} \Delta Q_x + k_{з.вн}^2 (\Delta P_{к.вн} + k_{и.п} \cdot \Delta Q_{к.вн}) + \\ + k_{з.сч}^2 (\Delta P_{к.сч} + k_{и.п} \Delta Q_{к.сч}) + \\ + k_{з.нн}^2 (\Delta P_{к.нн} + k_{и.п} \cdot \Delta Q_{к.нн}) \end{array} \right] \cdot T_{п} \cdot c_0, \quad (3.26)$$

где $K_{з.вн}$, $K_{з.сч}$, $K_{з.нн}$, – коэффициенты загрузки обмотки высшего, среднего и низшего напряжения соответственно.

Так как исходные технические данные по трехобмоточным трансформаторам потери мощности в металле обмоток задаются попарно: $\Delta P_{к.вн-нн}$, $\Delta P_{к.вн-сч}$, $\Delta P_{к.сч-нн}$, то для определения потерь при нагрузке каждой обмотки на номинальную мощность трансформатора составляем уравнения:

$$\begin{cases} \Delta P_{к.вн-сч} = \Delta P_{к.вн} - \Delta P_{к.сч}; \\ \Delta P_{к.вн-нн} = \Delta P_{к.вн} - \Delta P_{к.нн}; \\ \Delta P_{к.сч-нн} = \Delta P_{к.сч} - \Delta P_{к.нн}; \end{cases} \quad (3.27)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{к.вн} = \frac{\Delta P_{к.вн-сч} + \Delta P_{к.вн-нн} - \Delta P_{к.сч-нн}}{2}; \\ \Delta P_{к.сч} = \frac{\Delta P_{к.вн-сч} + \Delta P_{к.сч-нн} - \Delta P_{к.вн-нн}}{2}; \\ \Delta P_{к.нн} = \frac{\Delta P_{к.вн-нн} + \Delta P_{к.сч-нн} - \Delta P_{к.вн-сч}}{2}. \end{cases} \quad (3.28)$$

3.6.Выбор параметров ЛЭП, питающих отдельные цеха

При выполнении курсовой работы необходимо учесть, что для питания электроэнергией отдельных цехов (установок) горного предприятия принимаются кабельные, а при наличии удаленных электроприемников – воздушные одноцепные ЛЭП с проводами марки АС. Номинальное напряжение питания цехов и установок равно 6 кВ. Длина питающих линий для k -го цеха (установки) ℓ_k определяется на основании генерального плана промышленного предприятия с выбранным местом расположения ГПП (см. рис. 3.1). Число часов использования максимума активной нагрузки для отдельных цехов (установок) принимается равным числу часов использования максимума активной нагрузки предприятия, указанному в задании. Расчетный ток ЛЭП:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3}U_H}, \text{ А.} \quad (3.29)$$

Выбор сечения проводов производится по допустимому по условиям нагрева току и экономической плотности тока аналогично рассмотренному в подразделе 3.4.1. Техничко-экономические характеристики воздушных ЛЭП с проводом марки SAХ напряжением 6 кВ приведены в табл. П1.3, для кабельных ЛЭП – в табл. П1.8. Экономические плотности тока даны в табл. П1.4.

Активное и индуктивное сопротивления определяют по формулам:

$$R_{л.k} = r_0 \cdot \ell_k, \text{ Ом}; \quad X_{л.k} = x_0 \cdot \ell_k, \text{ Ом}, \quad (3.30)$$

где r_0 и x_0 – погонные активное и индуктивное сопротивления ЛЭП, Ом/км. Величину r_0 принимаем для каждого из сечений по табл. П1.10, а x_0 – по табл. П1.8.

Результаты выбора ЛЭП, питающих электроэнергией отдельные цеха (установки) предприятия, сводятся в табл. П2.7.

3.7. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки по электродинамической и термической стойкости электрических аппаратов и проводников, проектирования и настройки релейной защиты.

Источниками питания места короткого замыкания являются генераторы электростанций, энергосистемы и электродвигатели напряжением свыше 1000 В, если они связаны с местом короткого замыкания непосредственно, кабельными линиями, токопроводами или через линейные реакторы. Подпитывающее действие электродвигателей учитывается только в начальный момент короткого замыкания.

Для вычисления токов короткого замыкания составляют расчетную схему, соответствующую нормальному режиму, которая составляется на основе анализа схемы СЭС и представляет собой однолинейную электрическую схему.

На расчетной схеме указывают все источники питания и элементы сети, намечают необходимые места, в которых будет выполняться расчет токов короткого замыкания. Параметры источников питания и элементов СЭС приведены в исходных данных. Для синхронных генераторов и электродвигателей напряжением свыше 1000 В ЭДС принимают равной сверхпереходной ЭДС E'' .

В качестве примера на рис. 3.5 приведена расчетная схема для схемы электроснабжения, показанной на рис. 3.2. По расчетной схеме составляют схему замещения. При этом все электромагнитные связи между элементами схемы путем эквивалентных преобразований заменяются электрическими [2, 4]. Рядом с каждым элементом схемы в числителе указывается его порядковый номер n , а в знаменателе – величина сопротивления (Ом) или относительных базисных единицах, приведенных к базовой ступени. В качестве базовой ступени обычно принимают ступень трансформации, на которой рассчитывают ток короткого замыкания. Напряжение базовой ступени U_6 принимается равным среднему (номинальному) напряжению U_n ступени трансформации в соответствии со шкалой: 230; 154; 115; 37; 10,5; 6,3 кВ.

Расчет токов короткого замыкания необходимо произвести в физических единицах и относительных базисных единицах. При расчете тока короткого замыкания в относительных единицах за базовую мощность удобно принимать мощность, кратную 10 (например, 100 или 1000 МВ·А), или мощность энергосистемы, питающей предприятие электроэнергией, или номинальную мощность какого-либо элемента СЭС. Если расчет тока короткого замыкания выполняется приближенно с помощью расчетных кривых, то базовая мощность должна быть принята равной мощности питающей энергосистемы.

Базисный модуль полного сопротивления Z_6 до места короткого замыкания, ток I_6 и мощность S_6 определяются по формулам:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_6} ; I_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3}Z_6} ; S_6 = \sqrt{3}U_6 \cdot I_6 . (3.31)$$

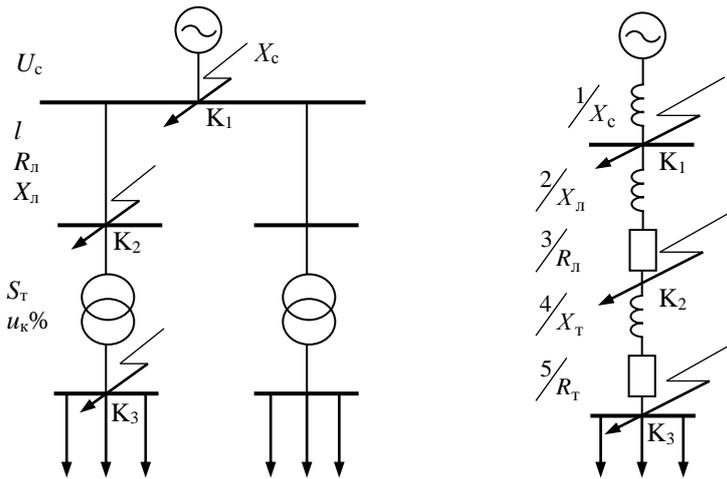


Рис. 3.5. Расчетная схема и схема замещения при вычислении токов КЗ.

Для трехфазных двухобмоточных трансформаторов величины активного R_T и индуктивного X_T сопротивлений, приведенные к обмотке высшего напряжения и используемые при расчете приведенных сопротивлений, даны в табл. П1.5. Для трехфазных трехобмоточных трансформаторов величины активных $R_{T.в.}$, $R_{T.с.}$, $R_{T.н.}$ и индуктивных $X_{T.в.}$, $X_{T.с.}$, $X_{T.н.}$ сопротивлений обмоток высшего, среднего и низшего напряжений, необходимые для вычисления приведенных сопротивлений, указаны в работе [4]. Индуктивные сопротивления реакторов X_p приведены в работе [3] и в табл. П1.9.

При расчёте тока короткого замыкания ЭДС всех источников принимаются совпадающими по фазе. Поэтому расчет выполняется с использованием метода наложения: ток от каждого источника питания в месте короткого замыкания рассчитывают отдельно, а затем находят результирующий ток путем арифметического суммирования составляющих от отдельных источников.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в физических единицах:

- при питании от энергосистемы:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}Z_c}; \quad (3.32)$$

- при питании от синхронного генератора или электродвигателя напряжением 1000 В:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E_{*}^{(H)} U_{\delta}}{\sqrt{3}Z_c}, \quad (3.33)$$

где $Z_c = \sqrt{R_c^2 + X_c^2}$; $R_c = \sum_{n=1}^p R_n$; $X_c = \sum_{n=1}^m X_n$; p – число последовательно соединенных активных сопротивлений от источника питания до места короткого замыкания; m – число последовательно соединенных индуктивных сопротивлений от источника питания до места короткого замыкания.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в относительных базисных единицах:

- при питании от энергосистемы:

$$I_{\kappa^{*(6)}}^3 = S_{\kappa^{*(6)}}^3 = \frac{1}{Z_{c^{*(6)}}}; \quad (3.34)$$

- при питании от синхронного генератора или электродвигателя напряжением свыше 1000 В:

$$I_{\kappa^{*(6)}}^3 = \frac{E_{*}^{(H)}}{Z_{c^{*(6)}}}, \quad (3.35)$$

где $S_{\kappa^{*(6)}}^3$ – мощность трехфазного симметричного короткого замыкания,

$$Z_{c^{*(6)}} = \sqrt{R_{c^{*(6)}}^2 + X_{c^{*(6)}}^2}; \quad R_{c^{*(6)}} = \sum_{n=1}^p R_{n^{*(6)}}; \quad X_{c^{*(6)}} = \sum_{n=1}^m X_{n^{*(6)}}. \quad (3.36)$$

Переход от тока и мощности короткого замыкания в относительных единицах к току и мощности в физических единицах

производится по формулам:

$$I_k^{(3)} = I_{k^{*(6)}}^{(3)} I_{\sigma}^{(3)}; S_k^{(3)} = S_{k^{*(6)}}^{(3)} S_{\sigma}^{(3)}. \quad (3.37)$$

Если $R_c / X_c < 0.3$ или $R_{c^{*(6)}} / X_{c^{*(6)}} < 0.3$, то активное

сопротивление R_c при расчете периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания не учитывается.

Периодическая составляющая тока двухфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2. \quad (3.38)$$

Ударный ток трехфазного симметричного короткого замыкания при питании от энергосистемы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k^{(3)}, \quad (3.39)$$

где $k_y = 1 + e^{-0.01/T_{ac}}$ – ударный коэффициент.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного симметричного замыкания при питании от энергосистемы:

$$T_{ac} = \frac{X_c}{\omega R_c}, \quad \omega = 2\pi \cdot f, \quad (3.40)$$

где f – частота питающей сети, Гц.

Импульс квадратичного тока. Температура перегрева проводника током в установившемся режиме по отношению к температуре окружающей среды определяется из уравнения теплового баланса, т.е. равенства количеств выделяемого и рассеянного тепла. Из-за кратковременности процесса КЗ отвод тепла не учитывается, так как процесс считается адиабатным. Суммарный импульс квадратичного тока КЗ (греющего тока):

$$B_k = B_{к.п} + B_{к.а}, \quad (3.41)$$

где $B_{к.п}$ – импульс квадратичного тока от периодической составляющей тока КЗ; $B_{к.а}$ – импульс квадратичного тока от аperiodической составляющей тока КЗ.

В общем случае:

$$B_k = \int_{t=0}^{t=t_{откл}} (i^{(3)})^2 dt = \sum_{n=1}^m (i_n^{(3)})^2 \Delta t, \quad (3.42)$$

где m – число отрезков дискретного временного интервала при замене интеграла конечной суммой, $m = \varepsilon \left(\frac{t_{откл}}{\Delta t} \right) + 1$; ε – символ целой части частного $t_{откл} / \Delta t$; Δt – дискретный временной интервал разбиения зависимости $i^{(3)} = f(t)$; $i_n^{(3)}$ – среднее значение тока КЗ на n -м дискретном временном интервале.

При питании от энергосистемы с учетом подпитки точки КЗ от электродвигателя:

$$B_{к.п} = (I_c^{(3)})^2 \cdot t_{откл} + 2I_c^{(3)} \cdot I_d^{(3)} \cdot T'_d \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T'_d}} \right) + 0,5(I_d^{(3)})^2 \cdot T'_d \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T'_d}} \right), \quad (3.43)$$

$$B_{к.а} = \left((I_c^{(3)})^2 + (I_d^{(3)})^2 \right) \cdot T_{а.сх} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_{а.сх}}} \right), \quad (3.44)$$

где $I_c^{(3)}$, $I_d^{(3)}$ – соответственно действующие значения тока короткого замыкания от системы и тока подпитки от электродвигателя; T'_d – переходная постоянная времени двигателя.

Обобщенная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от системы и двигателя:

$$T_{a.cx} = \frac{T_{a.c} \cdot I_c^{(3)} + T_{a.d} \cdot I_d^{(3)}}{I_c^{(3)} + I_d^{(3)}}, \quad (3.45)$$

где $T_{a.c}$, $T_{a.d}$ – переходные постоянные времени затухания аperiodических составляющих тока короткого замыкания, соответственно от системы и тока подпитки от электродвигателя.

Приведенное время КЗ. При проверке электроаппаратов по термической стойкости пользуются приведенным временем КЗ $t_{п.п}$. Под приведенным временем понимают время, в течение которого периодическая составляющая установившегося тока короткого замыкания выделила бы такое же количество тепла, что и ток в действительном режиме КЗ:

$$t_{п.п} = \frac{B_k}{(I_\infty^{(3)})^2}. \quad (3.46)$$

Результаты расчета тока короткого замыкания сводят в табл. П2.8. Если мощность короткого замыкания в линии, питающей подземные электроприемники, превышает максимально допустимую для выключателей мощность, то необходимо предусмотреть установку в данной ЛЭП реакторов для уменьшения мощности КЗ.

3.8. Проверка изолированных проводов и кабелей по условию термической стойкости

Минимальное сечение проводника по условию термической стойкости:

$$S_{min} = \frac{I_\infty^{(3)} \sqrt{t_{п.п}}}{\sqrt{A_{кон} - A_{нач}}}. \quad (3.47)$$

Значения $A_{кон}$ и $A_{нач}$ определяют по кривым нагрева токоведущих частей при КЗ (рис. 3.6), зная допустимые значения температур нагрева при КЗ и при нормальном режиме.

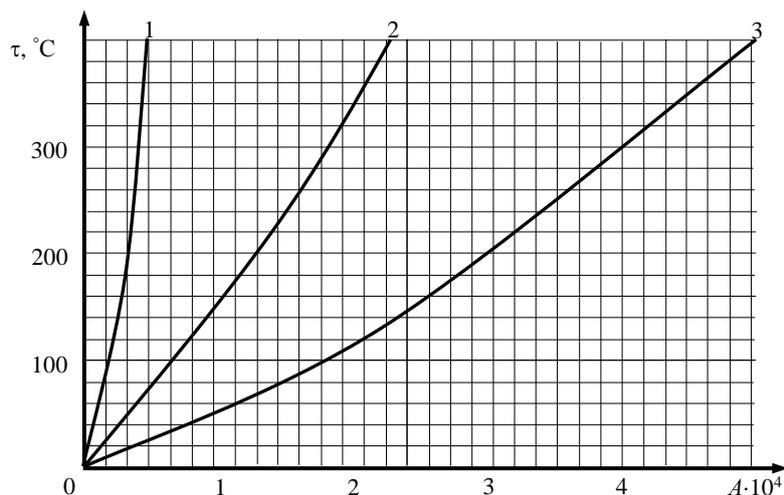


Рис. 3.6. Кривые нагрева токоведущих частей:
1 – сталь; 2 – алюминий; 3 – медь.

Допустимая температура нагрева при КЗ составляет:

- 250°C – для медных шин и голых проводов;
- для медных токоведущих жил:
 - 200°C – кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ и проводов с термостойкой резиновой изоляцией, проводов с полихлорвиниловой изоляцией,
 - 125°C – кабелей и проводов с обычной резиновой изоляцией или с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 20 и 35 кВ;
- 150°C – для алюминиевых шин и голых проводов, а также для алюминиевых токоведущих жил кабелей и проводов во всех случаях;
 - 250°C – для стальных шин и голых проводов при непосредственном соединении с аппаратами;
 - 350°C – при отсутствии непосредственного соединения.

В тех случаях, когда защищенные провода не проходят проверку на термическую стойкость, следует выбирать провод

бóльшего сечения или проводить мероприятия по снижению тока КЗ и увеличению быстродействия релейной защиты.

Проверке по термической стойкости не подлежат:

- аппараты и токоведущие части, защищенные плавкими предохранителями;
- неизолированные и незащищенные провода воздушных линий;
- элементы конструкции сетей напряжением до 1000 В, включая фазные и нулевую токопроводящие жилы;
- проводники, ведущие к индивидуальным электроприемникам, в том числе к цеховым трансформаторам мощностью до 1000 кВ·А и высшим напряжением до 20 кВ. Если отключение электроприемника не вызывает расстройства технологического процесса, взрыва, или замена проводника возможна без значительных затруднений.

3.9. Выбор и проверка электрических аппаратов

В курсовой работе для составленной схемы электроснабжения промышленного предприятия студент производит выбор электрических аппаратов, устанавливаемых на подстанции системы, на вводе ГПП, в цепи вторичной обмотки силовых трансформаторов и на отходящих к отдельным цехам (установкам) линиях электропередачи.

Выключатели, разъединители и отделители выбирают по типу, форме исполнения (для наружной или внутренней установки), по номинальному напряжению $U_{н.а}$ и номинальному току $I_{н.а}$. Условия выбора по номинальным напряжению и току приведены в подразделе 3.4. Короткозамыкатели выбирают по номинальному напряжению аналогично выключателям.

Выключатели проверяют по допустимому ударному току i_y , току термической стойкости и току отключения. Условия проверки:

- по ударному току: $i_{н.у} \geq i_y$, (3.48)

где $i_{н.у}$ – номинальный ударный ток аппарата, кА;

- по току отключения: $I_{н.о} \geq I_{р.о}$, (3.49)

где $I_{н.о}$ и $I_{р.о}$ – номинальный и расчетный ток отключения аппарата:

$$I_{р.о} = \sqrt{2} I_K^{(3)} \cdot \left(1 + \exp\left(\frac{-t_{откл}}{T_a}\right) \right), \text{ кА}; \quad (3.50)$$

- по термической стойкости:

$$I_{н.т.с} \geq I_T, \quad (3.51)$$

где $I_{н.т.с}$ – номинальный (допустимый) ток термической стойкости за нормированное время $t_{н.т.с}$;

$$I_T = I_K^{(3)} \sqrt{\frac{t_{п.п}}{t_{н.т.с}}}, \text{ кА}. \quad (3.52)$$

Разъединители, отделители и короткозамыкатели проверяют по ударному току и току термической стойкости по тем же формулам, что и выключатели. Технические характеристики высоковольтных выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и отделителей приведены в табл. П1.6, П1.7. Результаты выбора (проверки) электрических аппаратов записывают по форме, представленной в табл. П2.9.

4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Числовые значения нагрузок для разных вариантов заданий к курсовой работе приведены в Приложении 3.

Местоположение предприятия указано в первой строке табл. ПЗ.1 (Д. Вос - Дальний Восток, Кавказ, Сев.З - Северо-Запад, Ср.Аз - Средняя Азия, Сиб - Сибирь).

Рекомендуемый библиографический список

1. *Васильев А.А.* Электрическая часть станций и подстанций. 2-е изд / А.А. Васильев, Н.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова. М.: Энергоатомиздат, 1990.

2. *Ополева Г.Н.* Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие. М.: Форум: Инфра-М, 2006, 480 с.
3. *Ермилов А.А.* Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат. 1983.
4. Инструктивные материалы Главэнергонадзора. 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1986.
5. *Герасименко А.А.* Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006, 720 с.
6. *Кривенков В.В.* Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.В. Кривенков, В.Н. Новелла. М.: Энергоатомиздат, 1981.
7. *Шабад М.А.* Максимальная токовая защита.: Л., Энергоатомиздат, 1991.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Справочные данные

Таблица П.1

Коэффициенты спроса и $tg\varphi$ групп электроприемников
для укрупненных расчетов электрических нагрузок

НАИМЕНОВАНИЕ	K_c	$tg\varphi$
Шахты и рудники		
Электроприёмники подземных горных работ	0.45-0.55	1.0-1.33
Подъемные установки	0.7-0.77	0.88
Главные вентиляторные установки	0.55	0-0.75
Компрессорные станции, калориферные установки	0.70	0-0.75
Установки кондиционирования воздуха	0.75	1.0
Технологический комплекс	0.60	1.0
Насосные станции	0.75	0.88
Лесной склад	0.35	0.88
Склад угля (руды)	0.50	1.17
Прочие установки	0.65	1.0
Разрезы и карьеры		
Электроприемники на добычных работах	0.5-0.75	1.33
Электроприемники на вскрышных работах	0.5-0.7	1.17
Дренажная шахта	0.70	0.88
Технологический комплекс	0.60	0.71
Депо электровозное	0.40	0.88
Прочие установки	0.65	1.0
Обогатительные и брикетные фабрики		
Перегрузочные накопительные пункты	0.60	1.0
Дробильно-сортировочные цеха	0.60	1.0
Главный корпус	0.65	1.0
Сушильное отделение	0.65	0.88
Радиальные сгустители	0.65	0.75
Шламовое хозяйство	0.70	1.0
Склад пром. продукта	0.50	0.88
Отделение вращающихся печей	0.70	0.88
Гидрометаллургическое отделение	0.70	1.0

Таблица III.1 (продолжение)

НАИМЕНОВАНИЕ	κ_c	$tg\varphi$
Ремонтный цех	0.40	1.33
Флотационное отделение	0.75	0.75
Химическая лаборатория	0.60	0.88
Прочие установки	0.60	1.0
Вспомогательные установки		
Погрузочные пункты	0.55	1.0
Насосные станции	0.75	1.0
Котельная	0.70	0.88
Жилой поселок, АБК	0.75	0.48-0.73
Прочие мелкие установки	0.50	1.0

Таблица III.2

Оптимальные значения $tg\varphi$ на вводе ГПП

Место расположения предприятия	Напряжение на вводе ГПП, кВ		
	220	150-110	35
Северо-Запад, Центр, Средняя Волга, Юг, Северный Казахстан	0.37	0.28	0.23
Средняя Азия	0.47	0.35	0.30
Сибирь, Север	0.40	0.29	0.24
Урал	0.42	0.31	0.27
Северный Кавказ	0.34	0.26	0.22
Дальний Восток	0.32	0.35	0.20

Таблица III.3

Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных ЛЭП с защищенным изоляцией проводом

U_n , кВ	S , мм ²	$\Delta P_{н.л.}$, кВт/км	$I_{л.д.}$, А	$I_{г.с.}$, кА (при $I_{к.з.} = 1с$)	$\ell_{\Delta U}$, км	Общая стоимость, тыс.руб/км	
						Железо- бетонные опоры	Стальные опоры
6-20 SAX	35	39.4	200	3.2	0.176	73.24	60.66
	50	43.2	245	4.3	0.196	78.63	67.40
	70	47.4	310	6.4	0.227	87.61	76.38

Таблица П1.3 (продолжение)

U_n , кВ	S , мм ²	$\Delta P_{н.л.}$, кВт/км	$I_{л.л.}$, А	$I_{т.с.}$, кА (при $t_{к.з.} = 1с$)	$\ell_{\Delta U}$, км	Общая стоимость, тыс.руб/км	
						Железо- бетонные опоры	Стальные опоры
6 SAX	95	49.7	370	8.6	0.258	98.85	87.61
	120	53.3	430	11.0	0.280	110.08	98.85
	150	55.5	485	13.5	0.303	121.31	110.09
	185	59.0	560	17.0	0.329	132.54	121.31
	240	56.6	625	22.3	0.382	143.78	132.54
35 SAX	35	39.4	200	3.2	1.025	251.61	354.95
	50	43.2	245	4.3	1.146	262.84	366.18
	70	47.4	310	6.4	1.322	274.07	377.41
	95	49.7	370	8.6	1.505	287.55	388.64
	120	53.3	430	11.0	1.632	301.03	399.88
	150	55.5	485	13.5	1.765	314.51	413.36
	185	59.0	560	17.0	1.919	332.48	435.82
	240	56.6	625	22.3	2.230	359.44	460.53
110 AC	70	125	265	–	5.17	341.47	476.26
	95	134	330	–	5.75	359.44	489.74
	120	140	380	–	6.40	375.17	498.72
	150	149	445	–	6.85	386.40	516.70
	185	161	510	–	7.30	404.37	534.67
150 AC	120	140	380	–	6.822	381.91	530.17
	150	149	445	–	7.356	431.33	575.10
	185	161	510	–	7.832	480.75	579.60
	240	210	610	–	8.534	521.19	620.03
220 AC	240	210	610	–	17.5	566.19	745.84
	300	220	690	–	18.2	602.06	781.78
	400	250	885	–	20.5	660.47	844.68
	500	-	915	–	-	718.88	898.60

Таблица III.4

Экономическая плотность тока (А/мм²)

Продолжительность использования максимальной нагрузки, час	Провода и шины		Кабели с бумажной изоляцией		Кабели с резиновой изоляцией	
	CU	Al	CU	Al	CU	Al
1000-3000	2.3	1.3	3.0	1.6	3.5	1.9
3000-5000	2.1	1.1	2.5	1.4	3.1	1.7
5000-8760	1.8	1.0	2.0	1.2	2.7	1.6

Таблица III.5

Технические характеристики силовых трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Тип	i_k , %	ΔP_k , кВт	$\Delta P_{x.x}$, кВт	$I_{x.x}$, %	$\Delta Q_{x.x}$, квар	R_T , Ом	X_T , Ом	Цена, тыс.руб.
ТМ-630/35	6,5	7,6	1,42	3	18,9			987,5
ТМ-1000/35	6,5	12,25	2,35	1,5	15	16	87,5	1283,7
ТМ-1600/35	6,5	18	3,1	1,4	22,4	9,1	54,9	1604,7
ТМ-2500/35	6,5	25	5,1	1,1	27,5			2165,2
ТМ-4000/35	7,5	33,5	6,7	1,0	40	2,8	25	3032,8
ТМ-6300/35	7,5	46,5	9,4	0,9	56,7	1,6	16	3841,5
ТД-10000/35	7,5	65,0	14,5	0,8	80	0,87	10	5548,9
ТД-16000/35	8,0	90,0	21	0,6	120	0,48	6,75	6110,5
ТД-40000/35	8,5	180	39	0,65	260	0,15	2,87	7638,1
ТМН-1000/35	6,5	11,6	2,75	1,5	15			3195,1
ТМН-1600/35	6,5	16,5	3,65	1,4	22,4	9,1	54,9	4313,3
ТМН-2500/35	6,5	23,5	5,1	1,1	27,5			5391,6
ТМН-4000/35	7,5	33,5	6,7	1,0	40	2,8	25	6110,5
ТМН-6300/35	7,5	46,5	9,4	0,9	56,7	1,6	16	7233,7
ТДНС-10000/35	8	65	14,5	0,8	80			9042,1
ТДНС-16000/35	10	100	21	0,6	96			11754,8
ГРДНС-25000/35	9,5	115	25	0,5	125			14693,5
ГРДНС-32000/35	11,5	145	30	0,45	144			17632,1
ГРДНС-40000/35	11,5	170	36	0,4	160			20921,8
ГРДНС-63000/35	11,5	250	50	0,35	220,5			21423,0
ТМН-2500/110	10,5	22	6,5	1,5	37,5	46,6	555	9435,3

Таблица III.5 (продолжение)

Тип	u_k , %	ΔP_k , кВт	$\Delta P_{x.x.}$, кВт	$I_{x.x.}$, %	$\Delta Q_{x.x.}$, квар	R_T , Ом	X_T , Ом	Цена, тыс.руб.
ТМН-4000/110	10,5	22	6,5	1,5	37,5	46,6	555	11232,5
ТМН-6300/110	10,5	50	13	1,0	63	16,6	220	12894,9
ТДН-10000/110	10,5	60	18	0,9	90	7,95	139	13864,5
ТДН-16000/110	10,5	90	21	0,85	186	4,38	86,7	14870,6
ТРДН-25000/110	10,5	121	31,5	0,75	200	2,54	55,9	15194,2
ТРДН-32000/110	10,5	145	44	0,75	240			17845,4
ТРДЦН-40000/110	10,5	175	52	0,7	280	1,44	34,8	18729,9
ТРДЦН-63000/110	10,5	245	70	0,65	409,5			20220,2
ТРДЦН-80000/110	10,5	310	85	0,6	480			21798,8
ТРДЦН-125000/110	10,5	400	100	0,55	687,5			22982,8
ТДН-16000/150	11	85	21	0,8	128			18833,4
ТРДН-32000/150	10,5	145	35	0,7	224			19258,4
ТРДН-63000/150	10,5	235	59	0,6	378			21672,0
ТРДН-32000/220	12	167	53	0,9	288			22409,4
ТРДН-63000/220	12	300	82	0,8	504			23644,4
ТРДЦН-160000/220	12	525	167	0,6	960			24173,3

Таблица III.6

Технические характеристики силовых трехфазных
трехобмоточных трансформаторов

Тип	$U_{ном}$, кВ			u_k , %			ΔP_k , кВт	$\Delta P_{x.x.}$, кВт	$I_{x.x.}$, %
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/110	115	38,5	6,6	10,5	17	6,0	80	17	1,2
ТДТН-10000/110	115	38,5	6,6	10,5	17	6,0	76	23	1,1
ТДТН-16000/110	115	38,5	6,6	10,5	10,5	6,0	105	26	1,05
ТДТН-25000/110	115	38,5	6,6	10,5	17	6,0	145	36	1,0
ТДТН-40000/110	115	38,5	6,6	10,5	17	6,0	230	50	0,9

Таблица П1.6 (продолжение)

Тип	U _{ном} , кВ			u _к , %			ΔP_k , кВт	$\Delta P_{х.х.}$, кВт	I _{х.х.} , %
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
ТДТН-63000/110	115	38,5	6,6	10,5	17	6,5	310	70	0,85
ТДТН-80000/110	115	38,5	6,6	10,5	17	6,5	390	102	0,6
ТДТН-16000/150	158	38,5	6,6	10,5	18,0	6,0	96	25	1,0
ТДТН-25000/150	158	38,5	6,6	10,5	18,0	6,0	145	34	0,9
ТДТН-40000/150	158	38,5	6,6	10,5	18,0	6,0	185	53	0,8
ТДТН-63000/150	158	38,5	6,6	10,5	18,0	6,0	285	67	0,7
ТДТН-25000/220	230	38,5	6,6	12,5	20,0	6,5	135	41	1,2
ТДТН-40000/220	230	38,5	6,6	12,5	22,0	9,5	240	66	1,1
ТДТН-63000/220	230	38,5	6,6	12,5	24,0	10,5	320	91	1,0

В условном обозначении типа трансформатора буквы и цифры расшифровываются следующим образом: Т – трехфазный; Т – после вида системы охлаждения обозначает трехобмоточный; Р – с расщепленной обмоткой НН на две; вид охлаждения: С – сухой с естественной циркуляцией воздуха; М – масляный с естественной циркуляцией масла и воздуха; Д – масляный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха; ДЦ – с принудительной циркуляцией масла и воздуха; Н – с регулированием напряжения под нагрузкой; С – в конце буквенного обозначения – для собственных нужд электростанций, З – трансформатор без расширителя, геометричный, с азотной подушкой; значение цифр: числитель – номинальная мощность, кВ·А, знаменатель – класс напряжения обмотки ВН, кВ.

Таблица ПП.7

Технические характеристики высоковольтных выключателей

Тип	$U_{н.а.}$, кВ	$I_{н.а.}$, А	$i_{н.у.}$, кА	$I_{н.т.с.}$, кА	$t_{н.т.с.}$, с	$I_{н.о.}$, кА	$t_{выкл.}$, с	Цена, тыс.руб.
Вакуумные выключатели								
ВЭТ	6, 10	630; 1000; 1600	20; 31.5	20; 31.5	3	20; 31.5	0.06	44.93
EVOLIS 7 P1	6	630; 1250; 2500	25	25	3	25	0.06	67.40
EVOLIS 7 P2	6	630; 1250; 2500	31.5	31.5	3	31.5	0.06	80.87
EVOLIS 7 P3	6	630; 1250; 2500	40	40	3	40	0.06	85.37
ВБЭТ	35	630; 1600	25	25	3	25		89.86
Элегазовые выключатели								
ВГБЭ	35	630	12.5	12.5	3	12.5	0.06	112.33
ВГТ	110	2000; 2500	40	40	3	40	0.055	336.98
LTV110D ₁	110	2000; 2500; 3150	40	40	3	40	0.04	368.43
LTV170D ₁	170	2500; 3150	31.5; 40	31.5; 40	3	31.5; 40	0.04	1033.39
НРТ170А2	170	3150; 4000	50; 63	50; 63	3	50; 63	0.04	1123.25
ВГУ	220	3150	50	50	3	50		1527.62
НРТ245А2	245	3150; 4000	50; 63	50; 63	3	50; 63	0.04	1662.41

Таблица III.7 (продолжение)

Тип	$U_{н.а.}$, кВ	$I_{н.а.}$, А	$i_{н.у.}$, кА	$I_{н.т.с.}$, кА	$t_{н.т.с.}$, с	$I_{н.о.}$, кА	$t_{выкл.}$, с	Цена, тыс.руб.
Камеры секционные								
КСО-6-Э1 «Аврора»	6	400; 630; 1000	12.5; 20	12.5; 16; 20	2	12.5; 20	0.04	65.5
КYN28- 12(Z)	3.3- 10	630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150	40, 50, 63, 80, 100, 125	16, 20, 25, 31.5, 40, 50	4	16, 20, 25, 31.5, 40, 50	0.04	
NXAIR	6	4000	125	50	3	50	0.04	

Таблица III.8

Технические характеристики разъединителей, отделителей
и короткозамыкателей

Тип	$U_{н.а.}$, кВ	$I_{н.а.}$, А	$i_{н.у.}$, кА	$I_{н.т.с.}$, кА	$t_{н.т.с.}$, с	Цена, тыс.руб.
Разъединители						
РЛНДА	10	200	20	6	10	35.9
РЛНДА	10	400	25	6	10	35.9
РЛНДА	10	630	35	9	10	35.9
РОН	10	4000	250	65	4	35.9
РДН(3)	35	630	64	20	4	34.15
РДН(3)	35	1000	64	25	4	37.74
РДН(3)	35	2000	84	31	4	80.87
РДН(3)	35	3200	128	50	4	94.35
РДН(3)	110	630	80	22	3	94.35
РДН(3)	110	1000	80	31	3	98.85
РДН(3)	110	2000	100	40	3	172.08
РДН(3)	110	3200	128	50	3	179.72
РДН(3)	150	1000	100	40	3	184.21
РДН(3)	150	2000	100	40	3	184.21
РДН(3)	150	3200	115	45	3	188.71
РДН(3)	220	1000	68	27	3	224.65
РДН(3)	220	2000	100	40	3	247.12

Таблица П1.8 (продолжение)

Тип	$U_{н.а.}$, кВ	$I_{н.а.}$, А	$i_{н.у.}$, кА	$I_{н.т.с.}$, кА	$t_{н.т.с.}$, с	Цена, тыс.руб.
Короткозамыкатели						
КРН	35	-	42	10	4	24.71
КЗ	110	-	51	20	3	44.93
КЗ	150	-	51	20	3	112.33
КЗ	220	-	51	20	3	139.28
Отделители						
ОД(3)	35	630	80	12.5	4	20.22
ОД	110	1000	80	31.5	3	44.93
ОД	150	1000	80	31.5	3	119.06
ОД	220	2000	80	31.5	3	125.80

Таблица П1.9

Технические характеристики одножильных кабелей ПвПг и АПвПг (АВВ) на номинальное напряжение 6 кВ

S, мм ²	X ₀ , Ом		Длительно-допустимый ток кабелей А							
			Проложенных в воздухе				Проложенных в земле			
			ооо		Δ		ооо		Δ	
	ооо	Δ	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
50	0.184	0.126	290	225	245	185	230	175	220	170
70	0.177	0.119	360	280	300	235	280	215	270	210
95	0.170	0.112	435	340	370	285	335	260	320	250
120	0.166	0.108	500	390	425	330	380	295	360	280
150	0.164	0.106	560	440	475	370	430	330	410	320
185	0.161	0.103	635	505	545	425	485	375	460	360
240	0.157	0.099	745	595	645	505	560	440	530	415
300	0.154	0.096	845	680	740	580	640	495	600	475

Таблица П1.10

Технические характеристики кабеля ЭВТ

Сечение рабочей жилы, мм ²	Активное сопротивление жилы, Ом/км	Индуктивное сопротивление, Ом/км	Длительная нагрузка, А	
			1140 В	6000 В
25	0,72	0,091	–	110
35	0,515	0,087	141	135
50	0,361	0,083	177	165
70	0,287	0,080	226	210
95	0,191	0,078	274	255
120	0,154	0,076	321	300

Таблица П1.11

Технические характеристики кабеля КГТЭжШ

Сечение рабочей жилы, мм ²	Длительная нагрузка, А	
	3300 В	6300 В
16	125	130
25	165	170
35	200	205
50	250	255
70	310	315
95	375	380

Таблица П1.12

Технические характеристики одинарных бетонных реакторов

Реактор	$X_{ном}$, Ом	$I_{л.д.}$, А	$I_{э.д.ст.}$, кА	D , мм ²
РБ, РБУ, РБГ10-400-0,35	0.35	400	25	1430
РБ, РБУ, РБГ10-400-0,45	0.45	400	25	1440
РБ, РБУ, РБГ10-630-0,25	0.25	630	40	1350
РБ, РБУ, РБГ10-630-0,40	0.40	630	33	1410
РБ, РБУ, РБГ10-630-0,56	0.56	630	24	1710
РБ, РБУ, РБГ10-1000-0,14	0.14	1000	63	1370
РБ, РБУ, РБГ10-1000-0,22	0.22	1000	49	1490
РБ, РБУ, РБГ10-1000-0,28	0.28	1000	45	1530
РБ, РБУ, РБГ10-1000-0,35	0.35	1000	37	1590
РБ, РБУ, РБГ10-1000-0,45	0.45	1000	29	1730

Таблица П.12 (продолжение)

Реактор	$X_{ном}$, Ом	$I_{л.д}$, А	$I_{д.ст}$, кА	D , мм ²
РБ, РБУ, РБГ10-1000-0,56	0.56	1000	24	1750

Таблица П.13

Погонные активные сопротивления проводов ЛЭП
при 20 °С, Ом/км

S , мм ²	Провода			
	САХ	Медные	Алюминиевые	Сталеалюминиевые
10	–	1.79	–	2.695
16	–	1.13	1.8	1.722
25	–	0.72	1.14	1.146
35	0.986	0.515	0.83	0.773
50	0.720	0.387	0.641	0.592
70	0.493	0.268	0.443	0.420
95	0.363	0.193	0.320	0.290
120	0.288	0.153	0.253	0.245
150	0.236	0.124	0.206	0.194
185	0.188	0.099	0.164	0.159
240	0.145	0.075	0.125	0.122
300	–	0.060	0.100	0.098
400	–	0.047	0.078	0.073
500	–	0.037	0.061	0.060

Таблица П.14

Нормы амортизационных отчислений и затрат на эксплуатацию

Тип оборудования	E_a	$E_з$
Воздушные линии	0.028	0.03
Электротехническое оборудование	0.055	0.09

Приложение 2. Таблицы полученных результатов

Таблица П2.1

Определение расчетных нагрузок

Номер группы	Наименование группы	$K_{сх}$	$tg\varphi_k$	$P_{р.к},$ кВт	$Q_{р.к},$ квар

Таблица П2.2

Расчетные реактивные и полные мощности промышленного предприятия

№ пп.	$U_n,$ кВ	$Q_p,$ квар	$Q_{p1},$ квар	$Q_{к.у.},$ квар	$S_p,$ кВ·А

Таблица П2.3

Расчет капитальных вложений на сооружение воздушных ЛЭП

$U_n,$ кВ	$I_p,$ А	$S_{л.д.},$ мм ²	$j_э,$ А/мм ²	$S_{л.э.},$ мм ²	$S_{л.},$ мм ²	$I_{л.д.},$ А	$\Delta P_{н.л.},$ кВт/км	$K_{л.},$ тыс.руб.

Таблица П2.4

Расчет капитальных вложений на электрические аппараты высшего напряжения

	Разъединители	Выключатели	Отделители	Короткозамыкатели	Разрядники
Тип					
Количество					
Стоимость тыс. руб.					

Таблица П2.5

Расчет эксплуатационных расходов

U_n , кВ.	C_o , руб/кВт·ч	T_n , ч.	$K_{з.л}$	C_n , тыс.руб.	E_a	$K_{л}$, тыс.руб.	$E_э$	$K_э$, тыс.руб.

Таблица П2.6

Результаты выбора типоразмера силовых трансформаторов ГПП

Тип	$S_{г.н.}$, МВ А	$K_{т1}$, тыс. руб.	$E_{а.т.}$	$C_{а.т.}$, тыс. руб.	T_n , ч	C_o , руб./кВт·ч	$C_{п.т.}$, тыс. руб.	$C_{э.т.}$, тыс. руб.	Z_t , тыс. руб.

Таблица П2.7

Выбор параметров ЛЭП, питающих отдельные цеха
(установки) предприятия

Устано- вка	ℓ , км	$I_{р.к.}$, А	$S_{л.д.}$, мм ²	J_s , А/мм ²	$S_{л.э.}$, мм ²	$S_{л.}$, мм ²	$R_{л.к.}$, Ом	$X_{л.к.}$, Ом

Таблица П2.8

Результаты расчета тока короткого замыкания

Место КЗ	R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}	$I^{(3)}$, кА	$S^{(3)}$, МВ·А	$I^{(2)}$, кА	$T_{а,с}$	K_y	B_k , кА ² ·с	$t_{п.}$, с

Таблица П2.9

Результаты выбора электрических аппаратов

№	U_n , кВ	I_p , кА	i_y , кА	I_t , кА	$I_{р.о.}$, кА	$T_{ип}$	$U_{н.а.}$, кВ	$I_{н.а.}$, кА	$i_{н.у.}$, кА	$I_{н.т.}$, кА	$I_{н.о.}$, кА

Приложение 3. Варианты исходных данных для курсового проекта

Таблица ПЗ.1

№	Параметр или объект	Вариант (шахта, рудник)						
		1	2	3	4	5	6	7
1	Местополож.	Север	Урал	Центр	Север	Север	Урал	Центр
2	S_c , МВ·А	500	950	1200	700	400	500	1000
3	$S^{(3)}$, МВ·А	5000	1900	3000	1000	1000	1000	3000
4	l , км	28	25	15	14	23	15	21
5	$U_{1н}$, кВ	35	35	150	35	35	35	35
6	$U_{2н}$, кВ	110	110	35	110	110	110	110
7	$U_{3н}$, кВ	220	220	110	150	150	150	150
8	$T_{н.а}$, ч	5300	5400	5100	4700	4500	4700	4700
9	$K_{з.г}$	0.9	0.83	0.85	0.85	0.79	0.83	0.89
10	$K_{доп}$	0.12	0.09	0.06	0.1	0.13	0.04	0.06
11	$\theta_{с.г}$, °С	0	4	5	-2	-5	6	6
12	C_o , руб/кВт·ч	0.22	0.2	0.17	0.18	0.25	0.2	0.18
13	t_3 , с	0.8	0.65	0.9	0.85	0.95	0.65	1.2
Установленная мощность $P_{уст}$, кВт								
14	Подъем	3730	2315	1750	3100	3150	3200	2560
15	Вентиляция	4870	2150	560	2950	3700	4300	3700
16	Водоотлив	110	4300	280	3160	650	2600	2400
17	Подземные потребители	6470	5100	2500	6400	7800	3000	5300
18	Склад продукции	400	400	340	400	840	600	800
19	Ремонтный цех	500	400	200	300	400	400	400
20	Склад материалов	300	300	200	300	620	470	300
21	Насосная	1260	1200	700	700	400	500	400
22	Компрессорная	1200	800	300	600	500	650	600
23	Котельная	200	300	100	400	430	300	300
24	АБК	260	700	300	840	700	800	450
25	Подъем 2	2340	2100	2000	2100	2200	2300	2400
26	Вентиляция 2	3580	1500	1300	1400	1500	1500	1600
27	Подземные потребители 2	4700	3600	4300	4400	4600	4700	4700

Таблица ПЗ.1 (продолжение)

№	Параметр или объект	Вариант (шахта, рудник)						
		8	9	10	11	12	13	14
1	Местополож.	Север	Центр	Сев.3	Центр	Урал	Кавказ	Ср.Аз
2	S_c , МВ·А	600	1000	700	800	900	1000	1100
3	$S^{(3)}$, МВ·А	1900	3000	2500	2500	3000	2600	2700
4	ℓ , км	17	10	8	9	10	11	12
5	$U_{1н}$, кВ	35	35	35	35	35	35	35
6	$U_{2н}$, кВ	110	110	110	110	110	110	110
7	$U_{3н}$, кВ	150	150	150	150	220	150	220
8	$T_{н.а}$, ч	5000	4900	5100	5100	5200	5300	5400
9	$\kappa_{з.г}$	0.88	0.85	0.83	0.84	0.85	0.86	0.85
10	$\kappa_{доп}$	0.07	0.06	0.07	0.08	0.09	0.1	0.1
11	$\theta_{с.г}$, °С	-4	8	5	9	8	7	15
12	c_o , руб/ кВт·ч	0.25	0.17	0.19	0.2	0.2	0.19	0.25
13	t_3 , с	1.1	0.8	1	0.9	0.8	0.7	0.6
Установленная мощность $P_{уст}$, кВт								
14	Подъем	2340	2100	2000	2100	2200	2300	2400
15	Вентиляция	3580	1500	1300	1400	1500	1500	1600
16	Водоотлив	3160	1000	1200	1200	1300	1250	1350
17	Подземные потребители	4700	3600	4300	4400	4600	4700	4700
18	Склад продукции	600	500	650	700	800	800	850
19	Ремонтный цех	500	500	560	600	550	550	500
20	Склад материалов	300	300	300	430	500	630	700
21	Насосная	400	400	420	500	600	700	800
22	Компресс- сорная	400	1500	450	500	400	700	800
23	Котельная	300	300	300	350	400	350	300
24	АБК	300	400	210	400	700	500	400
25	Подъем 2	3730	2315	1750	3100	3150	3200	2560
26	Вентиляция 2	4870	2150	560	2950	3700	4300	3700
27	Подземные потребители 2	6470	5100	2500	6400	7800	3000	5300

Таблица ПЗ.1 (продолжение)

№	Параметр или объект	Вариант (шахта, рудник)						
		15	16	17	18	19	20	21
1	Местополож.	Север	Центр	Сев.3	Центр	Урал	Кавказ	Ср.Аз
2	S_c , МВ·А	1000	800	800	1000	1100	1200	1300
3	$S^{(3)}$, МВ·А	2100	3200	2700	2800	3200	2800	3000
4	ℓ , км	25	20	30	50	40	45	60
5	$U_{1н}$, кВ	35	35	35	35	35	35	35
6	$U_{2н}$, кВ	150	150	150	150	110	110	110
7	$U_{3н}$, кВ	220	220	220	220	220	150	220
8	$T_{н.а}$, ч	5000	4900	5100	5100	5200	5300	5400
9	$\kappa_{з.г}$	0.88	0.85	0.83	0.84	0.85	0.86	0.85
10	$\kappa_{доп}$	0.07	0.06	0.07	0.08	0.09	0.1	0.1
11	$\theta_{с.г}$, °С	-4	8	5	9	8	7	15
12	c_o , руб/ кВт·ч	0.25	0.17	0.19	0.2	0.2	0.19	0.25
13	t_3 , с	1.1	0.8	1	0.9	0.8	0.7	0.6
Установленная мощность $P_{уст}$, кВт								
14	Подъем	2550	2600	2300	2600	2400	2900	2900
15	Вентиляция	4000	4000	3000	3000	3500	3500	2600
16	Водоотлив	3330	2000	2200	2200	1500	1550	1850
17	Подземные потребители	4700	3600	4300	4400	4600	4700	4700
18	Склад продукции	300	600	750	900	1000	500	950
19	Ремонтный цех	500	500	560	600	550	550	500
20	Склад материалов	300	300	300	430	500	630	700
21	Насосная	400	400	420	500	600	700	800
22	Компресс- сорная	400	1500	450	500	400	700	800
23	Котельная	300	300	300	350	400	350	300
24	АБК	300	400	210	400	700	500	400
25	Подъем 2	2340	2100	2000	2100	2200	2300	2400
26	Вентиляция 2	3580	1500	1300	1400	1500	1500	1600
27	Подземные потребители 2	2700	2500	3000	2500	2800	2600	2500

Таблица ПЗ.2

Координаты нагрузок X/Y, м

№ объекта	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	450	420	250	270	620	200	350	120	250	300
	380	250	50	250	350	500	150	150	500	630
15	320	100	450	700	150	160	420	470	350	70
	800	380	350	370	220	90	370	370	100	270
16	300	600	175	100	700	300	420	230	260	100
	200	380	175	340	230	370	350	320	340	520
17	420	670	175	25	800	120	170	230	350	270
	100	270	375	275	230	375	200	170	340	520
18	150	450	100	250	550	40	550	120	410	100
	350	520	420	525	70	450	470	470	450	400
19	500	600	100	100	700	150	370	350	80	140
	200	200	70	200	400	170	270	300	450	450
20	500	50	400	670	170	340	370	350	350	70
	650	200	350	200	400	250	480	370	150	400
21	450	270	300	420	380	200	100	550	150	330
	500	250	125	220	350	240	120	120	250	200
22	450	240	300	430	330	300	50	600	250	70
	550	250	300	220	350	85	380	370	230	150
23	220	250	460	450	330	400	50	600	260	140
	550	450	450	450	125	100	270	300	100	150
24	600	250	450	450	330	370	370	350	100	370
	550	70	60	170	525	450	80	100	100	400
25	2450	2420	2250	2270	2620	2200	2350	2120	2250	2300
	380	250	50	250	350	500	150	150	500	630
26	2320	2100	2450	2700	2150	2160	2420	2470	2350	2070
	800	380	350	370	220	90	370	370	100	270
27	2420	2670	2175	2025	2800	2120	2170	2230	2350	2270
	100	270	375	275	230	375	200	170	340	520

Таблица ПЗ.3 (продолжение)

№ объекта	Вариант										
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
14	450	420	250	270	620	200	350	120	250	300	270
	380	250	50	250	350	500	150	150	500	630	250
15	320	100	450	700	150	160	420	470	350	70	700
	800	380	350	370	220	90	370	370	100	270	370
16	300	600	175	100	700	300	420	230	260	100	100

	200	380	175	340	230	370	350	320	340	520	340
17	420	670	175	25	800	120	170	230	350	270	25
	100	270	375	275	230	375	200	170	340	520	275
18	150	450	100	250	550	40	550	120	410	100	250
	350	520	420	525	70	450	470	470	450	400	525
19	500	600	100	100	700	150	370	350	80	140	420
	200	200	70	200	400	170	270	300	450	450	100
20	500	50	400	670	170	340	370	350	350	70	670
	650	200	350	200	400	250	480	370	150	400	200
21	450	270	300	420	380	200	100	550	150	330	420
	500	250	125	220	350	240	120	120	250	200	220
22	450	240	300	430	330	300	50	600	250	70	430
	550	250	300	220	350	85	380	370	230	150	220
23	220	250	460	450	380	370	150	350	400	420	550
	550	450	450	450	350	270	170	150	350	100	120
24	600	250	450	450	330	370	370	350	100	370	500
	550	70	60	170	525	450	80	100	100	400	650
25	450	420	3250	270	3620	200	3350	120	3250	300	3270
	3380	2250	50	2250	350	2500	150	2150	500	2630	250
26	320	100	3450	700	3150	160	3420	470	3350	70	3700
	3800	2380	350	2370	220	2090	370	2370	100	2270	370
27	420	670	3175	25	3800	120	3170	230	3350	270	3025
	3100	2270	375	2275	230	2375	200	2170	340	2520	275

СОДЕРЖАНИЕ

ВЕДЕНИЕ.....	3
1. КУРСОВОЙ ПРОЕКТ	5
1.1. Содержание курсового проекта	5
1.2. Исходные данные к курсовой работе.....	5
2. ОФОРМЛЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	6
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ.....	7
3.1. Определение расчётных нагрузок промышленного предприятия.....	7
3.2. Выбор места расположения ГПП	9
3.3. Составление схемы электроснабжения.....	10
3.4. Выбор рационального напряжения	15
3.4.1.Определение капитальных вложений	16
3.4.2. Определение эксплуатационных расходов для сравниваемых вариантов	18
3.5. Выбор силовых трансформаторов.....	19
3.6.Выбор параметров ЛЭП, питающих отдельные цеха	22
3.7. Расчет токов короткого замыкания	23
3.8. Проверка изолированных проводов и кабелей по условию термической стойкости	29
3.9. Выбор и проверка электрических аппаратов	31
4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	32
Рекомендуемый библиографический список	32
ПРИЛОЖЕНИЯ	34
Приложение 1. Справочные данные	34
Приложение 2. Таблицы полученных результатов.....	45
Приложение 3. Варианты исходных данных для курсового проекта	47