

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
АЭРОКОСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Соленый

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ОТРАСЛИ

Учебное пособие



УДК 621.311.4 (075.8)

ББК 31.281

Ш55

Рецензенты:

доцент, кандидат технических наук *М. В. Бураков*;

кандидат технических наук *А. И. Савельев*

Утверждено

редакционно-издательским советом университета

в качестве учебного пособия

Шишлаков, В. Ф.

Ш55 Основы электроснабжения объектов отрасли: учеб. пособие /
В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Соленый. – СПб.: ГУАП,
2017. – 85 с.

ISBN 978-5-8088-1213-0

Содержатся теоретические материалы по основам электроснабжения объектов промышленной отрасли; основные этапы проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий: расчет электрических нагрузок, выбор системы внешнего и внутреннего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования, релейной защиты и автоматики; задание к курсовому проекту.

Учебное предназначено для студентов очной и заочной формы обучения высших учебных заведений, обучающихся по направлениям подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.05.02 «Специальные электромеханические системы», изучающих курс «Основы электроснабжения объектов отрасли».

УДК 621.311.4 (075.8)

ББК 31.281

ISBN 978-5-8088-1213-0

© Шишлаков В. Ф., Соленая О. Я.,
Соленый С. В., 2017

© Санкт-Петербургский государственный
университет аэрокосмического
приборостроения, 2017

Введение

В наше время все больше внимания уделяется рационально спроектированной системе электроснабжения промышленных предприятий. Это играет очень большую роль как для энергоснабжающих организаций, так и для потребителей электроэнергии, поскольку системы электроснабжения охватывают практически все сферы жизнедеятельности современного человека. Именно поэтому в современных условиях развития техники и технологий ярко подчеркнута актуальность вопросов энергоэффективности проектируемых систем электроснабжения. При этом важно учитывать технико-экономические показатели для вновь проектируемых объектов, обеспечение надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей, оптимизацию режимов работы электрической сети.

При решении задач оптимизации промышленного электроснабжения возникает необходимость сравнения большого количества вариантов. Многовариантность задач промышленной электроэнергетики обуславливают проведение технико-экономических расчетов, целью которых является экономическое обоснование выбранного технического решения. Важность этого положения обосновывается тем, что более одной трети всех суммарных капиталовложений в государстве тратится на добычу, переработку, транспортировку, хранение энергетических ресурсов и генерирование, передачу, распределение и потребление всех видов энергии.

В учебном пособии приведены теоретические сведения по основам электроснабжения промышленных предприятий, раскрыты вопросы проектирования системы электроснабжения объектов на основе технико-экономического обоснования для выбора оптимального варианта системы электроснабжения. Важнейшим условием выбора системы электроснабжения при выполнении курсового проекта является принятие обоснованных решений по всем техническим вопросам и составляющим этой системы.

Рационально построенная система электроснабжения должна отвечать следующим требованиям:

- суммарные приведенные затраты, связанные с сооружением системы и последующей эксплуатацией, должны быть оптимальными;
- надежность электроснабжения должна находиться в пределах, регламентируемых ПУЭ.
- при всех расчетных режимах работы системы должно обеспечиваться требуемое качество электроэнергии, передаваемой потребителям.

При выборе системы электроснабжения следует учитывать гибкость системы, т. е. ее приспособляемость к разным режимам распределения мощности, возникающим в процессе работы.

Рациональный принцип построения системы должен учитывать возможность ее систематического развития, т. е. увеличение пропускной способности сети по мере возрастания электрической нагрузки потребителей.

Цель курсового проекта – закрепление, систематизация и расширение теоретических знаний студента путем самостоятельного решения комплексных инженерных задач проектирования высоковольтной части системы электроснабжения промышленных предприятий.

Принятая схема электроснабжения должна обеспечивать соответствующую степень качества и надежности электроснабжения проектируемого объекта.

В ходе разработки отдельных вопросов и всего проекта в целом студент должен выявить умение применять полученные при изучении курса знания, пользоваться специальной литературой. Курсовой проект предоставляет студенту широкие возможности грамотно, а главное, самостоятельно и творчески решать вопросы проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий. В связи с этим особое внимание необходимо уделить обоснованию принимаемых решений.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТИПОВ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Свойства электроприемников (ЭП), включенных в сеть, обуславливают характер нагрузки сети и ее технико-экономические показатели, оказывают непосредственное влияние на качество электроэнергии. Так, ЭП, создающие неравномерные по фазам нагрузки, вызывают несимметрию токов и напряжений; нелинейные ЭП, являясь источниками высших гармоник токов и напряжений в электрических сетях, увеличивают отклонения напряжения, потери мощности и энергии в сети, нагрев машин; из-за влияния токов высших гармоник, помимо этого, происходят повреждения конденсаторов.

Особенности работы ЭП должны учитываться при проектировании, анализе режимов, а также эксплуатации сетей, от которых питаются рассматриваемые ЭП. Рассмотрим некоторые показатели работы основных типов ЭП.

Осветительные электроприемники

Для электрического освещения применяют два типа источников света: лампы накаливания и газоразрядные лампы; люминесцентные низкого давления и ртутные высокого давления с исправленной цветностью.

Лампы накаливания общего назначения выпускаются мощностью 40–1500 Вт, отличаются простотой конструкции, непрерывным спектром света, удобством в эксплуатации. Недостатками ламп накаливания являются низкие значения КПД и срока службы.

Газоразрядные лампы обладают высокой световой отдачей, они значительно экономичнее ламп накаливания, однако для их включения требуется специальная пускорегулирующая аппаратура, что приводит к дополнительным потерям мощности, снижению коэффициента мощности, увеличению стоимости светильников.

Люминесцентные лампы низкого давления широко применяются для освещения производственных и общественных зданий. Помимо необходимости в пускорегулирующих аппаратах, к их недостаткам относятся зависимость срока службы от частоты включений, колебаний напряжения, температуры окружающей среды.

Дуговые ртутные люминесцентные лампы высокого давления с исправленной цветностью типа ДРЛ выпускаются мощностью 80–1000 Вт. Они обладают высокой световой отдачей, занимают

сравнительно небольшой объем, высокоэкономичны, параметры их не зависят от температуры окружающей среды, что позволяет использовать их для освещения улиц и площадей в больших городах.

Силовые общепромышленные установки

Под *общепромышленными* понимают такие установки, которые имеются на всех промышленных предприятиях независимо от специфики их производства. К силовым общепромышленным установкам относятся компрессоры, вентиляторы, насосы, подъемно-транспортные устройства. Основными силовыми ЭП этих установок являются двигатели, большей частью асинхронные.

Двигатели компрессоров, вентиляторов и насосов работают в продолжительном режиме и, как правило, относятся к ЭП первой категории.

Они создают симметричную по фазам нагрузку. Мощность их – до 1000 кВт, напряжение – от 0,22 до 10 кВ, коэффициент мощности составляет 0,8–0,85.

Для привода крупных насосов, компрессоров и вентиляторов могут использоваться синхронные двигатели, работающие с опережающим коэффициентом мощности.

Двигатели подъемно-транспортных устройств работают в повторно-кратковременном режиме и могут питаться переменным током частотой 50 Гц или постоянным током. Для них характерны частые толчки нагрузки. Нагрузка на стороне переменного тока практически симметрична по фазам, коэффициент мощности 0,3–0,8. Подъемно-транспортные устройства относятся к первой или второй категории ЭП.

Преобразовательные установки

Эти установки предназначены для преобразования трехфазного тока в постоянный или трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц в трех- и однофазный ток пониженной, повышенной или высокой частот. Преобразовательные установки используются в электролизном, гальваническом и прокатном производствах, электротяге, некоторых видах электросварки и др. Относятся к I или II категории ЭП.

Электросварочные установки

Различают электросварочные установки постоянного и переменного тока. Установка постоянного тока состоит из сварочного

генератора постоянного тока и двигателя переменного тока с коэффициентом мощности 0,7–0,8 (при холостом ходу до 0,4). Нагрузка в питающей сети переменного тока по режиму работы – переменная, по фазам распределяется равномерно. Входящие в установку выпрямители создают нелинейность.

Электросварочные установки *переменного* тока имеют мощность до 1500 кВт, напряжение 220 В (50 Гц), работают в повторно-кратковременном режиме и представляют собой однофазную неравномерную нагрузку в виде сварочных трансформаторов для дуговой сварки и сварочных аппаратов для контактной сварки. Коэффициент мощности 0,3–0,35 для дуговой сварки и 0,4–0,7 для контактной. Сварочные установки вызывают в сетях значительные колебания напряжения, являются ЭП второй категории.

Прокатные установки

Электропривод современных прокатных установок отличается большой мощностью и большим числом электродвигателей. Например, для слябинга 1150 используется 400 двигателей общей мощностью 35 тыс. кВт.

Нагрузка прокатных установок по характеру – периодическая, резкопеременная, ударная с набросами реактивной мощности при прокате металла; при включении преобразователей – нелинейная.

Электрические печи и электротермические установки

Эти устройства служат для нагрева, расплавления металлов, закалки и т. п. По способу превращения электроэнергии в тепловую различают печи сопротивления, индукционные печи, дуговые печи и печи со смешанным нагревом.

В *печах сопротивления* нагрев изделия производится от специальных нагревательных элементов или за счет тока, пропускаемого через изделие. Относятся к ЭП второй категории.

В *индукционных печах* используется тепло, выделяющееся при прохождении индукционного тока; они применяются для плавления цветных металлов и их сплавов, выплавки высококачественной стали, закалки, сквозного нагрева диэлектриков. Относятся к ЭП второй категории.

В *дуговых печах* нагрев и расплавление металла производятся теплом, выделяемым электрической дугой, горячей между угольными электродами или между электродом и расплавляемым металлом.

лом. Это – сталеплавильные печи или печи для выплавки меди и ее сплавов. Относятся к ЭП первой категории.

К *печам со смешанным нагревом* принадлежат руднотермические печи и печи электрошлакового переплава. Руднотермические печи, в которых материал нагревается теплом, выделяемым при протекании тока по шихте, используются для получения ферросплавов, корунда, выплавки чугуна, свинца, возгонки фосфора. В печах электрошлакового переплава, применяемых для получения высококачественных сталей и специальных сплавов, нагрев осуществляется за счет тепла, выделяющегося в шлаке при прохождении по нему тока. Шлак расплавляется теплом электрической дуги. Руднотермические печи относятся к ЭП второй категории, печи электрошлакового переплава – к ЭП первой категории.

Бытовые электроприемники

К ним относятся:

– Бытовые машины (пылесосы, вентиляторы, стиральные машины и т. п.) с асинхронными двигателями, работающие при коэффициенте мощности 0,6–0,7 и относительно непродолжительное время в течение года.

– Бытовые аппараты (холодильники, кондиционеры, трансформаторы, стабилизаторы напряжения и т. п.). В холодильниках применяются асинхронные двигатели с коэффициентом мощности 0,56. Работа холодильников характеризуется регулярным включением, отключением и суммарной продолжительностью включенного состояния примерно 1200 ч/год. Кондиционеры воздуха для жилых зданий оборудуются асинхронными двигателями с коэффициентом мощности 0,7–0,85 и в жаркие дни работают с большой продолжительностью (почти круглосуточно).

– Электрические нагревательные приборы (стационарные кухонные плиты, радиаторы, греющие панели и маты, водонагревательные колонки и переносные электроплиты, утюги и т. п.). Нагревательные приборы потребляют практически только активную мощность, работают при напряжении 127 и 220 В, продолжительность их работы зависит от многих условий, включая структуру тарифа на электроэнергию.

– Электроприемники культурно-бытового назначения (телевизоры, радиоприемники, магнитофоны, электропроигрыватели и т. п.). Основное влияние на нагрузку сети оказывают телевизоры и радиоприемники. Коэффициент мощности телевизоров при нормальной

работе равен 0,9–0,92. Однако при включении их через стабилизаторы коэффициент мощности комплекта телевизор – стабилизатор существенно снижается.

В целом состав бытовых ЭП оказывает не только количественное, но и качественное влияние на нагрузку сети, поскольку современные бытовые ЭП потребляют значительную реактивную мощность.

Технологические установки в жилых и общественных зданиях

К ним относятся: лифты, пожарные насосы, насосы водоснабжения и других сантехнических установок. Нагрузка этих силовых ЭП составляет более 10 % общей нагрузки здания высотой до пяти этажей и увеличивается при большей: этажности зданий. Коэффициент мощности в среднем составляет 0,7. Силовая нагрузка культурно-бытовых, просветительных и коммунальных учреждений соизмерима с осветительно-бытовой нагрузкой жилых зданий. Ее коэффициент мощности находится в пределах 0,5–0,9.

1.1. Графики электрических нагрузок

Условия работы энергетической системы и входящих в ее состав электроприемников определяются режимом электро- и теплотребления обслуживаемого ими района. Они характеризуются соответствующими графиками нагрузок – суточными, недельными, годовыми. Основной график нагрузки – суточный. Электропотребление в течение суток резко меняется в относительно короткие промежутки времени, измеряемые часами и даже минутами, поэтому покрытие этого графика – наиболее сложная задача. Несколько проще покрытие недельной неравномерности, где основная трудность связана с неизбежным массовым останом агрегатов в субботние и воскресные дни. Наименее сложна задача покрытия годовой неравномерности электро- и теплотребления. Годовые графики используют для составления расхода электроэнергии и топлива.

Суточный график отчетливо разделяется на постоянную и переменную части: первая отвечает минимальной нагрузке; вторая представляет собой всю площадь графика, расположенную выше минимальной нагрузки. Чем меньше переменная часть, тем больше плотность графика. Это понятие, иногда заменяемое термином «коэффициент заполнения графика», характеризует отношение средней планиметрической нагрузки к максимальному ее значению для данного графика. Различают суточную и недельную плотности гра-

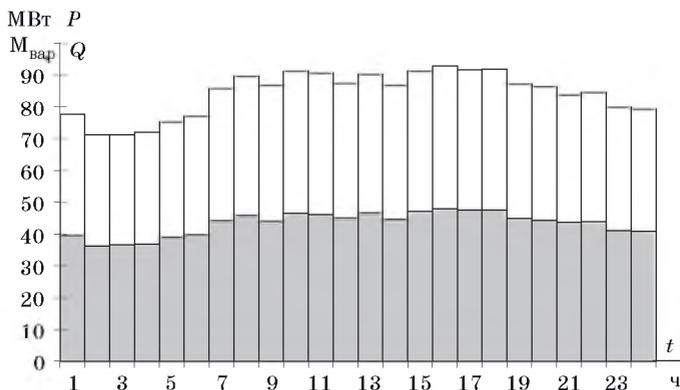


Рис. 1.1. Примерный вид суточного графика электрической нагрузки предприятия

фика. Плотности суточных графиков электропотребления зависят от ряда обстоятельств и различны для разных районов страны.

Графики электрических нагрузок позволяют правильно подойти к выбору основного оборудования подстанций – трансформаторов, компенсирующих устройств, кабелей, и наметить наиболее экономичный режим их работы. В условиях действующего предприятия графики электрических нагрузок помогают выявить основные показатели электропотребления, которые необходимы для проектирования систем электроснабжения аналогичных производств.

На основании суточных графиков определяется мощность источников питания. Их строят по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии через определенный интервал времени и выявляют часы максимума нагрузки. В проектировании используют типовые суточные графики, характерные для данного вида производства, в которых максимальная суточная нагрузка принята за единицу или за 100 %, а остальные нагрузки выражены в долях единицы или в процентах. Для построения конкретного суточного графика необходимо знать максимальную нагрузку и иметь типовой суточный график (рис. 1.1).

Для суточных графиков активной и реактивной нагрузок характерны следующие величины: максимум активной и реактивной нагрузки за сутки $P > м$ [кВт] и $Q'м$ [кВар], максимум активной нагрузки за наиболее загруженную смену $Pм$ [кВт], расход активной (реактивной) энергии за сутки $W_{сут}$ [кВт × ч] и $V_{сут}$ [кВар × ч], расход активной (реактивной) энергии за наиболее загруженную смену $W_{см}$ [кВт × ч] и $V_{см}$ [кВар × ч].

2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКЦИЯХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

В состав электрической сети входят различные по назначению и конструкции элементы (ЛЭП, трансформаторы и т.д.). Но на каждом из участков ее можно охарактеризовать одинаковым набором параметров, отражающих свойства элементов и различающихся между собой только количественно.

2.1. Воздушные линии электропередач

Электрической *воздушной линией электропередачи* (ВЛЭП) называется устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений. Главные элементы воздушной ЛЭП:

- провода, которые служат для передачи электроэнергии;
- грозозащитные тросы для защиты от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов); они монтируются в верхней части опор;
- опоры, поддерживающие провода и тросы на определенной высоте над поверхностью;
- изоляторы, изолирующие провода от тела опоры;
- арматура, при помощи которой провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опоре.

По конструктивному исполнению различают одноцепные и двухцепные ЛЭП. Под цепью понимают три провода (трехфазная цепь) одной ЛЭП.

Конструктивная часть ВЛЭП характеризуется типами опор, длинами пролетов, габаритными размерами, конструкцией фазы и типами гирлянд изоляторов.

По типу опоры ВЛЭП делятся на промежуточные и анкерные. Промежуточные и анкерные различаются способом подвески проводов. На промежуточной опоре провод подвешивается с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. На анкерных опорах провода закреплены жестко и натянуты до заданного тяжения при помощи натяжной гирлянды изоляторов (рис. 2.1).

По количеству изоляторов в гирлянде на промежуточной опоре можно определить напряжение ЛЭП. На напряжении 35 кВ в гирлянде 3–4 изолятора. И далее с каждым классом напряжения количество изоляторов удваивается: 6–7 изоляторов при 110 кВ и т. д.

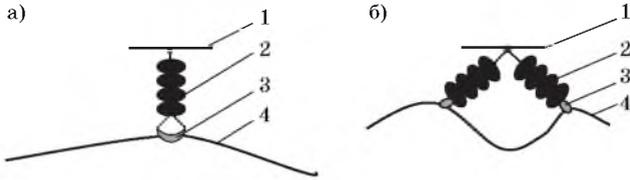


Рис. 2.1. Крепление провода в фазе на промежуточной (а) и анкерной (б) опорах: 1 – траверса; 2 – гирлянда изоляторов; 3 – зажим; 4 – провод

По назначению различают опоры угловые, концевые, специального назначения.

По материалу опор различают деревянные (до 220 кВ), железобетонные (35–330 кВ) и металлические (35 кВ и выше).

На ВЛЭП применяют голые провода и тросы. Находясь на открытом воздухе, они подвергаются атмосферным воздействиям. Поэтому материал проводов, кроме хорошей проводимости, должен быть устойчивым к коррозии, обладать механической прочностью. Для проводов применяют следующие материалы:

- медь;
- алюминий;
- сталь;
- сплавы алюминия и меди с другими металлами (железом, магнием, кремнием).

Медь имеет удельную проводимость $\lambda \approx 58 \times 10^{-3} \text{ см} \times \text{км}/\text{мм}^2$. Отличается механической прочностью. Пленка окиси защищает ее от коррозии и химических воздействий. Обладает устойчивостью контакта.

Алюминий имеет удельную проводимость $\lambda \approx 31,7 \times 10^{-3} \text{ см} \times \text{км}/\text{мм}^2$. Механическая прочность хуже, чем у меди. Следовательно, чаще следует ставить опоры. Пленка окиси защищает ее от коррозии. Плохо противостоит химическим воздействиям. Не обладает устойчивостью контакта.

Стальные провода имеют плохую проводимость. Отличаются большой механической прочностью. Не обладают устойчивостью к коррозии. Активное сопротивление зависит от протекающего тока.

Провода могут выполняться из двух металлов – стали и алюминия. Сталь находится внутри провода и служит для увеличения механической прочности. Алюминий находится снаружи и является токопроводящей частью.

В маркировке проводов сначала указывается материал, а затем сечение в мм^2 . Медные провода маркируют буквой **М**, алюминиевые провода – буквой **А**, стальные провода – буквами **ПС** и **ПСО** и ста-

леалюминиевые – буквами **АС**. В маркировке сталеалюминиевых проводов сначала указывают сечение алюминия, а затем стали. Например, АС-120/19. Провода марки **АС** выпускаются с различным отношением сечений алюминия и стали при одном и том же сечении алюминия. В зависимости от этого отношения различают провода облегченной конструкции, средней, усиленной и особо усиленной прочности.

Для защиты проводов марки **АС** от коррозии и химических воздействий используют специальные защитные средства. Тип защиты отражается в маркировке провода:

- марки **АСКС**, **АСКП** – провод сталеалюминиевый коррозионно-стойкий с заполнением стального сердечника (**С**) или всего провода (**П**) смазкой;
- марка **АСК** – как и **АСКС**, стальной сердечник изолирован полиэтиленовой пленкой.

По конструкции проводов различают:

- однопроволочные, состоящие из одной проволоки сплошного сечения;
- многопроволочные из одного металла, состоящие в зависимости от сечения провода из нечетного количества проволок (от 7 до 61);
- многопроволочные из двух металлов. Количество проводов стального сердечника – нечетное (1, 7 или 19). Количество проволок токопроводящей части – четное.

Провода ВЛЭП располагают на опоре различными способами:

- на одноцепных опорах – треугольником или горизонтально (рис. 2.2, а, б);
- на двухцепных опорах – обратной елкой или шестиугольником в виде «бочки» (рис. 2.2, в, г).

Горизонтальное расположение провода – наилучшее по условиям эксплуатации, так как позволяет применять более низкие опоры и исключает схлестывание проводов при сбрасывании гололеда или пляске проводов. Пляска проводов – это колебания проводов с малой частотой и большой амплитудой.

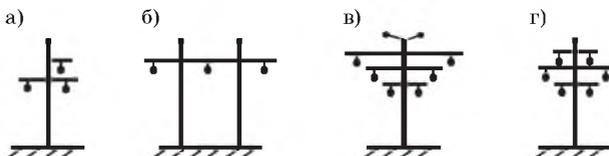


Рис. 2.2. Расположение проводов на опорах: а) треугольником; б) горизонтально; в) обратной елкой; г) бочкой

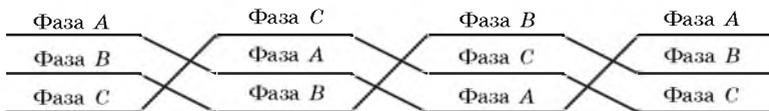


Рис. 2.3. Транспозиция на ВЛЭП

Поскольку во всех вариантах несимметричное расположение проводов по отношению друг к другу, то для выравнивания реактивного сопротивления и емкостной проводимости по фазам применяют транспозицию, т. е. меняют расположение проводов на опорах (рис. 2.3).

Современные конструкции проводов для ВЛЭП

Энергосберегающие провода. Маркировка АСа

Эффективным средством снижения активного сопротивления сталеалюминиевого провода может быть применение сердечника из немагнитной или маломангнитной азотсодержащей стали. В этом случае независимо от числа повивов алюминия и параметров скрутки добавочные потери энергии в проводе, обусловленные сердечником, оказываются пренебрежимо малыми. Поэтому можно сохранить традиционную более технологичную конструкцию алюминиевых повивов.

Наибольший эффект достигается для проводов с одним повивом алюминия. Их активное сопротивление снижается на промышленных частотах на 20–50 %, а на повышенных частотах в 3–4 раза.

Провода АЕРО-Z

Преимущества провода АЕРО-Z:

- Возможность использования проводов с большими сечениями при том же удельном весе приводит к решению проблемы перегрузок ВЛ и снижению тепловых потерь при транспортировке электроэнергии.
- Снижение «пляски» проводов.
- Возможность использования существующей арматуры при монтаже.
- Значительное снижение аэродинамического коэффициента.
- Снижение уровня шума, следовательно, улучшение эксплуатационных показателей в населенных районах.
- Практически полное предотвращение внутренней коррозии провода.
- Снижение вероятности обрыва провода при нанесении ему повреждений в результате внешних воздействий.
- Снижение уровня усталости металла в проводе и, следовательно, увеличение жизненного цикла за счет самогашения колебаний.

- Решение проблемы обледенения и налипания снега на провода.
- Уменьшение нагрузки на поддерживающие устройства ЛЭП, что приводит к возможному увеличению длин пролетов и экономии до 10 % числа опор.
- Возможность организации каналов передачи информации по оптоволокну внутри проводов и молниезащитных тросов.

АССР провод

Является витым многожильным проводом. Состоит из сердечника и внешних токоведущих жил.

Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 000 микрометровых непрерывных продольных волокон оксида алюминия Al_2O_3 . Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность.

Внешние токоведущие жилы провода АССР состоят из температуростойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Сплав Al-Zr имеет прочность аналогичную стандартному алюминию, но его микроструктура сформулирована так, чтобы он сохранял эту прочность при высоких температурах.

Провод АССР поставляется с сечением от 120 до 1600 мм².

Сопоставление с аналогами:

- улучшенная пропускная способности (3–4 раза);
- меньшая масса (в два раза меньше стального, на 20 % больше алюминиевого);
- большая прочность (сравнима со стальными, в 8 раз выше алюминиевых);
- более высокая температурная стойкость и устойчивость к провисанию (*длительная температура 210–2500 вместо 700, коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза стального*);
- жесткость в 3 раза выше, чем у алюминиевого сердечника;
- более устойчив к коррозии, обладает повышенным сопротивлением усталости и безвреден для окружающей среды (отсутствие экологической деградации).

Защищенные провода

Конструкция провода LMF SAX 355 (рис. 2.4):

1. Скрученная уплотненная жила из алюминиевого сплава, защищенного от попадания воды специальным набухающим порошком.
2. Полупроводниковая набухающая лента, обернутая вокруг провода.
3. Экструдированный полупроводящий слой толщиной 1,5 мм.

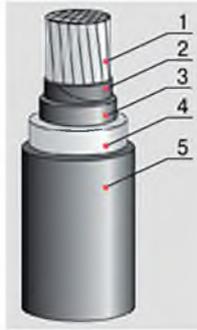


Рис. 2.4. Конструкция провода марки LMF SAX 355

4. Экструдированный триингостойкий изоляционный слой, изготовленный из сшитого полиэтилена толщиной 5,0 мм.

5. Оболочка из черного сшитого полиэтилена, предохраняющего от атмосферных воздействий и от пробоя, толщиной 1,5 мм.

Преимущества ВЛЭП с защищенными проводами:

- более компактные конструкции, менее мощное электромагнитное излучение и уменьшение числа отключений из-за схлестывания проводов;

- защищенные провода могут применяться при модернизации старых ЛЭП среднего напряжения в высоковольтные ЛЭП.

2.2. Кабельные линии электропередач

Кабельная линия электропередачи (КЛЭП) – это линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких кабелей.

Кабель – это изолированная по всей длине металлическая жила (или несколько жил), поверх которой наложены защитные покровы.

Преимущества КЛЭП по отношению к ВЛЭП:

- неподверженность атмосферным воздействиям;
- скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц.

Недостатки:

- дороже ВЛЭП того класса напряжения;
- более трудоемки в сооружении;
- требуют большего срока для ремонта и более квалифицированного обслуживающего персонала;
- передача одной и той же мощности требует провода большего сечения.

Кабельные ЛЭП широко используются в городских сетях, на территориях предприятий, при пересечении больших водоемов, в загрязненной атмосфере.

Главными элементами КЛЭП являются:

- кабель для передачи электроэнергии;
- соединительные муфты;
- концевые муфты (заделки);
- стопорные муфты: применяются на крутых участках трассы для предупреждения стекания кабельной массы;
- подпитывающие аппараты и система сигнализации давления масла для линий, выполненных маслonaполненными кабелями;
- кабельные сооружения (кабельные коллекторы, туннели, каналы, шахты, колодцы), которые применяют на отдельных участках трассы.

К основным частям кабеля любого напряжения относятся:

- токопроводящие жилы;
- изоляция или изолирующие оболочки, отделяющие токопроводящие жилы друг от друга и от земли;
- защитная оболочка, предохраняющая изоляцию от вредного действия влаги, кислот, механических повреждений.

Конструкция кабеля напряжением 10 кВ приведена на рис. 2.5.

Токопроводящая жила выполняется из меди или алюминия из одной (до 16 мм²) или нескольких проволок. По количеству жил различают кабели:

- одножильные: применяют на постоянном токе и на переменном токе при напряжении 110 кВ и выше;
- двухжильные: применяют на постоянном токе;

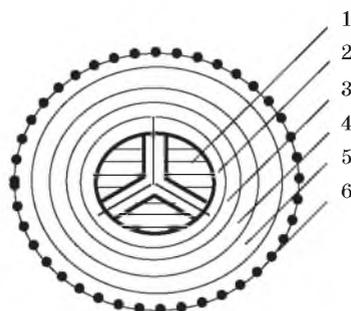


Рис. 2.5. Конструкция кабеля 10 кВ: 1 – токопроводящая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – поясная изоляция; 4 – оболочка; 5 – броня; 6 – защитный покров

– трехжильные: применяют на переменном токе при напряжениях до 35 кВ;

– четырехжильные (три жилы и нулевой провод): применяют на переменном токе при напряжениях до 1000 В.

Фазная изоляция предназначена для изоляции жил друг от друга. Ее выполняют из специальной технической бумаги с вязкой пропиткой, которая увеличивает электрическую прочность.

Поясная изоляция обеспечивает одинаковую электрическую прочность между жилами и между любой фазой и землей. Это важно, так как в сети с изолированной нейтралью при замыкании одной из фаз на землю две другие фазы по отношению к земле оказываются под линейным напряжением.

Разделение изоляции на фазную и поясную позволяет уменьшить диаметр кабеля. Но при наличии поясной изоляции электрическое поле отличается от радиального (рис. 2.6). В этом случае силовые линии имеют различные углы наклона по отношению к слоям бумаги, что обуславливает наличие в них тангенциальной составляющей поля. Электрическая прочность вдоль слоев бумаги в 8 – 10 раз меньше, чем поперек.

Свободное пространство кабеля заполняется бумажными жгутами. Они затрудняют перемещение пропиточного состава, удлиняя срок службы кабеля. Они также придают округлую форму кабелю.

Оболочка служит для герметизации изоляции и защиты ее от проникновения влаги, воздуха, химических продуктов, исключает старение изоляции под действием тепла и света. Выполняют из алюминия, свинца, полиэтиленовых материалов.

Броня служит для защиты оболочки от механических повреждений при раскопках, сползании грунта. Выполняют из стальных лент или проволок.

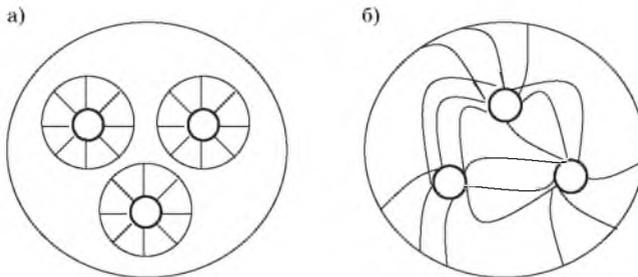


Рис. 2.6. Электрическое поле в кабеле: а) с экранированными жилами; б) с поясной изоляцией

Наружный покров защищает броню от коррозии. Представляет собой джутовое покрытие, пропитанное битумной массой.

При повышении напряжения слой изоляции нужно увеличивать. Это не выгодно. Поэтому при напряжении 35 кВ и выше кабели выполняются с отдельно освинцованными или экранированными жилами. И электрическое, и тепловое поля – радиальные (рис. 2.6, б).

Кабели с вязкой пропиткой имеют существенный недостаток: после снятия токовой нагрузки, т. е. при остывании в кабеле появляются газовые включения. Это связано с тем, что коэффициент линейного расширения кабельной массы значительно больше коэффициента линейного расширения изолирующей бумаги. Диэлектрическая прочность газовых включений меньше в несколько раз, чем у бумаги. При повышении напряженности электрического поля это может привести к пробое изоляции.

Чтобы избежать этого при напряжениях 10 – 110 кВ применяют газонаполненные кабели. Это освинцованные кабели. Фазная изоляция выполняется из обедненно-пропитанной бумаги. Кабель находится под небольшим избыточным давлением (0,1 – 0,3 МПа) инертного газа (азота). Это повышает изолирующие свойства бумаги. Постоянство давления обеспечивается непрерывной подпиткой газа.

При напряжении 110 – 500 кВ используются маслonaполненные кабели. Жилы выполняют полыми и заполняют их маловязким очищенным маслом под давлением до 1,6 МПа. Избыточное давление исключает возможность образования пустот в изоляции кабеля, что увеличивает его электрическую прочность. В зависимости от величины давления различают маслonaполненные кабели высокого и низкого давления. Маслопроводящий канал через специальные муфты на трассе соединяется с баками давления.

Маркируются кабели по начальным буквам элементов, которые характеризуют их конструкцию:

- жила – буква А для алюминия, без обозначения для меди;
- оболочка – буква А для алюминия; С – для свинца; В – для поливинилхлорида; Н – для резины; П – для полиэтилена;
- броня – буква Б для стальных лент; П – для плоских освинцованных проволок; К – для круглых освинцованных проволок; Г – для кабелей без брони и защитного слоя.

Если кабели выполняются с отдельно освинцованными жилами, то в маркировке указывается буква О.

Для маслonaполненных кабелей низкого давления перед основной аббревиатурой указывают буквы МН, а для кабелей высокого давления – МВД.

После аббревиатуры указывают количество жил и сечение жил в мм².

Например, ААБ-3 х 120 – трехжильный алюминиевый кабель с алюминиевой оболочкой и броней из свинца с сечением жил 120 мм²; СБ-3 х 95 трехжильный медный кабель со свинцовыми оболочкой и броней сечением жил 95 мм².

Современные конструкции кабелей

Мировые тенденции развития кабельных энергораспределительных сетей среднего напряжения в течение последних десятилетий направлены на внедрение кабелей с теплостойкой экструдированной изоляцией (сшитый полиэтилен и этиленпропиленовая резина) и замену ими кабелей с бумажной пропитанной изоляцией. В настоящее время в промышленно развитых странах практически 100% рынка силовых кабелей занимают кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена обладают рядом преимуществ перед кабелями с бумажной пропитанной изоляцией:

- повышенная рабочая температура, что позволяет увеличить пропускную способность;
- повышенная стойкость при работе в условиях перегрузок и коротких замыканий;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- не содержат масла, битума, свинца, что упрощает монтаж, эксплуатацию и устраняет экологически неблагоприятные факторы;
- более надежны в эксплуатации и требуют меньших расходов на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- меньший вес и допустимый радиус изгиба;
- возможность изготовления кабелей большой строительной длины.

Повышенная термическая и механическая стойкость сшитого полиэтилена обусловлена созданием новых молекулярных связей в процессе вулканизации («сшивки») изоляции. Конструкции кабелей предусматривают одножильные и трехжильные кабели, кабели с наружными оболочками из полиэтилена, поливинилхлоридного пластиката, со стальной ленточной броней, круглопроволочной броней, с герметизацией от распространения влаги, кабели, не распространяющие горение и с низким дымо- и газовыделением (в том числе не содержащие галогенов).

Сравнение эксплуатационных характеристик кабелей с различными видами изоляции приведено в табл. 2.1. Для расчета использованы допустимые токовые нагрузки кабеля с алюминиевой жилой сечением 240 мм² на напряжение 6 кВ.

Таблица 2.1

Технические характеристики кабелей

Наименование показателя	Величина показателя для кабелей		
	С изоляцией из сшитого полиэтилена	С изоляцией из полиэтилена или поливинилхлоридного пластика	С бумажной пропитанной изоляцией
Длительно допустимая температура нагрева жил, °С	90	70	70
Длительно допустимые токовые нагрузки, % при прокладке:			
в воздухе	137	100	116
в земле	125	100	108
Допустимый нагрев в аварийном режиме (не более 8 ч в сутки и 1000 ч за срок службы)	130	80	100
Максимально допустимая температура при токах короткого замыкания, °С	250	130 (ПЭ / РЭ) 160 (ПВХ / PVC)	200
Минимальная температура при прокладке без предварительного подогрева, °С	-15	-15	0
Разница уровней на трассе прокладки, м	Не ограничена	Не ограничена	0

Таблица 2.2

Условные обозначения кабеля

Количество Токопроводящая жила	3х	Три одножильных кабеля, скрученных вместе
	А	Алюминиевая жила
	–	Медная жила (без обозначения)
Изоляция	Пв	Изоляция из сшитого полиэтилена
Экранирование	Э	Медный экран по изолированной жиле
	Эо	Общий медный экран сердечника трехжильных кабелей
	Эоа	Герметизация общего экрана алюмополиэтиленовой лентой
	г	Продольная герметизация экрана водонабухающими лентами
	га	Продольная и поперечная герметизация экрана водонабухающими лентами и алюмополимерной лентой
Броня	Б	Броня из стальных лент
	К	Броня из круглых стальных проволок
	Ак	Броня из алюминиевых круглых проволок
Наружная оболочка	П	Наружная оболочка из полиэтилена или сополимера полиэтилена
	Пнг(А)*	Наружная оболочка из полимерной композиции, не распространяющей горение(категория А по нераспространению горения в пучках по ИЕС 60332–3)
	Пнг-НГ(А)*	Наружная оболочка из полимерной композиции, не распространяющей горение(категория А по нераспространению горения в пучках по ИЕС 60332–3)
	Пу	Усиленная полиэтиленовая оболочка
	В	Наружная оболочка из ПВХ пластика
	Внг	Наружная оболочка из ПВХ пластика, не распространяющая горение
	Внгд	Наружная оболочка из ПВХ пластика, не распространяющая горение и с низким выделением дыма и коррозионноактивных газов
Климатическое исполнение	–	Исполнение У (УХЛ) (без обозначения)
	Т	Исполнение Т (тропическое)
	пхS/ Sэкp	Число жил номинальное сечение в мм ² /номинальное сечение экрана в мм ²
	(ож)	Однопроволочные жилы

Пример обозначения: АПвЭгП–61х150/25

	А	Пв	Эг	П–61	х	150/25
Алюминиевая						
токопроводящая жила						
Изоляция						
из сшитого полиэтилена						
Экран из медных проволок						
с продольной герметизацией						
Наружная оболочка						
из полиэтилена						
Номинальное напряжение, кВ						
Число жил						
Номинальное сечение						
токопроводящей жилы, мм ²						
Номинальное сечение экрана, мм ²						

Обозначения марок кабелей среднего и высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (см. табл. 2.2).

3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Требования к построению схем электроснабжения в зависимости от категории надежности потребителей

Важнейшим вопросом рационального построения электроэнергетических распределительных систем наряду с определением расчетной нагрузки является установление требуемого уровня надежности электроснабжения ЭП потребителей.

Системы электроснабжения могут быть условно разделены на три группы по степени надежности питания потребителей, уровень каждой группы определяется категорией ЭП.

1. Системы без резервных элементов, в которых восстановление питания потребителей может быть произведено только после ремонта поврежденного элемента сети или его замены. Уровень надежности таких систем соответствует требованиям электроснабжения ЭП III категории. Сети этой группы выполняются по радиальным нерезервируемым схемам. Они наиболее дешевы и создают минимальную надежность питания потребителей.

2. Системы, выполняемые с резервными элементами, ввод которых при выходе из работы питающих элементов производится действиями дежурного персонала. Эта группа схем удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроснабжению ЭП II категории. Схемы этой группы базируются на использовании петлевых линий, имеющих двухстороннее питание. При этом предусматривается также частичное резервирование трансформаторов через сеть напряжением 0,38 кВ. Резервное питание может осуществляться от одного источника. Допускается питание ЭП II категории по одной воздушной ЛЭП и от одного трансформатора при наличии централизованного резерва, а также при условии проведения ремонта и замены трансформатора за время не более 1 суток. Допускается также питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему выключателю через свои разъединители. Воздушные линии до 1 кВ, питающие ЭП жилых и общественных зданий, рекомендуется осуществлять нерезервируемыми. Допускается резервирование ЭП II категории при аварии путем устройства перемычек на стороне низкого напряжения шланговым кабелем длиной до 50 м. Применение устройств автоматического ввода резерва (АВР) для ЭП II категории рекомендуется тогда, когда

применение этого устройства ведет к увеличению приведенных затрат городских электросетей не более чем на 5 %.

3. Системы, ввод резервных элементов которых осуществляется автоматически при нарушениях нормального режима работы сети. Такие сети создают высокую надежность электроснабжения потребителей, достаточную для ЭП I категории. При этом ЭП I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания.

При выборе системы электроснабжения ЭП I категории нельзя ограничиваться двумя вводами к ЭП без анализа схемы вышестоящих ступеней электроснабжения. К числу независимых источников питания относятся РУ двух электростанций или ПС, а также две секции сборных шин ЭС или ПС при условии, что каждая секция получает питание от независимого источника, причем эти секции не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении работы одной из секций. При небольшой мощности ЭП (комплекс ЭП больниц, аварийное освещение и т.п.) в качестве второго независимого ИП может использоваться не источник энергосистемы, а местные автономные ИП (передвижные ЭС, аккумуляторные батареи, дизельные ЭС). При невозможности по местным условиям осуществить питание ЭП I категории от двух независимых источников, что бывает в небольших городах, нормы разрешают питание их от разных трансформаторов двухтрансформаторных ПС или от трансформаторов двух ближайших ПС, присоединенных к разным линиям 6–10 кВ, с устройством АВР на стороне низкого напряжения.

К 3 группе относятся многолучевые сети с устройством АВР при напряжении 6–10 кВ или 0,38 кВ, а также замкнутые сети напряжением 0,38 кВ.

ЭП I категории произвольно размещаются по территории населенного пункта, поэтому при выборе схемы используется выборочная автоматизация (только для узлов сети с ЭП I категории) или же сеть автоматизируется полностью. Устройство АВР необходимо непосредственно на вводе к ЭП I категории.

При создании системы электроснабжения и рассмотрения условий резервирования на разных ступенях системы следует различать отдельный ЭП и совокупность ЭП одной категории. Следует также принимать во внимание, что система предназначена для питания электроэнергией очень большого числа потребителей. При этом выбор схемы электроснабжения объекта производится независимо от характера потребителей и требуемого уровня надежности питания их ЭП.

Критерием, определяющим уровень надежности их питания, является суммарная мощность потребителей. Схема питания ТП с суммарной нагрузкой более 10 МВА должна удовлетворять требованиям, предъявляемым к системе электроснабжения ЭП I категории, *т. е. обеспечивать питание от двух независимых ИП с АВР*. Схемы питания ТП с суммарной нагрузкой от 400 кВА до 10 МВА (исключая ЭП I категории) должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения ЭП II категории.

3.2. Особенности защиты и автоматики электроэнергетических систем

Даже в правильно спроектированной и эксплуатируемой электросети везде остается вероятность появления аварийных режимов, которые могут привести к выходу из строя электрооборудования и повышению опасности для соприкасающихся с ними людей. К аварийным режимам относятся:

- короткие замыкания (одно-, двух- и трехфазные);
- непредусмотренные нормальным режимам работы перегрузки.

Наиболее важные и часто встречающиеся автоматические устройства – автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматический ввод резерва (АВР). Устройства автоматики преимущественно используются для восстановления питания потребителей при возникновении нарушения нормального режима работы сети. Необходимо согласовывать действия защиты с работой автоматических устройств, а также работу этих устройств, используемых на разных ступенях напряжения.

Устройства АПВ – для быстрого автоматического восстановления питания после самоликвидации кратковременных коротких замыканий в ЛЭП и других элементах сети. Устройства АПВ бывают одно-, двух- и многократного действия. Чаще всего применяют АПВ на ЛЭП свыше 1 кВ. При помощи АПВ восстанавливается электроснабжение в 50–60% от общего числа аварийных отключений воздушных линий.

Устройства АВР могут быть разделены на две группы по возможности самовосстановления схемы устройства после ликвидации последствий нарушения нормального режима сети и подачи напряжения со стороны источника питания. Все устройства, базирующие на применении контакторных станций, обладают свойством самовосстановления. Использование же выключателей нагрузки требует вмешательства дежурного персонала для возвращения АВР в исходное положение. В зависимости от требований к надежности электроснаб-

жения АВР осуществляется на стороне ВН (> 1 кВ) или НН (< 1 кВ). Схемы АВР строят с применением холодного или горячего резерва. Бывают АВР одно- и двухстороннего действия. Пример одностороннего – при выходе из строя основного ввода включается резервный. Пример двухстороннего – включение секционного выключателя при выходе любой из двух питающих взаиморезервируемых линий.

При выполнении защиты и автоматических устройств для распределительных сетей характерно использование простейших средств с минимальным числом используемой аппаратуры. Для защиты внутренних сетей жилых и общественных зданий 380/220 В применяются плавкие предохранители и автоматические воздушные выключатели. Кроме того, силовые ЭП часто защищаются от перегрузки с помощью тепловых реле, встроенных в магнитные пускатели. Но поскольку контакты магнитных пускателей не рассчитаны на отключения токов КЗ, то необходимо дополнительно устанавливать в этих цепях предохранители или автоматические выключатели для защиты от КЗ.

Все электросети должны иметь защиту от токов КЗ с наименьшим временем отключения и обеспечением по возможности требований селективности. Первое требование обеспечивается правильным выбором аппаратов защиты, их защитной характеристикой. Что касается селективности действия, то ПУЭ требуют ее соблюдения по возможности.

Целесообразно так выбирать и размещать аппараты защиты, чтобы их срабатывание происходило с некоторым сдвигом по времени по мере их удаления в сторону источника питания. При больших значениях токов КЗ возможны неселективные срабатывания защит из-за разброса характеристик, особенно предохранителей. Для жилых и общественных зданий требования быстроты отключения следует считать более важным.

Как правило, в жилых и общественных зданиях силовые сети защищаются только от КЗ. Исключения составляют сети к силовым ЭП (лифты, противопожарные устройства и т.п.), относящиеся к I категории по надежности электроснабжения при централизованной установке АВР (например, на ВРУ).

Выбор и размещение аппаратов защиты

Выбор аппаратов защиты проводится с учетом следующих требований:

– напряжение и номинальный ток аппаратов должны соответствовать напряжению и расчетному длительному току цепи;

– номинальные токи расцепителей автоматических выпрямителей и плавких вставок предохранителей нужно выбирать по возможности наименьшими по расчетным токам этих участков;

– аппараты не должны отключать установку при перегрузках, возникающих в условиях нормальной эксплуатации;

– должны обеспечивать надежное отключение одно- и многофазных замыканий в сетях с глухозаземленной нейтралью;

– должна быть обеспечена по возможности селективность действия защиты.

Выбор сечений проводов и кабелей производится с соблюдением определенных соотношений между токами защитных аппаратов $I_{з.а}$ и допустимыми токами $I_{доп}$, т. е. пропускной способностью проводов и кабелей:

$$I_{доп} \geq I_{з.а} \times K_з / k_{п},$$

где $K_з$ – кратность допустимого тока проводника по отношению к соответствующему току защитного аппарата (устанавливается ПУЭ); $k_{п}$ – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды.

При размещении аппаратов защиты необходимо руководствоваться указаниями ПУЭ и СНиП;

– аппараты защиты следует устанавливать во всех точках сети, где сечение проводников уменьшается по направлению к местам потребления электроэнергии;

– должны устанавливаться на всех нормально незаземленных фазах; в нулевых проводах установка не требуется (исключения составляют сети во взрывоопасных помещениях класса В – I);

– на квартирных грунтовых щитах устанавливаются только в фазных проводах;

– запрещается установка в нулевых проводах, используемых для зануления;

– установка запрещена в цепях управления и эксплуатации.

Выключатели нагрузки и высоковольтные предохранители

Для выполнения защиты трансформаторных подстанций (ТП) со стороны 6 – 10 кВ используются выключатели нагрузки (ВН) и предохранители (П).

Выключатель нагрузки (ВН-16) представляет собой маломощный высоковольтный выключатель, предназначенный для отключения токов нормального режима. Он имеет простейшее дугогасящее устройство с вкладышем из газогенерирующего материала.

Широкому использованию способствуют его малые габариты, простота конструкции и малая стоимость.

Наряду с ВН широкое применение в городских сетях получили предохранители типа ПК (предохранитель кварцевый), которые используются как для защиты отдельных элементов сетей, так и для автоматических устройств. Силовые предохранители ПК выпускаются на напряжение 6 и 10 кВ с плавкими вставками от 2 до 400 А, предельной разрывной мощности до $200 \text{ МВ} \times \text{А}$. полное время отключения составляет 0,005 – 0,007 с, т. е. предохранители ПК являются токоограничивающими.

Наряду с ВН-16 и ПК имеются конструкции ВНП-16, сочетающие указанные аппараты. Разновидность ВНП-17 имеет устройство для автоматического отключения ВН при перегорании П.

Предохранители кварцевые предназначаются для защиты сети от повреждений внутри трансформатора, включая КЗ на вводах 6–10 кВ и 0,38 кВ трансформатора. При этом должна обеспечиваться селективность их по отношению к предохранителям, установленным на напряжении 0,38 кВ.

При расчете селективности предохранителей напряжением выше 1000 В необходимо учитывать разброс защитных характеристик предохранителей. ГОСТом установлено, что разброс характеристик срабатывания предохранителей разрешается в пределах $\pm 20\% I_{\text{к.з}}$.

3.3. Составление электрической принципиальной схемы

Систему электроснабжения промышленных предприятий условно разделяют на три подсистемы:

– *внешнее электроснабжение* – это электрические сети и питающие линии напряжением 35–220 кВ, соединяющие ТП энергосистемы с приемными подстанциями предприятия (например, главной понизительной подстанцией (ГПП));

– *внутризаводское электроснабжение* – это приемная подстанция предприятия, собственная ТЭЦ и комплекс электрических распределительных сетей, расположенных на территории предприятия и осуществляющих прием, распределение и передачу электроэнергии к пунктам питания (РП, ТП) на низшем напряжении приемных подстанций предприятия: 6–10 кВ;

– *внутрицеховое электроснабжение* – это комплекс внутрицеховых ТП, распределительных сетей, пунктов питания (РП или ШР) и сетей непосредственного питания ЭП напряжением до 1000 В.

Электроприемники как электрическая часть технологических агрегатов входят неотъемлемыми элементами в систему электро-

снабжения промышленных предприятий и во многом определяют работу этой системы и ее параметры.

Рационально построенная система электроснабжения должна отвечать следующим требованиям:

- суммарные приведенные затраты, связанные с сооружением системы и последующей эксплуатацией должны быть оптимальными;

- надежность электроснабжения должна находиться в пределах, регламентируемых ПУЭ.

- при всех расчетных режимах работы системы должно обеспечиваться требуемое качество электроэнергии, передаваемой потребителям.

При выборе системы электроснабжения следует учитывать гибкость системы, т. е. ее приспособляемость к разным режимам распределения мощности, возникающим в процессе работы.

Рациональный принцип построения системы должен учитывать возможность ее систематического развития, т. е. увеличение пропускной способности сети по мере возрастания электрической нагрузки потребителей.

Структура цеховых электрических сетей

Цеховые сети трехфазного переменного тока напряжением до 1000 В выполняются по схемам: радиальной, магистральной, смешанной и замкнутой сети.

Сети постоянного тока напряжением 220 В выполняются по радиальным и магистральным схемам.

Участок сети, питающий отдельный ЭП, называется *ответвлением*, а питающий группу ЭП или группу распределительных шкафов – *магистралью*.

Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность электропитания, удобны в эксплуатации, в них легко могут быть применены элементы автоматики. Радиальные сети, как правило, выполняются проводами или кабелями.

Недостатки: большие капитальные затраты на установку распределительных шкафов (пунктов), проводку кабелей, трудность перемещения оборудования.

По радиальным схемам выполняются сети насосных или компрессорных станций, сети пыльных, пожароопасных производств.

Магистральные схемы применяются для питания силовых и осветительных нагрузок равномерно распределенных по площади цеха, а также группы ЭП одной технологической линии. Одна пита-

ющая магистраль обслуживает несколько распределительных пунктов (РП) и крупные ЭП цеха.

В системах электроснабжения промышленных предприятий широко применяются комплектные трансформаторные подстанции (КТП). Они комплектуются трехфазными силовыми понижающими трансформаторами.

В химической и нефтеперерабатывающей промышленности для питания потребителей 1-й и 2-й категории применяют радиальные схемы, имеющие автоматическое или ручное включение резервного питания.

Схема выборочной автоматизации

Линия ЛЭП Л1 может являться полупетлей (как и Л2). Такая схема применяется для ТП, от которой питается крупный потребитель, и если необходимо повысить надежность его электроснабжения. В автоматизированной ТП установлены два выключателя нагрузки (ВН1 и ВН2). ВН1 – заводской конструкции, а ВН2 – с переставленной пружиной. Таким образом, ВН1 может автоматически отключаться, а ВН2 – включаться. В нормальном режиме ВН1 включен, а ВН2 – отключен (рис. 3.1).

При КЗ в точках К1, К2 релейная защита (РЗ) отключает В1. По факту исчезновения напряжения в ТП3 автоматически отключается ВН1 и включается ВН2. Потребители ТП3 подключаются к резервной линии ЛР, получающей питание от РП2. Потребители ТП1, 2, 8, 9 те-

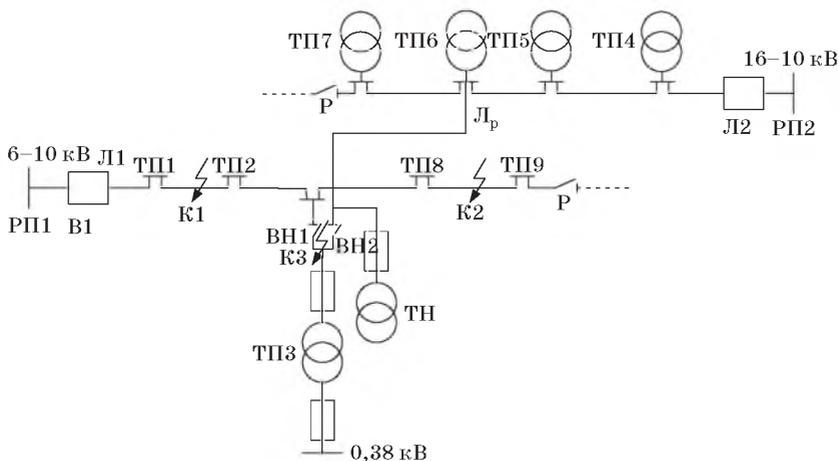


Рис. 3.1. Схема электроснабжения с применением выборочной автоматизации

ряют питание. Трансформатор напряжения ТН на ТПЗ предназначен для контроля за наличием напряжения на ЛР.

При коротком замыкании в точке КЗ отключаются Л1 и Л2. При этом теряют питание все ТП и их потребители. Но короткое замыкание на шинах 10 кВ ТП маловероятно. Поэтому этот режим в качестве расчетного не берется. Применяется для питания ЭП II категории.

Схема избирательного резервирования

В автоматизированных ТПЗ установлены 3 ВН: ВН1, ВН2 – заводской конструкции, ВН3 – с переставленной пружиной. В нормальном режиме ВН1, ВН2 включены, ВН3 – отключен. На выходе из ТПЗ установлен трансформатор тока ТТ. При коротком замыкании в точке К1 РЗ отключает В1 (рис. 3.2).

Схема работает так, как и схема, описанная ранее (так как через ТТ импульс не проходит). По факту исчезновения напряжения отключается ВН1, затем включается ВН3. Резервное питание от РП2 получают ТПЗ и все ТП, подключенные за ТПЗ (ТП6, ТП7).

При КЗ в точке К2 отключается В1. По факту исчезновения напряжения отключается ВН2, а ВН1 остается включенным, включается ВН3. Резервное питание получают ТПЗ и все ТП, расположенные между ТП1 и ТП3.

Трансформатор тока ТТ обеспечивает переключение в схеме АВР таким образом, что импульсы на отключающую катушку ВН1 или ВН2 поступают при отсутствии (наличии) импульса тока короткого

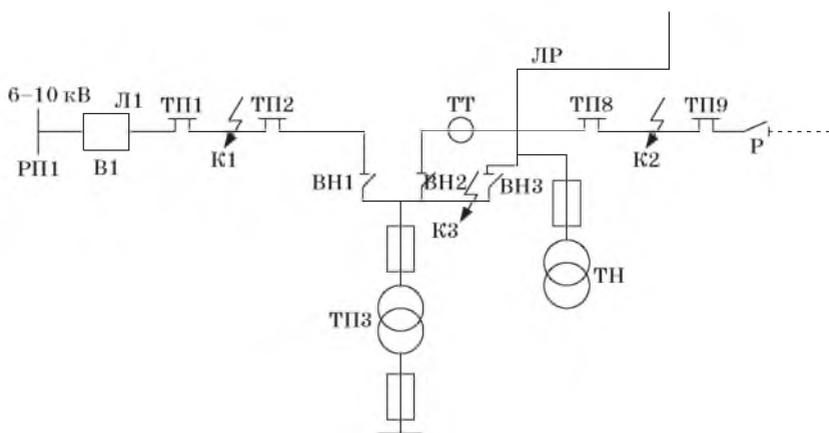


Рис. 3.2. Схема электроснабжения с применением избирательного резервирования

замыкания, проходящего через ТТ. Реализуется это с помощью токового реле и вспомогательных реле.

При коротком замыкании в точке КЗ работа аналогично предыдущей схеме.

Применяется для питания ЭП II категории.

АВР на контакторах

В нормальном режиме включены контакторы К1 и К2, а К3 и К4 отключены. При исчезновении напряжения на секции С1 отключен К1 и включен К3. Секция С1 получает питание от трансформатора 2. Аналогично работает схема при исчезновении напряжения на секции С2 (рис 3.3).

Контакторы необходимо выбирать на нагрузку одной секции; АВР на контакторах монтируется обычно на двух панелях, на которых размещаются контакторы, предохранители и т. п.

Особенностью этой схемы является наличие механической блокировки от одновременного включения контакторов К1 и К3 или К2 и К4. Кроме того, в схеме предусмотрено самовосстановление нормального режима.

В механической блокировке предусмотрен люфт, который обеспечивает самовосстановление нормального режима. Например, при восстановлении напряжения на стороне низкого напряжения Т1 отключается К3 и включается К1. Это обеспечивается тем, что при этом якорь К1 начинает движение на включение.

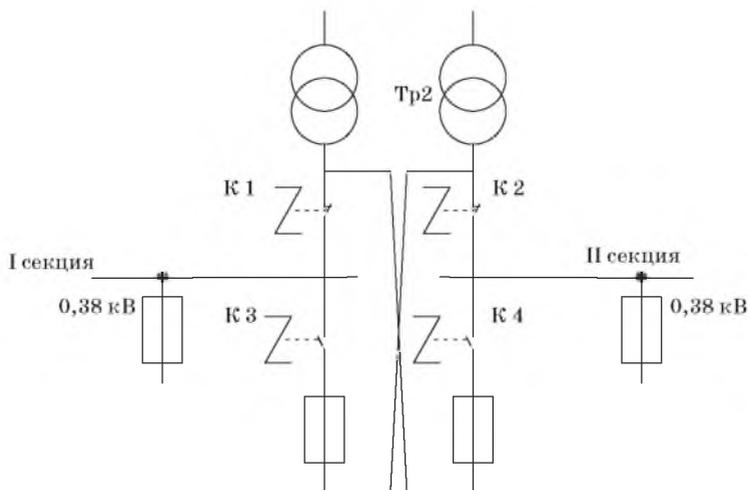


Рис. 3.3. Схема электроснабжения с применением АВР на контакторах

Но полному включению препятствует механическая блокировка пока КЗ включен. Однако люфт как раз и обеспечивает возможность срабатывания блок-контакта К1, разрывающего цепь питания катушки КЗ; далее КЗ отключается, обеспечивая возможность включения К1.

Схема АВР на контакторах с ограниченным резервированием

В нормальном режиме включены контакторы К1, К5, К2, К6. Каждая секция (1 и 2) разделена на две части. Ответственные потребители подключены к частям С1 и С2, а неответственные – к С1' и С2' (рис. 3.4).

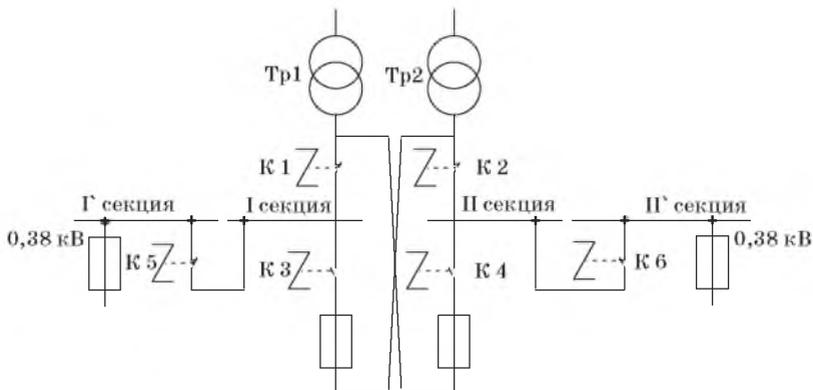


Рис. 3.4. Схема электроснабжения с применением АВР на контакторах с ограниченным резервированием с учетом взаимосвязи секций

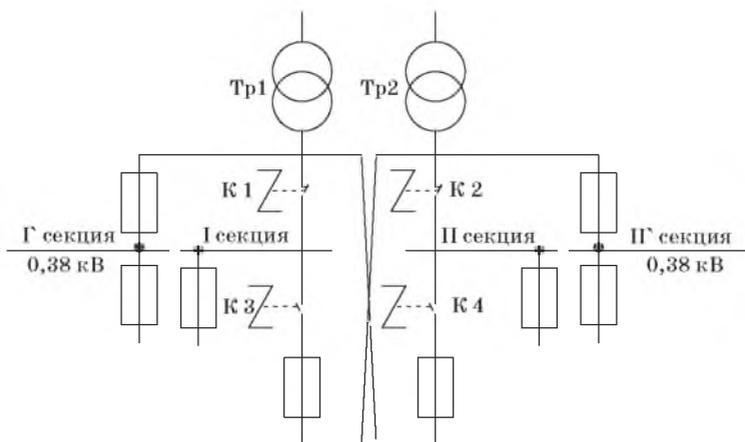


Рис. 3.5. Схема электроснабжения с применением АВР на контакторах с ограниченным резервированием

При исчезновении напряжения на С1 отключаются К1 и К5, включается К3, обеспечивая резервирование только потребителей, подключенных к С1. В отдельных случаях загрузка трансформатора в нормальном режиме может превышать 90 %, если ответственные потребители подключены к частям С1' и С2'. Эта схема позволяет уменьшить число ТП, загружая Т1 и Т2 в большей степени, чем предыдущая схема.

Возможный вариант схемы с ограниченным резервированием приведен на рис. 3.5.

4. ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Влияние режимов работы схем электроснабжения на системы управления и защиты

Производство электрической энергии обладает рядом особенностей, определяющих специфику управления и степень автоматизации энергетических объектов:

1. Территориальная разобщенность мест производства и мест потребления обуславливает необходимость создания надежных связей между узлами производства и потребления, которые создаются электрическими сетями различных уровней напряжения.

Большая концентрация мощностей на электростанциях и весьма большая рассредоточенность мест потребления при полной электрификации всей страны вызывает появление протяженных линий электропередачи и создание системообразующих сетей сверхвысокого напряжения переменного тока 750 кВ с перспективой дальнейшего повышения напряжения дальних электропередач до 1150 кВ.

2. Электрическая энергия не складывается и потребляется непрерывно, что вызывает необходимость поддержания баланса активной мощности – производимой и потребляемой. Для осуществления передачи электрической энергии с мест производства к местам потребления необходимо непрерывно поддерживать и баланс реактивных мощностей.

3. Технологическая и экономическая целесообразность параллельной работы источников электрической энергии, обеспечивающей надежность взаимного резервирования, рациональное размещение резервов, уменьшение влияния случайных изменений нагрузки, оптимальность режима работы с минимумом трудовых затрат на производство электрической энергии.

4. Наличие случайных изменений нагрузки в местах потребления даже при условии достаточно точного планирования и прогнозирования изменений промышленных нагрузок в соответствии с планами работы и развития промышленных предприятий. Кроме того, возможны случайные нарушения процесса производства, вызванные аварийным состоянием отдельных объектов.

5. Сложность явлений, происходящих при изменениях режима работы электрических объектов, возникновении аварийных ситуаций и их ликвидации.

6. Быстротечность электромагнитных и электромеханических процессов при изменениях и аварийных нарушениях режима работы в электрической части производства и распределения энергии.

7. Высокая насыщенность машинами, аппаратами и механизмами всего процесса и отсутствие непосредственного человеческого труда в нем. Человек лишь управляет и контролирует режим работы и состояние работы энергетических объектов.

Указанные особенности электроэнергетического производства обуславливают необходимость непрерывного и централизованного управления режимом работы всех энергетических объектов, участвующих в производстве и распределении электрической энергии. Такое управление называется диспетчерским.

Диспетчерская служба строится на иерархическом принципе подчинения оперативного персонала ЭС снизу вверх.

Первую ступень управления образует дежурный персонал электростанций, диспетчерский персонал предприятий электрических и тепловых сетей и персонал крупных подстанций. На этой ступени происходит непосредственное управление технологическим процессом производства, распределения и реализации электрической энергии.

Второй ступенью является диспетчерская служба ЭС, которой при оперативном управлении режимом работы энергосистемы подчиняется весь оперативный персонал первой ступени.

Третью ступень образует объединенное диспетчерское управление, оперативно управляющее режимом работы межсистемных связей с диспетчерского пункта ОЭС.

Выполнение перечисленных задач при указанных особенностях электроэнергетического производства возможно только на основе автоматизации управления процессом производства и распределения электроэнергии, обеспечиваемой комплексами взаимодействующих автоматических устройств, которые и составляют различные виды автоматики электроэнергетических систем. Под *автоматическим* понимается управление процессом производств, передачи и потребления электроэнергии в целом без непосредственного участия человека.

На современном этапе автоматическое управление производится отдельными электроэнергетическими объектами и их взаимодействующими совокупностями. Управление процессом производства и передачи электроэнергии в целом пока еще осуществимо лишь при некотором оперативном вмешательстве человека – диспетчера электроэнергетической системы (ЭС). Такое управление называется *автоматизированным*. Оно реализуется автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), важнейшей частью

которой является управляющий вычислительный комплекс, расположенный на диспетчерском пункте (ДП) электроэнергетической системы.

В настоящее время в связи с внедрением микропроцессоров разрабатываются комплексные (интегрированные) автоматические системы управления режимами работы блоков электрических станций, узловых общесистемных подстанций и магистральных передач высокого и сверхвысокого напряжения.

Микропроцессорные устройства имеют следующие преимущества:

- многофункциональность и малые размеры;
- возможность удаленного изменения настройки и программы функционирования;
- автоматическое тестирование и самодиагностика;
- выдача оператору информации о состоянии электроэнергетического объекта;
- регистрация и хранение информации о развитии аварийных ситуаций, функционирования и эффективности действия устройства автоматического управления;
- возможность вхождения в состав автоматического управления электрической станцией, электроэнергетической системой и т.д.

4.2. Виды систем противоаварийной автоматики

Оборудование и средства противоаварийного управления как общесистемных, так и локальных систем противоаварийной автоматики (ПА) размещаются на энергетических объектах сетевых и генерирующих компаний, а также потребителей электроэнергии.

Противоаварийную автоматику можно разделить на две части:

1. Противоаварийная автоматика, которая обеспечивает живучесть систем энергоснабжения (АЧР; АОСН; АОПН; АЛАР и т.п.), т. е. является компонентом обеспечения функционирования систем энергоснабжения.

Наличие такой автоматики у субъектов рынка может быть условием их допуска к параллельной работе, и не подлежит оплате, а ущерб от ее работы будет рассматриваться как плата субъекта за пользование преимуществами параллельной работы.

2. Противоаварийная автоматика, обеспечивающая возможность повышения степени использования имеющегося энергетического оборудования и линий электропередачи при соблюдении требования надёжности. Эта автоматика является серьезным подспорьем отдельным субъектам, а также всему рыночному сообще-

ству, но ее эффективность зависит от ряда факторов и различна для разных субъектов.

Системный оператор, организующий технологический процесс параллельной (совместной) работы участников рынка и функционирование последнего, должен организовать оптимальное использование всех видов ПА, определить режимные ограничения с их использованием, выдать рекомендации по совершенствованию ПА, однако обеспечить создание и эксплуатацию ПА, ее эффективность могут лишь соответствующие субъекты рынка.

Так, при ограниченной пропускной способности линий электропередачи использование ПА позволяет выдать в объединенную энергосистему (ОЭС) полную мощность электростанций ценой экстренного автоматического снижения мощности до допустимой величины в случае аварийного отключения одной из линий электропередачи. Такая необходимость существует практически на всех крупных электростанциях, исключая АЭС.

При ограниченной пропускной способности транзитной сети ОЭС использование ПА позволяет осуществлять передачу дополнительной (в сравнении с допустимой по надежности без ПА) мощности из одного региона в другой, если это необходимо для обеспечения энергоснабжения либо по коммерческим соображениям. При аварийном отключении линий электропередачи либо возникновении опасных режимов работы сети в этом случае производится экстренная автоматическая разгрузка сети путем отключения части потребителей (САОН) с одной стороны и разгрузка электростанций с другой стороны поврежденного участка сети.

Система автоматической частотной разгрузки (АЧР) обеспечивает сохранность энергоснабжения жизненно важных токоприемников потребителей и предотвращает останов электростанций и полное погашение региона при его отделении от ЕЭС ценой экстренного автоматического отключения значительной части менее ответственных токоприемников потребителей.

Система автоматической разгрузки при понижении напряжения (АОСН) подобным же образом предотвращает полное обесточение региона в случае аварийного отключения основного питающего энергетического оборудования электростанций и сетевых компаний и чрезмерной перегрузки оставшегося в работе оборудования, следствием чего и является опасное снижение напряжения.

Система автоматической ликвидации асинхронных режимов (АЛАР) обеспечивает автоматическое разделение транзитных сетей в случае нарушения устойчивости параллельной работы регионов

и тем самым предотвращает повреждение оборудования и останов несинхронно работающих электростанций.

4.3. Автоматизированное диспетчерское управление

Построение эффективных АСДУ связано с использованием систем искусственного интеллекта в виде экспертных систем, информационных систем поддержки решений персонала, искусственных нейронных сетей для управления установившимися режимами ЭЭС в режиме On-line, в режиме Off-line; для управления динамическими режимами; для выполнения переключений в послеаварийных режимах.

Обеспечение надежности работы ЭЭС осуществляется работой следующих субъектов энергетического рынка:

1. В обязанности технологического диспетчера на высшем уровне (системного оператора) по обеспечению надежности электроснабжения входят:

- обоснование принципов, схем и уставок релейной защиты, электросетевой и противоаварийной автоматики;

- разработка режимов работы ОЭС и контроль за их соблюдением на всех ступенях иерархии технологического управления в части проведения расчетов режимов работы энергосистем и энергооборудования, настройки релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

2. Генерирующие компании должны обеспечивать:

- надежную поставку электроэнергии надлежащего качества, для чего обеспечивать поддержание своего технологического оборудования, систем защит, автоматического контроля и управления в эксплуатационной готовности, сохранение нормального уровня их работоспособности в соответствии с нормативными документами и заводскими инструкциями;

- выполнение расчетов режимов работы энергооборудования электростанции, выбор параметров настройки релейной защиты и автоматики элементов станции.

3. Сетевые компании должны обеспечивать выполнение расчетов режимов работы электрооборудования подстанций и выбор параметров настройки релейной защиты и автоматики элементов подстанций.

4. Энергосбытовые организации должны обеспечить у потребителей установленный системным оператором размер нагрузки, подключенной к устройствам АЧР, САОН, участие в графиках ограничений и отключений потребителей.

5. Квалифицированные и другие потребители электроэнергии должны обеспечить выполнение требований сетевой компании и системного оператора к схеме присоединения к сети, обеспечению надежной работы их электропотребляющего оборудования, систем защит, автоматического управления и контроля.

4.4. Нормы качества электрической энергии

Нормы качества электрической энергии (КЭ) являются уровнями электромагнитной совместимости для кондуктивных электромагнитных помех в системах электроснабжения общего назначения. При соблюдении указанных норм обеспечивается электромагнитная совместимость электрических сетей систем электроснабжения общего назначения и электрических сетей потребителей электрической энергии (приемников электрической энергии).

Кондуктивная электромагнитная помеха в системе электроснабжения – электромагнитная помеха, распространяющаяся по элементам электрической сети.

Стандартом устанавливаются следующие показатели качества электроэнергии (ПКЭ):

- установившееся отклонение напряжения δU_y ;
- размах изменения напряжения δU_t
- доза фликера P_f ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} ;
- отклонение частоты Δf ;
- длительность провала напряжения Δt_n ;
- импульсное напряжение $U_{имп}$;
- коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$.

При определении значений некоторых ПКЭ стандартом вводятся следующие вспомогательные параметры электрической энергии:

- интервал между изменениями напряжения $\Delta t_{i, i+1}$;
- глубина провала напряжения δU_n ;
- частота появления провалов напряжения F_n ;

Таблица 4.1

Свойства электрической энергии

Свойства электрической энергии	Показатель КЭ	Наиболее вероятные причины (виновники) ухудшения КЭ
Отклонение напряжения	Установившееся отклонение напряжения δU_y	Энергоснабжающая организация
Колебания напряжения	Размах изменения напряжения δU_t Доза фликера P_t	Потребитель с переменной нагрузкой
Несинусоидальность напряжения	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	Потребитель с нелинейной нагрузкой
Несимметрия трехфазной системы напряжений	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	Потребитель с несимметричной нагрузкой
Отклонение частоты	Отклонение частоты Δf	Энергоснабжающая организация
Провал напряжения	Длительность провала напряжения Δt_n	Энергоснабжающая организация
Импульс напряжения	Импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$	Энергоснабжающая организация
Временное перенапряжение	Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	Энергоснабжающая организация

- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{\text{имп}0,5}$;
- длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$.

В табл. 4.1 приведены свойства электрической энергии, показатели, их характеризующие, и наиболее вероятные причины ухудшения качества электроэнергии.

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБЪЕКТА

5.1. Структура курсового проекта

В задание на курсовой проект входит:

- наименование темы;
- ситуационный план цехов предприятия;
- данные о суммарной установленной мощности электроприемников цехов;
- сведения об источниках питания (название и уровни напряжения подстанций энергосистемы).

Номер варианта задания на курсовой проект определяется руководителем курсового проекта (Прил. А).

Объем и содержание курсового проекта

Расчетно-пояснительная записка

В расчетно-пояснительной записке должны быть приведены характеристики исходных данных для проектирования, объяснение хода и последовательности рассматриваемых вопросов и обоснование всех принятых решений, указаны методы расчетов, приведены все расчетные формулы, необходимые числовые подстановки в них и результаты расчетов.

Объем пояснительной записки 30–50 страниц.

Записка должна содержать следующие разделы:

Введение (излагаются тема проекта, исходные данные и цель проекта, современные технические решения по разрабатываемой теме).

1. Расчет электрических нагрузок, в том числе:
 - компенсация реактивных нагрузок;
 - определение теоретического центра электрических нагрузок на основе построения картограмм.
2. Выбор схемы внешнего электроснабжения.
3. Выбор схемы внутреннего электроснабжения.
4. Расчет токов короткого замыкания.
5. Выбор оборудования ГПП и ГРП.
6. Релейная защита и автоматика.

Выводы.

Перечень ссылок.

Графическая часть

Курсовой проект должен содержать один лист графической части, на котором приведены принципиальная схема электроснаб-

жения предприятия и схема релейной защиты одного из его элементов.

Оформление

Титульный лист выполняется в соответствии с требованиями, подписывается студентом и руководителем проекта.

Пояснительная записка должна иметь нумерацию страниц, рисунков и ссылки на литературные источники. Все результаты расчетов рекомендуется сводить в таблицы или отображать на графиках. Все схемы выполняются в соответствии с требованиями стандартов.

Краткие методические указания к расчету отдельных разделов курсового проекта

5.2. Расчет электрических нагрузок

Расчетная электрическая нагрузка для отдельных цехов определяется по методу коэффициента использования электрооборудования [2]:

$$P_p = K_{\text{ц}} P_{\text{уст}},$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \phi,$$

где $K_{\text{ц}}$ – обобщенный коэффициент использования электропотребителей цеха, принимается по справочным данным [3, 4]; $P_{\text{уст}}$ – суммарная установленная мощность цеха, кВт; $\operatorname{tg} \phi$ – тангенс ϕ – коэффициент мощности потребителей цеха.

Расчетная активная осветительная нагрузка i -го цеха рассчитывается по формуле

$$P_{\text{р.о}} = K_{\text{и.о}} \times P_{\text{уд.о}} \times F \times 10^{-3},$$

где $K_{\text{и.о}}$ – коэффициент использования освещения [2]; $P_{\text{уд.о}}$ – удельная мощность освещения, Вт/м² [2]; F – площадь цеха, м².

При выполнении освещения люминесцентными лампами нужно определять также реактивную мощность.

Реактивная осветительная мощность, квар:

$$Q_{\text{р.о}} = P_{\text{р.о}} \operatorname{tg} \phi_0,$$

где $\operatorname{tg} \phi_0$ – коэффициент реактивной мощности [2].

Площадь цехов F (необходимая для расчетов освещения) берется из ситуационного плана. Удельная мощность освещения принимается в пределах от 10 до 20 Вт/м² для внешнего освещения 0,2 Вт/м².

Коэффициент использования освещения для внешнего освещения принимается равным 1.

Площадь территории предприятия определяется по ситуационному плану вычитанием из общей площади предприятия площади цехов.

Результаты расчетов нагрузок сводятся в таблицы (Прил. Б, табл. Б.1 и Б.2).

Суммарная расчетная нагрузка по предприятию:

$$P_{p\Sigma} = K_{p.m}(P_{p.n} + P_{p.v}) + \Delta P_T + P_{p.o.},$$

$$Q_{p\Sigma} = K_{p.m}(Q_{p.n} + Q_{p.v}) + \Delta Q_T + Q_{p.o.},$$

где $K_{p.m}$ – коэффициент одновременности максимума, принимается равным 0,85–1,0; $P_{p.n}$, $Q_{p.n}$ – расчетная активная (реактивная) низковольтная электрическая нагрузка предприятия, кВт (квар); $P_{p.v}$, $Q_{p.v}$ – расчетная активная (реактивная) высоковольтная электрическая нагрузка предприятия, кВт (квар); ΔP_T , ΔQ_T – потери активной (реактивной) мощности в трансформаторах цеховых трансформаторных подстанций (ТП); $P_{p.o.}$, $Q_{p.o.}$ – расчетная активная (реактивная) осветительная нагрузка предприятия, кВт (квар).

Поскольку цеховые ТП еще не выбраны, ориентировочно активная и реактивная мощность потерь в трансформаторах ТП определяется по формулам:

$$\Delta P_T = 0,02S_{p.n},$$

$$\Delta Q_T = 0,1S_{p.n},$$

где $S_{p.n}$ – полная расчетная мощность низковольтной нагрузки, кВА.

5.3. Компенсация реактивной мощности

Необходимую суммарную мощность устройств, которые компенсируют потребленную реактивную мощность, можно определить по следующей формуле [6]:

$$Q_{к.у} = Q_{н1} - Q_{экон},$$

где $Q_{н1}$ – суммарная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы, квар; $Q_{экон}$ – экономически обоснованное значение реактивной мощности, которое может передаваться предприятию из энергосистемы в часы ее максимума нагрузки.

Значение $Q_{н1}$ определяется по формуле

$$Q_{н1} = K_{н1}Q_{p\Sigma},$$

где $K_{н1}$ – коэффициент расхождения максимума нагрузки предприятия с максимумом в энергосистеме (Прил. Б, табл. Б. 3);

Величину $Q_{\text{экон}}$ определяют следующим образом:

$$Q_{\text{экон}} = \alpha P_p \Sigma,$$

где α – коэффициент, который лучше всего принять равным 0,25 (по аналогии с требованиями) [6].

Возможная нерегулируемая часть мощности компенсирующих устройств рассчитывается по часам минимума активной нагрузки энергосистемы (22⁰⁰ – 7⁰⁰ часов суток):

$$Q_{\text{к.у}}^{(\text{нер})} = Q_{\text{p min}},$$

где $Q_{\text{p min}}$ – реактивная нагрузка предприятия во время минимума активной нагрузки по суточному графику нагрузок [2], квар.

Необходимая регулируемая часть мощности компенсирующих устройств, рассчитывается:

$$Q_{\text{к.у}}^{(\text{рег})} = Q_{\text{к.у}} - Q_{\text{к.у}}^{(\text{нер})}.$$

После этого принимается ближайшая стандартная мощность комплектных компенсирующих устройств (ККУ) $Q_{\text{кку}}$ (необходимо учесть, что нужно устанавливать два ККУ – по одному на каждую секцию шин 6–10 кВ).

Суммарная реактивная мощность после компенсации будет равняться:

$$Q'_{\text{p}\Sigma} = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{к.к.у}}.$$

Полная расчетная мощность предприятия с учетом компенсации:

$$S_{\text{p}\Sigma} = \sqrt{P_{\text{p}\Sigma}^2 + Q'_{\text{p}\Sigma}^2}.$$

5.4. Построение картограммы и определение теоретического центра электрических нагрузок

Для определения местоположения ГПП и цеховых трансформаторных подстанций (ЦТП) на ситуационном плане предприятия строится картограмма нагрузок цехов, которая выполняется по результатам определения расчетных нагрузок цехов.

Картограмма строится из условия, что площадь кругов на картограмме в выбранном масштабе равняется полной нагрузке цехов. Радиус круга определяется по формуле

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{\text{п.и}}}{\pi}},$$

где $S_{p,i}$ – расчетная низковольтная (высоковольтная) нагрузка i -го цеха, кВА; m – выбранный самостоятельно масштаб, кВА/мм².

Нагрузка до и выше 1000 В чертится отдельными кругами.

Рассчитанные величины r_i сводятся в таблицу. Пример картограммы приведен на рис. 5.1.

Для определения местоположения ГПП необходимо найти центр электрических нагрузок. На ситуационный план предприятия произвольно наносятся оси координат X и Y . Координаты центра электрических нагрузок (местоположения ГПП) определяются по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum S_{p,i} X_i}{\sum S_{p,i}}, \quad Y_0 = \frac{\sum S_{p,i} Y_i}{\sum S_{p,i}},$$

где X_i, Y_i – координаты центра i -го цеха.

В случае невозможности расположения ГПП в точке центра электрических нагрузок его переносят на свободное место на плане, с обоснованием и выводами данного действия.

5.5. Выбор схемы внешнего электроснабжения

На основании анализа расчетной нагрузки предприятия, ее расстояния от источников питания и ее параметров, принимается решение о необходимости сооружения ГПП или главного распределительного пункта (ГРП).

Число трансформаторов ГПП зависит от категории надежности потребителей на предприятии [7]. Условно принимается II категория цехов (что требует установки 2 трансформаторов). Необходимая мощность трансформаторов на ГПП выбирается в соответствии с [8].

$$S_{\text{ТР}} = (0,6 - 0,7) S_{\text{p}\Sigma},$$

После этого выбирается ближайшая стандартная мощность трансформаторов ГПП $S_{\text{н.т}}$ и их технические параметры. Вычисляются коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и полсеаварийном режимах работы системы:

$$K_{\text{з.н}} = \frac{S_{\text{p}\Sigma}}{2S_{\text{н.т}}}, \quad K_{\text{з.а}} = \frac{S_{\text{п}\Sigma}}{S_{\text{н.т}}}.$$

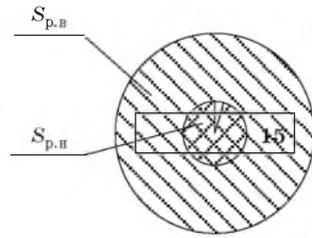


Рис. 5.1. Пример картограммы нагрузки

Если в послеаварийном режиме перегрузка трансформатора превышает допустимую 1,4, то необходимо рассмотреть возможность отключения части потребителей III категории в этом режиме или принять более мощный трансформатор.

На основании анализа возможных источников питания, имеющих уровней напряжения, расстояния от предприятия, а также мощности самого предприятия намечаются два варианта внешнего электроснабжения. Дается краткая характеристика предлагаемых вариантов, причем преимущество отдается простейшим решениям [7]. Как правило, выбираются ВЛЭП.

Определяются потери мощности в трансформаторах ГПП и рассчитываются нагрузки предприятия с учетом потерь в трансформаторах.

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{ТР}} = nP_{\text{X}} + nP_{\text{K}}K_{\text{з.н}}^2,$$

$$\Delta Q_{\text{ТР}} = n \frac{S_{\text{н.т}} I_{\text{X}}}{100} + n \frac{U_{\text{K}}}{100} S_{\text{н.т}} K_{\text{з.н}}^2,$$

где n – количество трансформаторов ГПП; P_{X} , P_{K} – потери холостого хода и КЗ для трансформатора, кВт; $K_{\text{з.н}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы; I_{X} – ток холостого хода трансформатора, %; U_{K} – напряжение КЗ для трансформатора, %; $S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Для трехобмоточного трансформатора рассчитываются коэффициенты его загрузки по разным обмоткам: $K_{\text{з.В.Н}}$, $K_{\text{з.С.Н}}$, $K_{\text{з.Н.Н}}$.

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются по формулам:

$$\Delta P_{\text{T}} = n\Delta P_{\text{X}} + n\left(K_{\text{з.В.Н}}^2 \Delta P_{\text{к.В.Н}} + K_{\text{з.С.Н}}^2 \Delta P_{\text{к.С.Н}} + K_{\text{з.Н.Н}}^2 \Delta P_{\text{к.Н.Н}}\right),$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = n \frac{S_{\text{н.тп}} I_{\text{X}}}{100} + nS_{\text{н.тп}} \left(\frac{u_{\text{кВ}}}{100} K_{\text{з.В.Н}}^2 + \frac{u_{\text{кС}}}{100} K_{\text{з.С.Н}}^2 + \frac{u_{\text{кН}}}{100} K_{\text{з.Н.Н}}^2 \right),$$

где n – количество трансформаторов ГПП; ΔP_{X} – потери холостого хода в трансформаторе, кВт; $\Delta P_{\text{к.В.Н}} = \Delta P_{\text{к.С.Н}} = \Delta P_{\text{к.Н.Н}} = 0,5\Delta P_{\text{K}}$ – потери КЗ для трансформатора, кВт; $K_{\text{з.В.Н}}$, $K_{\text{з.С.Н}}$, $K_{\text{з.Н.Н}}$ – коэффициенты загрузки трансформатора в нормальном режиме для обмоток соответственно высшего, среднего и низшего напряжения; I_{X} – ток холостого хода трансформатора, %; $u_{\text{к.В}}$, $u_{\text{к.С}}$, $u_{\text{к.Н}}$ – напряжения КЗ для обмоток соответственно высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора, %; $S_{\text{н.тп}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Напряжения КЗ для соответствующих обмоток вычисляются по формулам (согласно паспорту трансформатора), %:

$$u_{к.В} = \frac{u_{к.В-Н} + u_{к.В-С} - u_{к.С-Н}}{2},$$

$$u_{к.С} = \frac{u_{к.В-С} + u_{к.С-Н} - u_{к.В-Н}}{2},$$

$$u_{к.Н} = \frac{u_{к.В-Н} + u_{к.С-Н} - u_{к.В-С}}{2}.$$

Расчетная (приведенная) мощность с учетом потерь в трансформаторах:

$$S_{p\Sigma}' = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_{p\Sigma}' + \Delta Q_{тр})^2}.$$

Выбор сечения питающей линии выполняется по требованиям ПУЭ и проверяется на нагрев (Прил. Б, табл. Б.4).

Расчетный ток линии электропередач:

$$I_p = \frac{S_{p\Sigma}'}{n\sqrt{3}U_H},$$

где $n = 2$ – количество линий; U_H – напряжение питающей линии, кВ.

Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}.$$

Принятое стандартное сечение линии проверяется по допустимым потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах:

$$\Delta u = \frac{Pr + Qx}{U_H^2 10^3} 100\%,$$

где P , Q – активная и реактивная нагрузки линии, кВт, квар; $r = r_0 l$, $x = x_0 l$ – активное и реактивное сопротивление линии, которое определяется по удельным значениям сопротивлений и длине питающей линии, Ом.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P_{л} = n3I_p^2 r,$$

$$\Delta Q_{л} = n3I_p^2 x.$$

Время максимальных потерь, ч/год:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 8760,$$

где T_M – число часов использования максимума нагрузки [3].

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_{\text{тр}_a} = n \left(\Delta P_x T_\Gamma + K_{\text{з.н}}^2 \Delta P_k \tau \right),$$

$$\Delta A_{\text{тр}_p} = \frac{n S_{\text{н.тр}}}{100} \left(I_x T_\Gamma + K_{\text{з.н}}^2 U_k \tau \right).$$

Потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta A_{\text{л}_a} = \Delta P_{\text{л}} \tau,$$

$$\Delta A_{\text{л}_p} = \Delta Q_{\text{л}} \tau.$$

Суммарные потери энергии по варианту электроснабжения:

$$\Delta A_{\text{а}_\Sigma} = \Delta A_{\text{тр}_a} + \Delta A_{\text{л}_a},$$

$$\Delta A_{\text{р}_\Sigma} = \Delta A_{\text{тр}_p} + \Delta A_{\text{л}_p}.$$

5.6. Технико-экономическое обоснование проектных решений

Экономическое сравнение рассмотренных вариантов схем электроснабжения проводится по методу чистой текущей стоимости или по минимуму приведенных затрат.

Метод чистой текущей стоимости

При использовании критериев экономической эффективности капитальных вложений, в частности, предполагается, что производственный результат и эксплуатационные затраты по годам эксплуатации одинаковые. Однако потребление электроэнергии по годам может отличаться. Кроме того, амортизационные отчисления, которые являются доминирующим элементом эксплуатационных затрат, в данное время рассчитываются методом ускоренной амортизации, которая обуславливает принципиально неодинаковые эксплуатационные затраты по годам эксплуатации.

Поэтому технико-экономическое обоснование проектных решений нужно выполнять методом чистой текущей стоимости: реализация проекта целесообразна, если за период реализации проекта величина чистой текущей стоимости (NPV) положительная, при-

чем, чем большее значение NPV, тем более привлекательным, является проект.

Чистая текущая стоимость (NPV), или интегральный экономический эффект – это различие валового дохода, рассчитанного за период реализации проекта, и всех видов затрат, подытоженных за тот же период, с учетом фактора времени (с учетом разновременных доходов и затрат к их современной стоимости, т. е. к моменту начала проекта). При расчете NPV обычно принимается, что инвестиционные затраты учитываются к началу года, а обратные денежные потоки (чистый доход проекта и налоговые выплаты) – на конец года. Такое предположение отображает тот факт, что средства, которые инвестируются в течение года, уже в начале этого года должны быть выведены из коммерческого оборота и доходов инвестору в этот год не принесут, а годовые обратные денежные потоки в полном объеме будут сформированы лишь в конце года.

Если все инвестиционные затраты осуществляются одновременно в первый год строительства системы электроснабжения, то:

$$\Delta NPV = \sum_{t=1}^{T_{э.о}} \left\{ \left[-(\mathcal{Z}_{в,t1} - \mathcal{Z}_{в,t2})\beta_n + (A_{t1} - A_{t2})2\alpha_n \right] \frac{1}{(1 + E_{нд})^t} \right\} - (IE_{t1} - IE_{t2}).$$

где $T_{э.о}$ – период экономической оценки инвестиции, лет; α_n – налоговая ставка (ставка налога на прибыль), $\alpha_n = 0,25$ 1/год; $\beta_n = 1 - 2\alpha_n = 1 - 2 \times 0,25 = 0,5$; $\mathcal{Z}_{в1}, A_1, IE_1$ – показатели более дорогого варианта с точки зрения инвестиционных затрат ($IE_1 > IE_2$); $\mathcal{Z}_{в2}, A_2, IE_2$ – показатели более дешевого варианта с точки зрения инвестиционных затрат; IE_t – инвестиционные затраты по вариантам; $E_{нд}$ – нормативная эффективность инвестиций в энергетике.

Амортизационные отчисления по вариантам:

$$A = \frac{H_{а.л}}{100} K_{л} + \frac{H_{а.об}}{100} K_{об},$$

где $K_{л}, K_{об}$ – капиталовложения в линию и электрооборудование, тыс. руб.; (стоимость ЛЭП определяется через цену 1 км ЛЭП на ее длину, стоимость оборудования учитывает стоимость оборудования ГПП: трансформаторов ГПП, выключателей на стороне высшего напряжения, разъединителей, разрядников, стоимость сооружения открытого распределительного устройства); $H_{а.л},$

$H_{a,об.}$ – норма амортизационных отчислений на линии и оборудование, 1/год [3].

Инвестиционные затраты по вариантам:

$$IE = K_{л} + K_{об} + K_{уд}^{эс} (\Delta P_{л} + \Delta P_{тр}),$$

где $K_{л}$, $K_{об}$ – капиталовложение в линию и электрооборудование, тыс. руб.; $K_{уд}^{эс}$ – удельная стоимость дополнительного оборудования для покрытия потерь мощности в сети, тыс.руб./кВт.

Годовые затраты, вызванные потерями электроэнергии:

$$З_{в_i} = \Pi_{эл.а} \Delta A_{а\Sigma_i} + \Pi_{эл.р} \Delta A_{р\Sigma_i},$$

где $\Pi_{эл.а}$, $\Pi_{эл.р}$ – средняя себестоимость активной и реактивной энергии на период выполнения проекта; $\Delta A_{а\Sigma_i}$, $\Delta A_{р\Sigma_i}$ – суммарные потери активной и реактивной энергии по вариантам.

Результатом расчетов является график зависимости $\Delta NPV(t)$. Исходя из графика, можно сделать вывод относительно целесообразности дополнительных инвестиционных затрат. Если график пересекает ось абсцисс в пределах величины заданного срока окупаемости проекта, то выбирается вариант с большими инвестиционными затратами.

В ином случае дополнительные инвестиционные затраты нецелесообразны, поэтому выбирается вариант с меньшими инвестиционными затратами.

Необходимое электрооборудование принимается предварительно по номинальным данным без проверки его на стабильность действия от токов КЗ.

Стоимость дополнительного оборудования для покрытия потерь мощности в сети и стоимость потерь электроэнергии принимаются соответственно действующим ценам на период выполнения проекта.

Метод минимума приведенных годовых затрат

Приведенные затраты по варианту определяются по формуле

$$C = E_n K_{\Sigma} + И_{\Sigma},$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год; $K_{\Sigma} = K_{эс} + K_{об} + K_{л}$ – суммарные капиталовложения; $И_{\Sigma} = И_{\Delta A} + И_a$ – суммарные затраты.

Суммарные капиталовложения состояются из капиталовложений в дополнительное оборудование для покрытия потерь мощности в сети $K_{эс}$, капиталовложений в оборудование $K_{об}$ и капиталовложений в линию $K_{л}$.

Стоимость дополнительного оборудования для покрытия потерь мощности в сети:

$$K_{\text{эс}} = K_{\text{уд}}^{\text{эс}} (\Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{тр}}),$$

Суммарные затраты составляют из амортизационных отчислений в электрооборудование и линию $I_{\text{а}}$ и затрат, которые вызваны потерями электроэнергии $I_{\Delta A}$.

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{а}} = \alpha_{\text{об}} K_{\text{об}} + \alpha_{\text{л}} K_{\text{л}},$$

где $K_{\text{об}}$, $K_{\text{л}}$ – капиталовложения в электрооборудование и линии, тыс.руб.; $\alpha_{\text{об}}$, $\alpha_{\text{л}}$ – норма амортизационных отчислений на оборудование и на линии, 1/год [3].

Годовые затраты, которые вызваны потерями электроэнергии:

$$I_{\Delta A_i} = \Pi_{\text{эл.а}} \Delta A_{\text{а}\Sigma_i} + \Pi_{\text{эл.р}} \Delta A_{\text{р}\Sigma_i}.$$

5.7. Выбор схемы внутреннего электроснабжения

При выборе схемы внутреннего электроснабжения прежде всего проводится обоснование выбора уровня напряжения и способа канализации электроэнергии по территории предприятия. Учитываются много факторов: мощность высоковольтных двигателей и их количество, взаимное расположение цехов. Как правило, выбирают напряжение 10 кВ.

При наличии сосредоточенной высоковольтной нагрузки на предприятии решается вопрос о сооружении распределительных пунктов (РП). Следует учесть, что при сравнительно небольших расстояниях (100–120 м) от распределительного устройства ГПП до места сосредоточения высоковольтной нагрузки и небольшом количестве присоединений, сооружение РП может быть нецелесообразно [7].

На основании картограммы нагрузок решается вопрос о размещении цеховых ТП на территории цехов предприятия (одна ТП может обеспечивать несколько цехов небольшой мощности), выбирается число и мощность трансформаторов на каждой ТП по аналогии с выбором трансформаторов на ГПП.

Определяются потери мощности в цеховых трансформаторах, и нагрузка низковольтных потребителей приводится к стороне высшего напряжения ТП.

Затем намечаются два варианта схем распределения электроэнергии по территории предприятия (магистральная или радиальная), как правило, выполненные кабельными сетями.

Производятся расчеты первого варианта. Приводится электрическая схема рассмотренного варианта и ее описание. При составлении схем распределения электроэнергии обращается внимание на рациональные трассы прокладки линий, которые имеют кратчайшие расстояния между ТП и не допускают встречных перетоков электроэнергии на отдельных участках сети.

Далее по экономической плотности тока определяются необходимые сечения кабельных линий, делается их проверка по допустимому току и потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономическое сечение линии:

$$F = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}},$$

где $J_{\text{эк}} = 1,2 - 1,4$ А/мм² – экономическая плотность тока в кабельных линиях, выбирается в зависимости от T_M [1].

Выбранное сечение КЛ удовлетворяет условиям нагрева, если $I_{\text{доп}} > 2I_p$. Дальнейшая проверка выбранных сечений ведется аналогично приведенной методике.

Технико-экономическое обоснование проектных решений нужно выполнять методом чистой текущей стоимости или по приведенным годовым затратам аналогично методике, которая приведена в предыдущем разделе.

Стоимость оборудования включает в себя стоимость ячеек КРУ с выключателями и стоимость кабельных линий.

Стоимость кабельной линии:

$$K_{\text{л}} = nlK_0,$$

где l – длина кабельной линии, км; K_0 – стоимость 1 км линии в зависимости от способа прокладки линии, тыс. руб./км [9].

При выборе мощности цеховых трансформаторов необходимо стремиться к тому, чтобы число типоразмеров трансформаторов не превышало двух-трех. При наличии обоснования возможно применение на ТП трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВА.

Если на предприятии есть высоковольтные двигатели мощностью до 600 кВт, то предполагается их питание от напряжения 6 кВ через понижающие трансформаторы при принятом варианте напряжения распределительной сети 10 кВ.

Выбор марки кабеля должен проводиться в соответствии со стандартами проектирования электрических сетей.

5.8. Расчеты токов короткого замыкания

Определение токов короткого замыкания (КЗ) необходимо для проверки выбранного оборудования на термическую и динамическую стойкость. Расчетным током КЗ для проверки оборудования является ток при трехфазном КЗ. Расчетная схема и схема замещения составляются для режима, когда один трансформатор на ГПП или одна питающая ЛЭП находятся в отключенном состоянии. При этом если нет данных о мощностях энергосистемы, ее можно принять бесконечной мощности. Трансформаторы ГПП и питающая линия вводятся в схему замещения расчетными сопротивлениями [2, 4].

Число и местоположение точек КЗ должны быть достаточными для выбора коммутационной аппаратуры на открытом распределительном устройстве ГПП (разъединителей, выключателей, а также ошиновки трансформатора); оборудования на стороне низшего напряжения ГПП (жестких шин, вводных выключателей, секционного и линейных разъединителей) и для выбора релейной защиты. Исходя из этого, расчетные точки короткого замыкания должны быть на выводах высшего напряжения трансформатора ГПП, а также на шинах низшего напряжения ГПП.

При наличии на предприятии высоковольтных синхронных или асинхронных двигателей, подключенных непосредственно к шинам ГПП (или отдаленных на небольшое расстояние), необходимо их учитывать в расчете, так как они могут подпитывать место КЗ током. При этом подпитка от синхронных двигателей учитывается для полного времени отключения КЗ, а от асинхронных двигателей – при ударном токе КЗ.

Расчеты тока КЗ ведутся в относительных единицах при базисных условиях. Далее приведен пример расчетов.

Пример расчетов

Расчеты выполняются в относительных единицах методом приближенного приведения. Принимаем базисную мощность $S_б = 100$ МВА. Напряжение на стороне ВН трансформатора 110 кВ, ЭДС системы $E_c = 1,05$ о.е.

Принимаем базисные условия: $U_{бI} = 115$ кВ; $U_{бII} = 6,3$ кВ; $U_{бIII} = 37$ кВ. Находим базисный ток:

$$I_{бI} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{бI}} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6II}} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 6,3} = 9,16 \text{ кА};$$

$$I_{6III} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6III}} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ системы находим по отключающей способности выключателя 110 кВ:

$$S''_K = \sqrt{3}U_{II}I_{откл.} = \sqrt{3} \times 110 \times 20 = 3810 \text{ МВА}.$$

Реактивные сопротивления элементов сети (рис. 5.2):

$$x_c = \frac{S_6}{S''_K} = \frac{100}{3810} = 0,026 \text{ о.е.};$$

$$x_{л} = x_0 l_0 \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,428 \times 10 \times \frac{100}{115^2} = 0,032 \text{ о.е.};$$

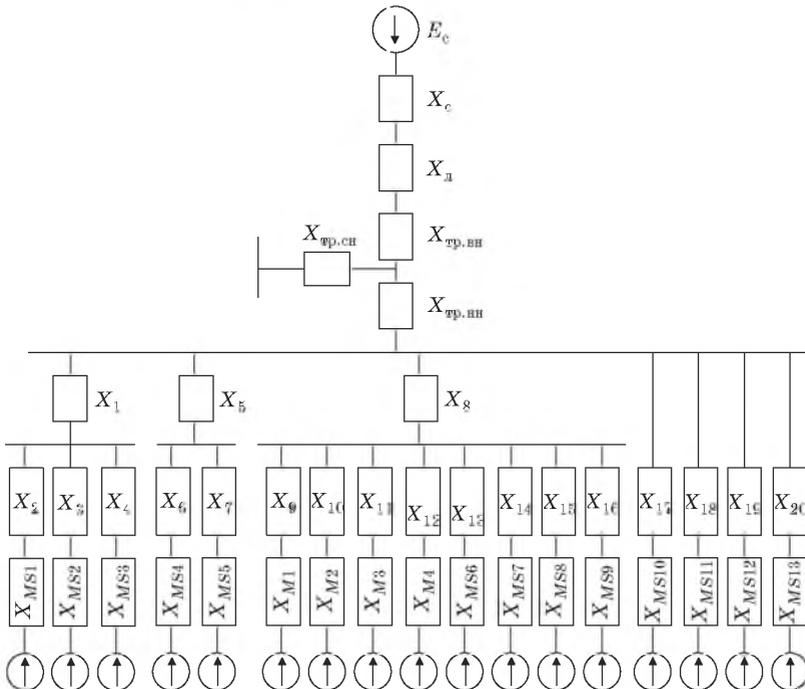


Рис. 5.2. Исходная схема замещения для расчета токов КЗ

$$x_{\text{тр.вн}} = \frac{U_{\text{к.вн}}}{100} \times \frac{S_6}{S_{\text{тр.ном}}} = \frac{10,75}{100} \times \frac{100}{25} = 0,43 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{тр.сн}} = \frac{U_{\text{к.сн}}}{100} \times \frac{S_a}{S_{\text{тр.ном}}} = \frac{0}{100} \times \frac{100}{25} = 0 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{тр.нн}} = \frac{U_{\text{к.нн}}}{100} \times \frac{S_6}{S_{\text{тр.ном}}} = \frac{6,75}{100} \times \frac{100}{25} = 0,27 \text{ о.е.}$$

Реактивные сопротивления кабельных линий:

$$x_1 = x_{01} l_1 \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = 0,071 \times 0,6 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,107 \text{ о.е.};$$

$$x_2 = x_3 = x_4 = x_{02} l_2 \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = 0,083 \times 0,018 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,004 \text{ о.е.};$$

$$x_5 = \frac{1}{2} x_{05} l_5 \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = \frac{1}{2} \times 0,073 \times 0,372 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,034 \text{ о.е.};$$

$$x_6 = x_7 = x_{06} l_6 \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = 0,087 \times 0,108 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,024 \text{ о.е.};$$

$$x_8 = \frac{1}{2} x_{08} l_8 \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = \frac{1}{2} \times 0,074 \times 0,156 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,0145 \text{ о.е.};$$

$$x_9 = x_{10} = x_{11} = x_{12} = x_{09} l_9 \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = 0,091 \times 0,02 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,0046 \text{ о.е.};$$

$$x_{13} = x_{14} = x_{013} l_{13} \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = 0,083 \times 0,198 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,041 \text{ о.е.};$$

$$x_{15} = x_{16} = x_{015} l_{15} \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = 0,083 \times 0,138 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,029 \text{ о.е.};$$

$$x_{17} = x_{18} = x_{19} = x_{20} = x_{017} l_{17} \frac{S_6}{U_{6\Pi}^2} = 0,087 \times 0,228 \times \frac{100}{6,3^2} = 0,049 \text{ о.е.}$$

Реактивные сопротивления двигателей:

$$x_M = \frac{1}{K_n} \times \frac{S_6 \cos \varphi \times \eta}{P_{\text{ном}}} \text{ о.е.};$$

$$x_{MS1} = x_{MS2} = \frac{1}{5,6} \times \frac{100 \times 0,8 \times 0,932}{0,5} = 26,63 \text{ о.е.};$$

$$x_{MS3} = \frac{1}{4,6} \times \frac{100 \times 0,8 \times 0,9}{0,4} = 39,13 \text{ о.е.};$$

$$x_{MS4} = x_{MS5} = \frac{1}{6,7} \times \frac{100 \times 0,8 \times 0,96}{1} = 11,46 \text{ о.е.};$$

$$x_{M1} = x_{M2} = x_{M3} = x_{M4} = \frac{1}{5,1} \times \frac{100 \times 0,8 \times 0,957}{0,25} = 60,04 \text{ о.е.};$$

$$x_{MS6} = x_{MS7} = x_{MS8} = x_{MS9} = \frac{1}{7} \times \frac{100 \times 0,85 \times 0,948}{0,5} = 23,02 \text{ о.е.};$$

$$x_{MS10} = x_{MS11} = x_{MS12} = x_{MS13} = \frac{1}{5,6} \times \frac{100 \times 0,9 \times 0,93}{0,5} = 29,89 \text{ о.е.}$$

ЭДС двигателей:

$$E''_{MS} = \sqrt{(U_* \cos \varphi)^2 + (U_* \sin \varphi + I_* x''_d)^2},$$

$$E''_M = \sqrt{(U_* \cos \varphi)^2 + (U_* \sin \varphi - I_* x''_d)^2},$$

где

$$x''_d = \frac{1}{K_n};$$

$$E''_{MS1} = E''_{MS2} = \sqrt{(1 \times 0,8)^2 + \left(1 \times 0,6 + 1 \times \frac{1}{5,6}\right)^2} = 1,12 \text{ о.е.};$$

$$E''_{M1} = E''_{M2} = E''_{M3} = E''_{M4} = \sqrt{(1 \times 0,8)^2 + \left(1 \times 0,6 - 1 \times \frac{1}{5,1}\right)^2} = 0,89 \text{ о.е.}$$

Для других двигателей расчеты ведутся аналогично, результаты приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Параметры двигателей

Двигатели	$P_{\text{ном}},$ кВт	$U_{\text{ном}},$ кВ	$K_n,$ о.е.	$\eta, \%$	$\cos \varphi$	$x''_d,$ о.е.	$x_m,$ о.е.	$E_M,$ о.е.
MS1, MS2	500	6	5,6	0,932	0,8	0,178	26,63	1,12
MS3	400	6	4,6	0,9	0,8	0,217	39,13	1,14
MS4, MS5	1000	6	6,7	0,96	0,8	0,149	11,46	1,1
M1, M2, M3, M4	250	6	5,1	0,957	0,8	0,196	60,04	0,89
MS6, MS7, MS8, MS9	500	6	7	0,948	0,85	0,142	23,02	1,08
MS10, MS11, MS12, MS13	500	6	5,6	0,93	0,9	0,178	29,89	1,09

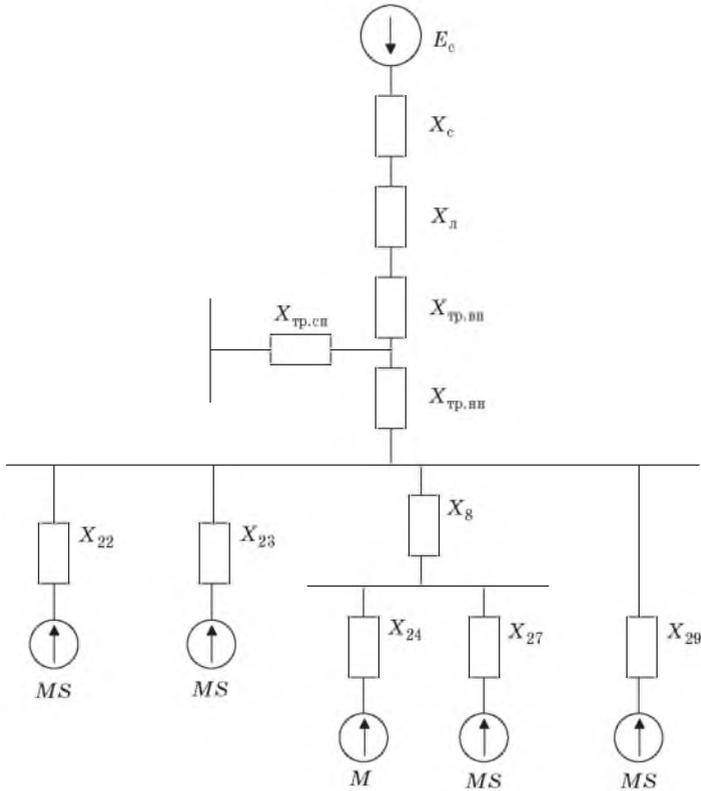


Рис. 5.3. Преобразованная схема замещения

Преобразуем исходную схему замещения по отношению к точке К2 (рис. 5.3).

Реактивные сопротивления эквивалентной схемы:

$$x_{21} = \frac{1}{2}(x_2 + x_{MS1}) = \frac{1}{2}(0,004 + 26,63) = 13,32 \text{ о.е.};$$

$$x_{22} = \frac{x_{21}(x_4 + x_{MS3})}{x_{21} + x_4 + x_{MS3}} + x_1 = \frac{13,32(0,004 + 39,13)}{13,32 + 0,004 + 39,13} + 0,107 = 10,04 \text{ о.е.};$$

$$x_{23} = \frac{1}{2}(x_6 + x_{MS4}) + x_5 = \frac{1}{2}(0,024 + 11,46) + 0,034 = 5,77 \text{ о.е.};$$

$$x_{24} = \frac{1}{4}(x_9 + x_{M1}) = \frac{1}{4}(0,0046 + 60,04) = 15,01 \text{ о.е.};$$

$$\begin{aligned}
 x_{25} &= \frac{1}{2}(x_{13} + x_{MS6}) = \frac{1}{2}(0,041 + 23,02) = 11,53 \text{ о.е.}; \\
 x_{26} &= \frac{1}{2}(x_{15} + x_{MS8}) = \frac{1}{2}(0,029 + 23,02) = 11,52 \text{ о.е.}; \\
 x_{27} &= \frac{x_{25}x_{26}}{x_{25} + x_{26}} = \frac{11,53 \times 11,52}{11,53 + 11,52} = 5,76 \text{ о.е.}; \\
 x_{28} &= \frac{x_{27}x_{24}}{x_{27} + x_{24}} + x_8 = \frac{5,76 \times 15,01}{5,76 + 15,01} + 0,0145 = 4,17 \text{ о.е.}; \\
 x_{29} &= \frac{1}{4}(x_{17} + x_{MS10}) = \frac{1}{4}(0,049 + 29,89) = 7,48 \text{ о.е.}; \\
 x_{30} &= \frac{1}{\frac{1}{x_{22}} + \frac{1}{x_{23}} + \frac{1}{x_{29}}} = \frac{1}{\frac{1}{10,04} + \frac{1}{5,77} + \frac{1}{7,48}} = 2,46 \text{ о.е.}
 \end{aligned}$$

ЭДС эквивалентной схемы:

$$\begin{aligned}
 E''_{eq1} &= \frac{E''_{MS1}(x_4 + x_{MS3}) + E''_{MS3}(x_2 + x_{MS1})}{x_4 + x_{MS3} + x_2 + x_{MS1}} = \\
 &= \frac{1,12(0,004 + 39,13) + 1,14(0,004 + 26,63)}{0,004 + 39,13 + 0,004 + 26,63} = 1,13 \text{ о.е.}, \\
 E''_{eq\Sigma} &= x_{30} \left(\frac{E''_{eq1}}{x_{22}} + \frac{E''_{MS4}}{x_{23}} + \frac{E''_{MS10}}{x_{29}} \right) = \\
 &= 2,46 \left(\frac{1,13}{10,04} + \frac{1,1}{5,77} + \frac{1,09}{7,48} \right) = 1,1 \text{ о.е.}; \\
 E''_{M,MS} &= x_{28} \left(\frac{E''_{M1}}{x_{24}} + \frac{E''_{MS6}}{x_{25}} + \frac{E''_{MS8}}{x_{26}} \right) = \\
 &= 4,17 \left(\frac{0,89}{15,01} + \frac{1,08}{11,53} + \frac{1,08}{11,52} \right) = 1,03 \text{ о.е.}
 \end{aligned}$$

Таким образом, сверхпереходное значение тока КЗ от системы:

$$\begin{aligned}
 I_{p01} &= \frac{E_c}{x_c + x_n} I_{6I} = \frac{1,05}{0,026 + 0,032} \times 0,502 = 9,08 \text{ кА}; \\
 I_{p02} &= \frac{E_c}{x_c + x_n + x_{тр.вн} + x_{тр.нн}} I_{6II} = \\
 &= \frac{1,05}{0,026 + 0,032 + 0,43 + 0,27} \times 9,16 = 12,69 \text{ кА};
 \end{aligned}$$

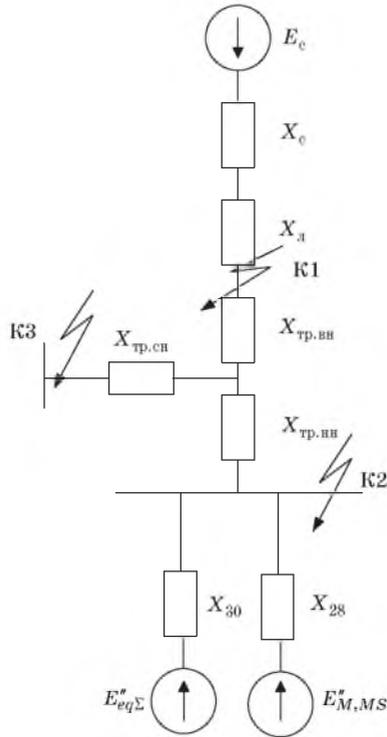


Рис. 5.4. Результирующая схема замещения

$$I_{p03} = \frac{E_c}{x_c + x_l + x_{тр.вн} + x_{тр.сн}} I_{6\Pi} =$$

$$= \frac{1,05}{0,026 + 0,032 + 0,43 + 0} \times 1,56 = 3,35 \text{ кА.}$$

Ток КЗ от двигателей:

$$I_{p0MS} = \frac{E''_{eq\Sigma}}{x_{30}} I_{6\Pi} = \frac{1,1}{2,46} \times 9,16 = 4,1 \text{ кА;}$$

$$I_{p0M,MS} = \frac{E''_{M,MS}}{x_{28}} I_{6\Pi} = \frac{1,03}{4,17} \times 9,16 = 2,26 \text{ кА.}$$

Общий ток КЗ в точке К2:

$$I_{p0\Sigma} = I_{p02} + I_{p0MS} + I_{p0M,MS} = 12,69 + 4,1 + 2,26 = 19,05 \text{ кА.}$$

Необходимо найти значение токов КЗ I_{p0M} и $I_{p0MS6-MS9}$. Для этого используем значение остаточного напряжения $U_{ост}$ по реактивному сопротивлению x_8 .

$$U_{ост} = \frac{1,03}{4,17} \times 0,0145 = 0,00005 \text{ о.е.};$$

$$I_{p0M} = \frac{E_M'' - U_{ост}}{x_{24}} I_{6II} = \frac{0,89 - 0,00005}{15,01} \times 9,16 = 0,54 \text{ кА};$$

$$I_{p0MS6-MS9} = \frac{E_{MS}'' - U_{ост}}{x_{27}} I_{6II} = \frac{1,08 - 0,00005}{5,76} \times 9,16 = 1,72 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} K_{уд1} I_{p01} = \sqrt{2} \times 1,82 \times 9,08 = 23,37 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} K_{уд1} I_{p02} + \sqrt{2} K_{уд2} I_{p0M} + \sqrt{2} K_{уд2} I_{p0MS} = \\ = \sqrt{2} \times 1,82 \times 12,69 + \sqrt{2} \times 1,78 \times 0,54 + \sqrt{2} \times 1,8 \times 5,82 = 47,95 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} K_{уд1} I_3'' = \sqrt{2} \times 1,82 \times 3,35 = 8,62 \text{ кА},$$

где

– для энергосистемы:

$$K_{уд1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,82;$$

– для синхронного двигателя:

$$K_{уд2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a2}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} = 1,8;$$

– для асинхронного двигателя, где T_{a1} , T_{a2} – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ системы и двигателей соответственно [14]:

$$K_{уд3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a3}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}} = 1,78.$$

Расчеты аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат1} = \sqrt{2} I_1'' e^{-\frac{0,1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \times 9,08 e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,74 \text{ кА};$$

Таблица 5.2

Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	Источник питания точки КЗ	I_{D0} , кА	I_{DT} , кА	i_{DT} , кА	i_{VD} , кА
К1	Система	9,08	9,08	1,74	23,37
К2	Система	12,69	12,69	2,43	32,66
	Синхронные двигатели	5,82	2,91	0,23	13,99
	Асинхронные двигатели	0,54	0,032	0,02	1,3
	Всего	19,05	15,63	2,68	47,95
К3	Система	3,35	3,35	0,64	8,62

$$i_{a\tau 2} = \sqrt{2}I_{p02}e^{-\frac{0,1}{T_{a1}}} + \sqrt{2}I_{p0M}e^{-\frac{0,1}{T_{a2}}} + \sqrt{2}I_{p0MS}e^{-\frac{0,1}{T_{a2}}} =$$

$$= \sqrt{2} \times 12,69e^{-\frac{0,1}{0,05}} + \sqrt{2} \times 0,54e^{-\frac{0,1}{0,04}} + \sqrt{2} \times 5,82e^{-\frac{0,1}{0,045}} = 2,68 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau 3} = \sqrt{2}I_{3e}''e^{-\frac{0,1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \times 3,35e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 0,64 \text{ кА.}$$

Расчеты периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{p\tau} = I_{p0}\gamma^{p\tau},$$

где $\gamma^{p\tau} = 1$ – для системы [14]; $\gamma^{p\tau} = 0,5$ – для синхронных двигателей [14]; $\gamma^{p\tau} = 0,06$ – для асинхронных двигателей [14].

Результаты расчетов токов КЗ приведены в табл. 5.2.

5.9. Выбор оборудования

Необходимо выбрать коммутационные аппараты открытого распределительного устройства (ОРУ) высшего напряжения и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 6(10) кВ – ГПП, шины, трансформаторы тока, напряжения и собственных нужд.

Расчеты выполняются согласно методике, изложенной в [3], и оформляются в виде таблиц.

Выбор трансформатора тока выполняется для одного из присоединений (указать которого именно).

Для проверки ранее выбранных кабелей на термическую стойкость необходимо определить минимально допустимое сечение по формуле

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C},$$

где C – термическая функция, $A \times c^{1/2}/\text{мм}^2$ (для алюминиевых кабелей $C = 94$, для алюминиевых проводов $C = 88$ [7]); B_K – тепловой импульс, $\text{kA}^2 \times \text{с}$.

Тепловой импульс

$$B_K = I'_{\text{к.з}}^2 (t_{\text{выкл}} + T_a),$$

где $t_{\text{выкл}} = (t_{\text{р.з}} + t_{\text{с.в}})$; $t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя, с; $t_{\text{р.з}}$ – время срабатывания релейной защиты, с; $T_a = 0,05$ с – время затухания апериодической составляющей тока КЗ от энергосистемы.

Проверку КЛ на термическую стойкость токам КЗ можно осуществлять и более точными методами, которые приводятся в справочниках [4, 10].

Если сечение ранее выбранного кабеля оказалось меньше минимально допустимого, то его необходимо заменить кабелем большего сечения, которое удовлетворяет условию термической стойкости действия токов КЗ.

5.10. Релейная защита и автоматика

На основе анализа необходимой бесперебойности электроснабжения и мощности элементов, которые защищаются, с учетом требований [1, 12] делается вывод об источниках оперативного тока.

Преимущество следует отдавать простейшим релейным защитами, которые используют переменный или выпрямленный оперативный ток, а также защиты с реле прямого действия, встроенными в привод выключателей.

Расчеты релейной защиты выполняются для элемента, который указывается преподавателем. Приводится схема релейной защиты и источника оперативного тока (в случае питания релейной защиты от блоков питания, добавляется их схема подключения).

Релейная защита других элементов сети, для которых расчеты не делаются, должна быть представлена в виде описания. При этом выбор типов защит выполняется согласно требованиям [1].

Дальше намечаются средства автоматики, которые отвечают категории электроприемников на предприятии (АПВ на главном выключателе, АВР на секционном выключателе ГПП или ГРП, автоматическое регулирование напряжения на трансформаторах ГПП) и приводится их описание.

Выводы в курсовом проекте

В выводах приводятся краткие выводы о принятых в курсовом проекте решениях с точки зрения обеспечения надежного электроснабжения промышленного предприятия и его экономичности.

Заключение

В учебном пособии изложены методологические основы проектирования систем электроснабжения объектов промышленной отрасли. Раскрыты основные этапы проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий: расчет электрических нагрузок по подразделениям и в целом для промышленного предприятия; выбор варианта выполнения системы внешнего и внутриводского электроснабжения, включая линии электропередач, трансформаторы главной понизительной и цеховых подстанций, с учетом компенсации реактивной мощности; расчет токов короткого замыкания; выбор основного электрооборудования; релейной защиты и автоматики.

Приведенные в пособии теоретические сведения охватывают материал, необходимый для подготовки к практическим занятиям, в ходе выполнения которых студенты должны знать: режимы работы электрических систем, основные требования к построению рациональных систем электроснабжения, параметры расчета электрических сетей, методику определения расчетных нагрузок цехов и предприятия в целом, схемы электроснабжения низковольтных и высоковольтных сетей.

В учебном пособии даны задание на курсовой проект по дисциплине «Электроснабжение» и методические указания по его выполнению и оформлению. Тематика курсового проекта связана с технико-экономическим решением комплексных задач электроснабжения промышленных предприятий.

В приложении к пособию приводятся справочные материалы для выполнения курсовой работы.

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями. М.: Норматика, 2017. 464 с.
2. Федоров А. А., Каменева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: ЭнергATOMиздат, 1984. 472 с.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под общ. ред. А. А. Федорова, Г. В. Сербиновского. М.: Энергия, 1980. 576 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под общ. ред. В. И. Круповича. М.: Энергоатомиздат, 1981. 408 с.
5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация / под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. М.: Энергоатомиздат, 1981. 624 с.
6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: проектирование и расчет / под ред. А. С. Овчаренко. Киев: Техника, 1985. 279 с.
7. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1983. 208 с.
8. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СИ .174–75. М.: Стройиздат, 1976. 55с.
9. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
10. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2006. 352 с.
11. Коропов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М.: Энергия, 1970. 222 с.
12. Кривенков В. В., Новелла В. Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Энергоиздат. 1981. 328 с.
13. Федоров А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987. 368 с.
14. Винославский В. Н., Пивняк Г. Г., Несен Л. И. и др. Переходные процессы в системах электроснабжения. Киев: Высш. шк., 1989. 422 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А ЗАДАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ

ВАРИАНТ 1

1. Выполнить проект электроснабжения судоремонтного завода.
2. Питание может быть осуществлено от подстанции ПС-1 (напряжение шин 110 кВ и 35 кВ).
3. Расстояние от подстанции до завода 5 км, прокладка линий возможна.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рис. 1).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 1.

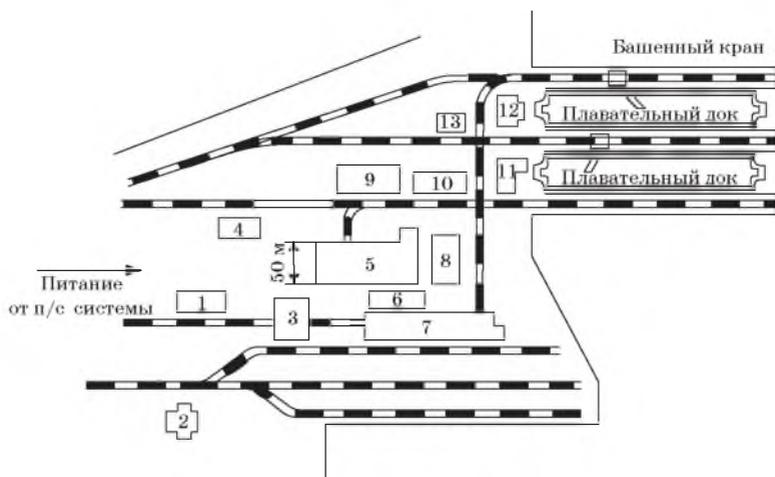


Рис. 1. Ситуационный план судоремонтного завода

Таблица 1

Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Лесосушилка	150
2	Деревообрабатывающий цех	200
3	Компрессорная станция	880 (2x1000)
4	Склад угля	240

Окончание таблицы 1

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
5	Испытательный и механический цеха	1200
6	Гараж и пожарное депо	100
7	Корпусно-котельный цех	2700
8	Ремонтные цеха и лаборатория	400
9	Литейный цех	3200
10	Модельный цех	220
11	Гальванический цех	300
12	Сборочно-установочный цех	450
13	Административные помещения	250

ВАРИАНТ 2

1. Выполнить проект электроснабжения трансформаторостроительного завода.
2. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой есть шины напряжением 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции к заводу 6 км. Прокладка воздушных линий возможна.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 2.
6. Ситуационный план прилагается (рис. 2).

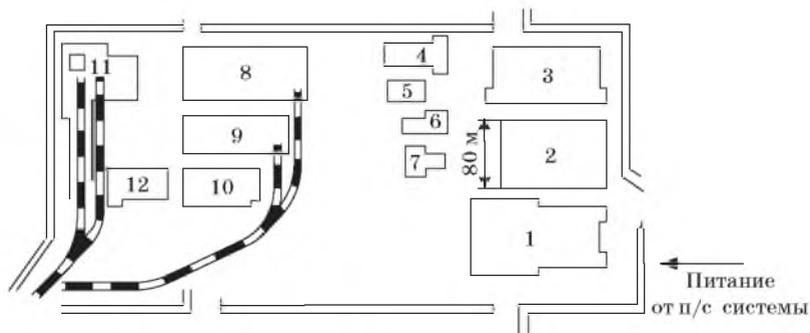


Рис. 2. Ситуационный план трансформаторостроительного завода

Таблица 2

Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт	
		до 1000 В	выше 1000 В
1	Главный корпус	1900	
2	Сварочный корпус	1650	
3	Аппаратный корпус	2100	
4	Изоляционный корпус	700	
5	Кислородная станция	450	2 × 630
6	Кузнечный цех и компрессорная	500	
7	Котельная	900	
8	Механосборочный цех	1150	
9	Заготовительный цех	770	
10	Цех обмотки проводов	1850	
11	Испытательная лаборатория	300	
12	Литейный цех	800	

ВАРИАНТ 3

1. Выполнить проект электроснабжения химического комбината.
2. Питание комбината может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой есть шины 110 кВ и шины 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 7 км. Прокладка воздушных линий возможна.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рис. 3).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 3.

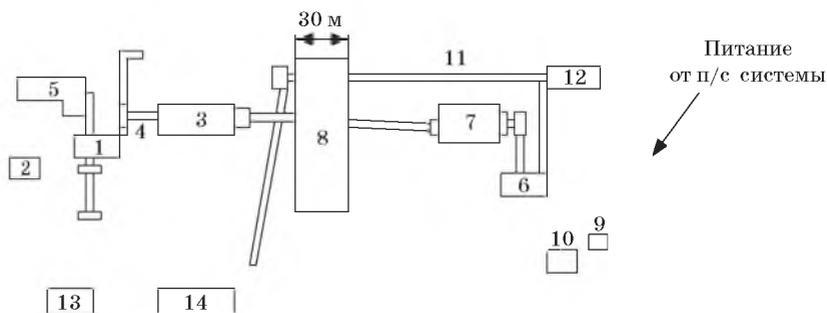


Рис. 3. Ситуационный план химического комбината

Таблица 3

Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Сверхшахтный дом шахты № 2	800
2	Дом подъемных машин 1	2400
3	Состав сырой соли	400
4	Галерея транспортеров между солемельницей и составом	700
5	Здание шахтного комбината	200
6	Сверхшахтный дом с солемельницей шахты № 1	600
7	Состав сырой соли	300
8	Главный корпус	1600
9	Дом подъемных машин 2	2200
10	Здание вентиляторов	200 (2 × 630)
11	Эстакада подачи отходов в цех обезвоживания	200
12	Цех обезвоживания	1500
13	Механический цех	450
14	Литейный цех	800

ВАРИАНТ 4

1. Выполнить проект электроснабжения завода тяжелого машиностроения
2. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, где есть шины 110 кВ и шины 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции системы до завода 10 км.
4. Стоимость электроэнергии на подстанции системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рис. 4).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 4.

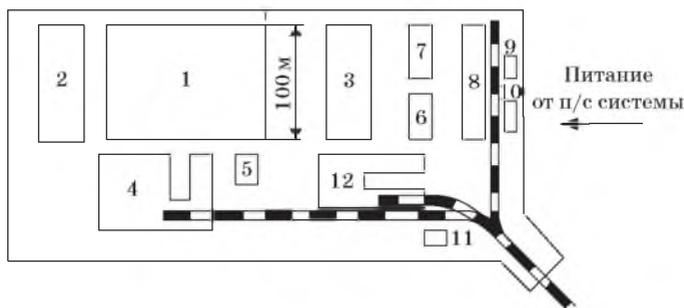


Рис. 4. Ситуационный план завода тяжелого машиностроения

Таблица 4

Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Главный корпус	2000
2	Блок вспомогательных цехов	1800
3	Моторный цех	1200
4	Литейный цех (нагрузка 10 кВ)	2x1600
5	Литейный цех (нагрузка 0,4 кВ)	1000
6	Кузнечный цех	1500
7	Экспериментальный цех	1200
8	Деревообрабатывающий цех и склад дерева	100
9	Состав и магазин	300
10	Состав и регенерация масел	100
11	Склад химикатов	120
12	Паровозное депо	180

ВАРИАНТ 6

1. Выполнить проект электроснабжения автозавода.
2. Питание осуществляется от подстанции энергосистемы с напряжением шин 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 12 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рис. 6).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 6.

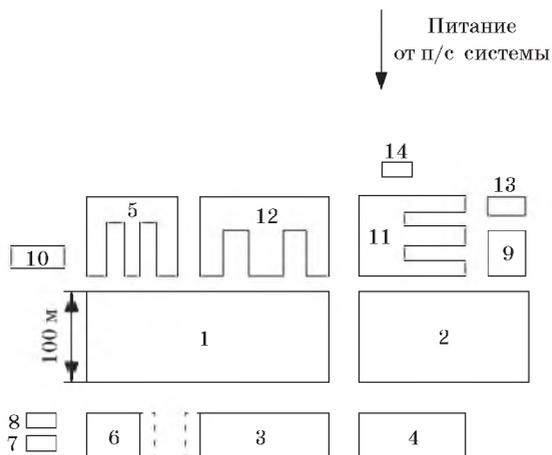


Рис. 6. Ситуационный план автозавода

Таблица 6

Электрические нагрузки цехов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Цех шасси и главный конвейер	2900
2	Моторный цех	1400
3	Прессово-кузнечный цех	2700
4	Инструментальный цех	700
5	Ремонтные цеха	400
6	Конструкторско-экспериментальный цех	250
7	Экспедиция и состав	100
8	Главный магазин	250
9	Деревообрабатывающий цех	180
10	Модельный цех	200

Окончание таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
11	Кузнечный цех	400
12	Арматурно-агрегатный цех	700
13	Цех топливной аппаратуры	400
14	Компрессорная (10 кВ)	2 × 1600
	Компрессорная (0,4 кВ)	150

ВАРИАНТ 7

1. Выполнить проект электроснабжения научно-исследовательского экспериментального института.

2. Питание института может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, расположенной на расстоянии 9 км. На подстанции имеются шины 110 кВ и шины 35 кВ.

3. Прокладка воздушных линий возможна.

4. Стоимость электроэнергии взять по тарифу.

5. Ситуационный план прилагается (рис. 7).

6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 7.

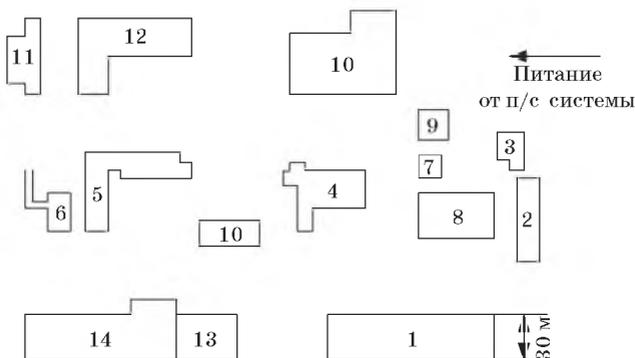


Рис. 7. Ситуационный план научно-исследовательского экспериментального института

Таблица 7

Электрические нагрузки цехов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт	
		до 1000 В	выше 1000 В
1	Главный корпус завода	2150	
2	Центральный склад	200	
3	Лаборатория специальных работ	800	
4	Машинный корпус	500	2 × 500
5	Электрофизический корпус	800	
6	Лаборатория низких температур	300	2 × 250
7	Пожарное депо	50	
8	Мастерская	400	
9	Котельная	500	

Окончание таблицы 7

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт	
		до 1000 В	выше 1000 В
10	Корпус высоких напряжений	180	
11	Административный корпус	250	
12	Отдел главного энергетика	300	
13	Отдел главного механика	350	
14	Агрегатный корпус	700	

ВАРИАНТ 8

1. Выполнить проект электроснабжения текстильного комбината.
2. Питание комбината может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой есть шины напряжением 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от комбината до подстанции 12 км.
4. Стоимость электроэнергии взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рис. 8).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 8.

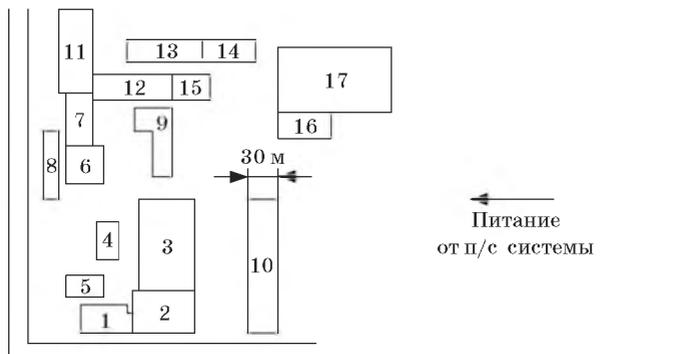


Рис. 8. Ситуационный план текстильного комбината

Таблица 8

Электрические нагрузки цехов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Корпус намотки	500
2	Корпус «Медиа»	400
3	Корпус связи	400
4	Котельная	500 (2 × 630)
5	Литейная	600
6	Корпус 1	300
7	Корпус 2	440
8	Корпус текстильный	530
9	Окрасочно-сортировочный корпус	450
10	Корпус административный	100
11	Корпус 3	230
12	Корпус 4	1200

Окончание таблицы 8

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
13	Административный корпус	400
14	Сортировочный корпус	550
15	Корпус 5	800
16	Слесарно-ремонтные мастерские	300
17	Обмоточный корпус	700

ВАРИАНТ 9

1. Выполнить проект электроснабжения судоремонтного завода.
2. Питание осуществляется от подстанции энергосистемы с напряжением шин 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до завода 12 км, линии могут выполняться воздушными.
4. Стоимость электроэнергии взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рис. 9).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 9.

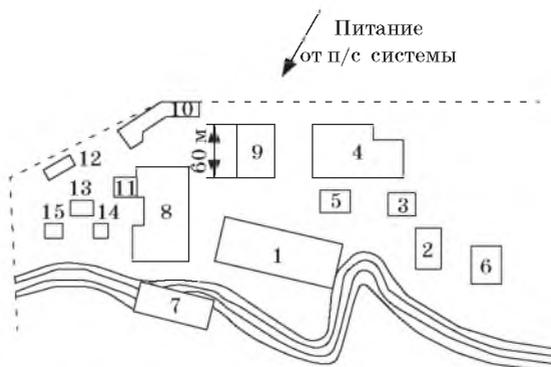


Рис. 9. Ситуационный план судоремонтного завода

Таблица 9

Электрические нагрузки цехов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Литейный цех	2000
2	Кузнечный цех	800
3	Главный корпус	1500
4	Корпусно-котельный цех	1700
5	Компрессорная (10 кВ)	2x800
6	Сухой док	1200
7	Плавающий док	1300
8	Механический док	900
9	Такелажно-парусный цех	500
10	Заводоуправление	100
11	Кислородная станция	800
12	Лесосушилка	500
13	Административный корпус	250
14	Сортировочный корпус	120
15	Склад	65

ВАРИАНТ 10

1. Выполнить проект электроснабжения полиграфического предприятия.
2. Питание осуществляется от подстанции энергосистемы с напряжением шин 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до завода 15 км, линии могут выполняться воздушными.
4. Стоимость электроэнергии взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рис. 10).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в табл. 10.

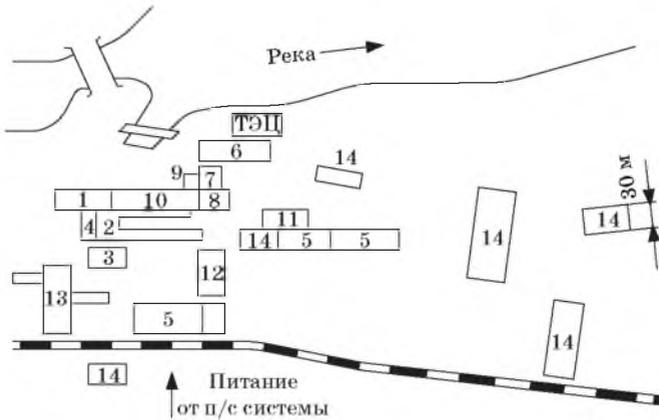


Рис. 10. Ситуационный план полиграфического предприятия

Таблица 10

Электрические нагрузки цехов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Полиграфическая машина № 1	700
2	Полиграфическая машина № 2	700
3	Полиграфическая машина № 3	1000
4	Полиграфическая машина № 4	1500
5	Полиграфические машины № 5, 6, 7 (700 кВт каждая)	2100
6	Насосы	600
7	Деревообработка	150
8	Лакокрасочный цех	200

Окончание таблицы 10

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
9	Отбеливающий цех	450
10	Упаковочный цех	300
11	Кислородная станция (10 кВ)	400 (2x800)
12	Механические мастерские	550
	Транспортеры и пилки	600
	Склады	250

ВАРИАНТ 12

1. Выполнить проект электроснабжения авиазавода.
2. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы (напряжение шин 110 кВ и 35 кВ).
3. Завод находится на расстоянии 6 км от подстанции энергосистемы.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 12).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 12.

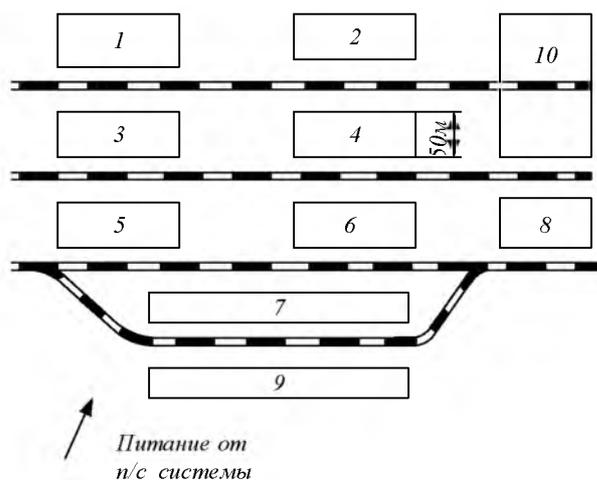


Рисунок 12 – Ситуационный план авиазавода

Таблица 12 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Литейная черных металлов	2500
2	Литейная цветных металлов	1550
3	Цех обработки блоков двигателей	520
4	Цех обработки шатунов	480
5	Цех сборки двигателей	2270
6	Штамповочный цех	850
7	Компрессорная (10 кВ)	460 (2x1000)
8	Цех производства деталей	360
9	Цех сборки	520
10	Цех наладки	780

ВАРИАНТ 13

1. Выполнить проект электроснабжения мясного комбината.
2. Питание комбината может быть осуществлено от подстанции № 1 с шинами напряжением 35 кВ и/или от подстанции № 2 с шинами 110 кВ.
3. Расстояние от комбината до п/с № 1 – 5 км, до п/с № 2 – 12 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 13).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 13.

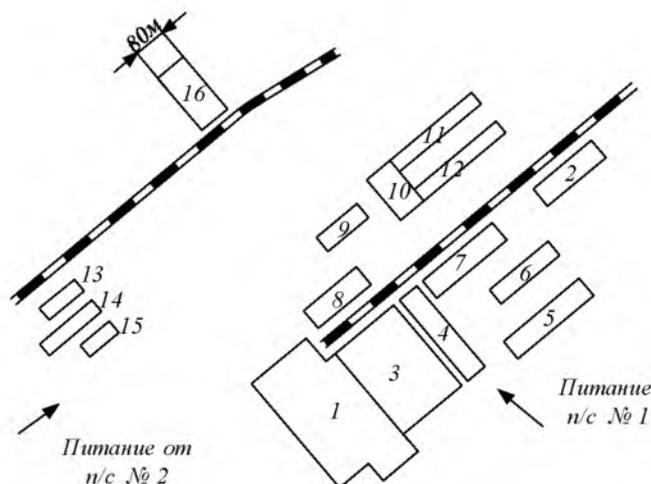


Рисунок 13 – Ситуационный план мясного комбината

Таблица 13 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Колбасный завод	1800
2	Гофротара	350
3	Холодильник	500
4	Завод первичной переработки	1890
5	Лайвсток	100
6	Завод технических фабрикатов	990
7	Завод сыворотки	370
8	Разделочный цех	1860
9	Конденсаторная (6 кВ)	360 (2 x 630)
10	Дирекция	250
11	Склад	600
12	Ремонтно-механический цех	300
13	Теплоцех	1200
14	Механические мастерские	190
15	Прачечная	200
16	Автобаза	248

ВАРИАНТ 14

1. Выполнить проект электроснабжения станкостроительного завода.
2. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы с шинами напряжением 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до завода 5 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 14).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 14.

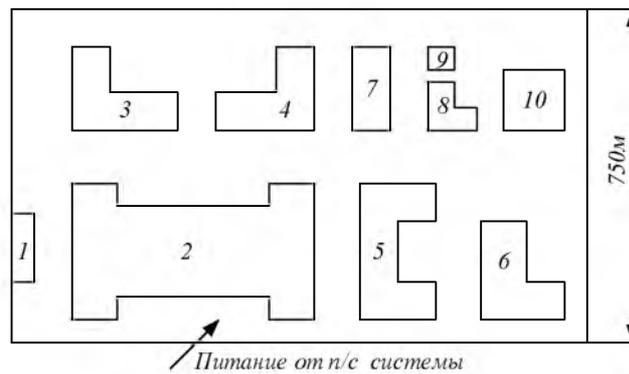


Рисунок 14 – Ситуационный план станкостроительного завода

Таблица 14 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Токарно-механический цех	1700
2	Сборочный цех	850
3	Инструментальный цех	1300
4	Литейная	2180
5	Кузница	1150
6	Ремонтный цех	1120
7	Насосная (10 кВ)	440 (2x800)
8	Компрессорная	1100
9	Электрогараж	250
10	Склады готовой продукции	130

ВАРИАНТ 15

1. Выполнить проект электроснабжения тракторостроительного завода.
2. Завод питается электроэнергией от подстанции энергосистемы с шинами напряжением 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до завода 7 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 15).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 15.

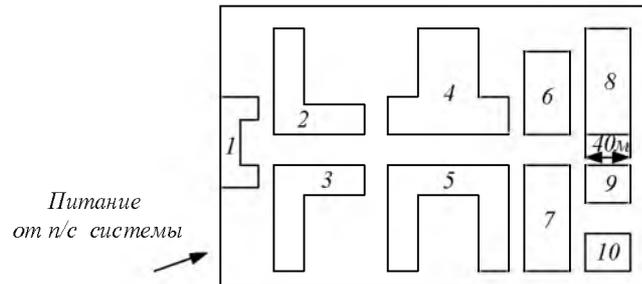


Рисунок 15 – Ситуационный план тракторостроительного завода

Таблица 15 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Заводоуправление	100
2	Механический цех №1	1800
3	Механический цех №2	2300
4	Цех цветного литья	800
5	Цех черного литья	600
6	Кузнечный цех	1000
7	Цех термической обработки	2600
8	Склад готовой продукции	150
9	Компрессорная (10 кВ)	1100 (2x630)
10	Насосная	400

ВАРИАНТ 16

1. Выполнить проект электроснабжения комбината цветной металлургии.
2. Питание может быть выполнено от подстанции энергосистемы с шинами 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до комбината – 7 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 16).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 16.

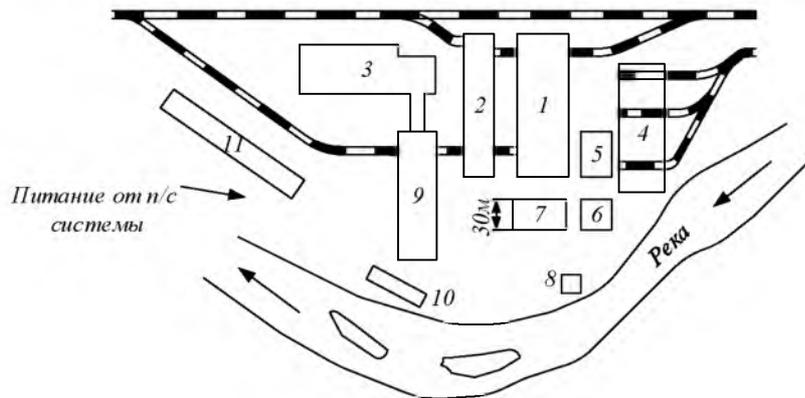


Рисунок 16 – Ситуационный план комбината цветной металлургии

Таблица 16 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Аглоцех	700
2	Цех печей	1200
3	Цех рафинации	3000
4	Склады полуфабриката	140
5	Ремонтно-механический цех	260
6	Электроцех	180
7	Котельная	400
8	Насосная (10 кВ)	1500 (2x1000)
9	Склад готовой продукции	280
10	Управление комбината	100
11	Цех электролиза	1000

ВАРИАНТ 17

1. Выполнить проект электроснабжения металлургического завода.
2. Питание может быть выполнено от подстанции энергосистемы с шинами 110 кВ или от ТЭЦ с шинами 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до завода – 5,5 км, от ТЭЦ до завода – 4 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 17).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 17.

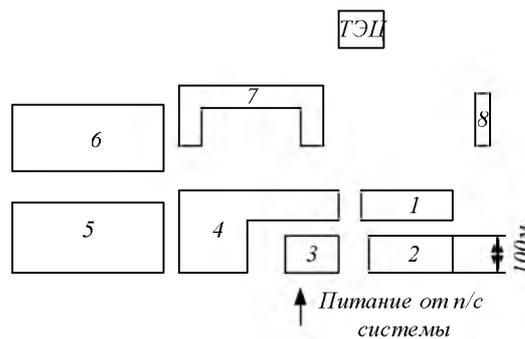


Рисунок 17 – Ситуационный план металлургического завода

Таблица 17 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Доменный цех (нагрузка 10 кВ)	1500 (2x1000)
2	Мартеновский цех	1800
3	Слябинг	1300
4	Цех горячей прокатки	2500
5	Цех холодной прокатки	2000
6	Цех жестяных изделий	1000
7	Ремонтно-механический цех	600
8	Насосная станция	1600

ВАРИАНТ 18

1. Выполнить проект электроснабжения завода ферросплавов.
2. Питание может быть выполнено от подстанции энергосистемы с шинами 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до завода – 8 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 18).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 18.

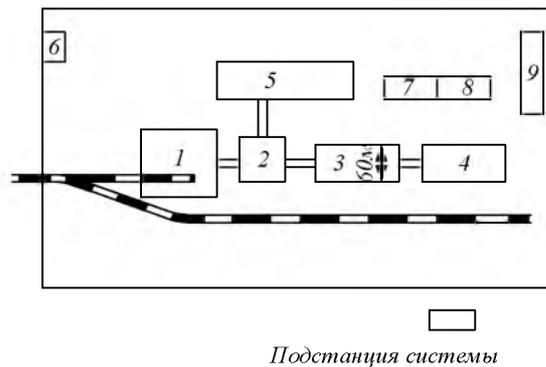


Рисунок 18 – Ситуационный план завода ферросплавов

Таблица 18 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Состав кварцита	300
2	Цех подготовки шихты	700
3	Цех электропечей №1 (10 кВ)	1200 (2x2000)
4	Цех электропечей №2	1700
5	Цех электропечей №3	2200
6	Насосная	1800
7	Ремонтно-механический цех	500
8	Лаборатория	300
9	Электроцех	200

ВАРИАНТ 19

1. Выполнить проект электроснабжения абразивного завода.
2. Питание осуществляется от подстанций с напряжением шин 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от завода до п/с № 1 – 7 км, до п/с № 2 – 10 км.
4. Стоимость электроэнергии взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 19).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 19.

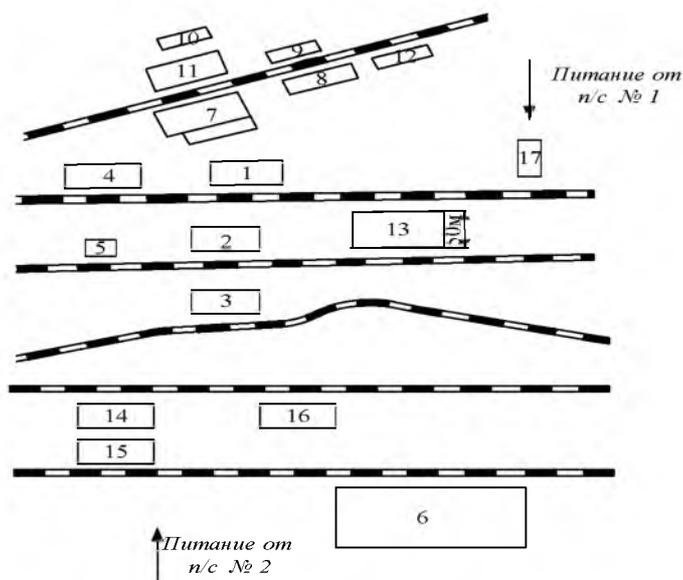


Рисунок 19 – Ситуационный план абразивного завода

Таблица 19 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Цех шлифовки порошков	750
2	Цех шлифовки зерна №1	300
3	Заводоуправление	450
4	Лаборатория	400
5	Корпус шлифовальных изделий	120
6	Насосная станция	1600
7	Цех дуговых печей	1700
8	Цех дробления	550
9	Склад зерна	150
10	Цех шлифовальных порошков	870
11	Подготовительный цех	1200
12	Цех переплавки пирита	140
13	Компрессорная	450
14	Газогенераторная	200
15	Упаковочный цех	480
16	Механические мастерские	450
17	Насосная	600

ВАРИАНТ 20

1. Выполнить проект электроснабжения завода цветной металлургии.
2. Питание осуществляется от подстанций с напряжением шин 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от завода до п/с – 14 км.
4. Стоимость электроэнергии взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 20).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 20.

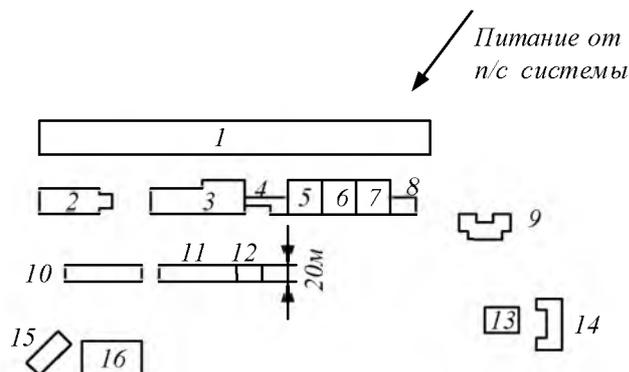


Рисунок 20 – Ситуационный план завода цветной металлургии

Таблица 20 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Цех электролиза	3000
2	Отдел регенерации	1300
3	Разливочная	600
4	Лаборатория	200
5	Литейная	1200
6	Механическая	400
7	Кузница	450
8	Ремонтные мастерские	300
9	Столовая	100
10	Склад №1	300
11	Инструментальная	800
12	Компрессорная	800 (2x1000)
13	Насосная станция	1040
14	Заводоуправление	120
15	Склад угля	250
16	Котельная	400

ВАРИАНТ 21

1. Выполнить проект электроснабжения станкостроительного завода.
2. Питание осуществляется от подстанции «А» с напряжением шин 110 кВ или от подстанции «Б» с напряжением шин 35 кВ.
3. Стоимость электроэнергии взять по тарифу.
4. Расстояние от подстанции «А» до завода 5 км, от подстанции «Б» до завода 8 км.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 21).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 21.

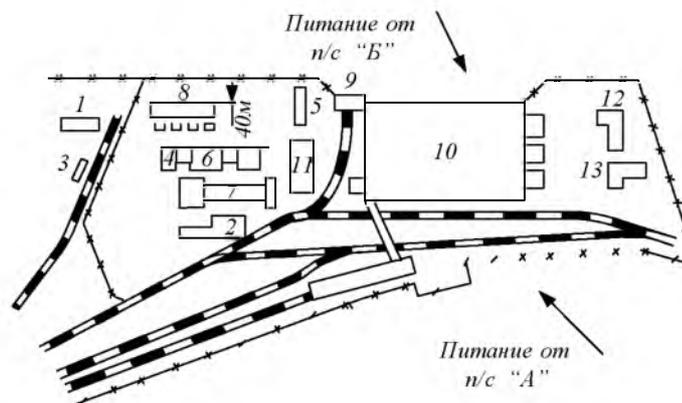


Рисунок 21 – Ситуационный план станкостроительного завода

Таблица 21 – Электрические нагрузки цехов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Гараж и пожарное депо	220
2	Котельная	560
3	Ремонтно-строительный цех	450
4	Ремонтно-механический цех	670
5	Ремонтно-механическая мастерская	240
6	Лесосушилка	1200
7	Модельный цех	1850
8	Копер	115
9	Склад готовых изделий	230
10	Главный корпус (10 кВ)	860 (2x1600)
11	Компрессорная	1760
12	Заводоуправление	150
13	Насосная станция	180

ВАРИАНТ 22

1. Выполнить проект коксохимического завода.
2. Питание осуществляется от подстанции «К» с напряжением шин 110 кВ или от подстанции «М» с напряжением шин 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции «К» – 6 км, от подстанции «М» – 10 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 22).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 22.

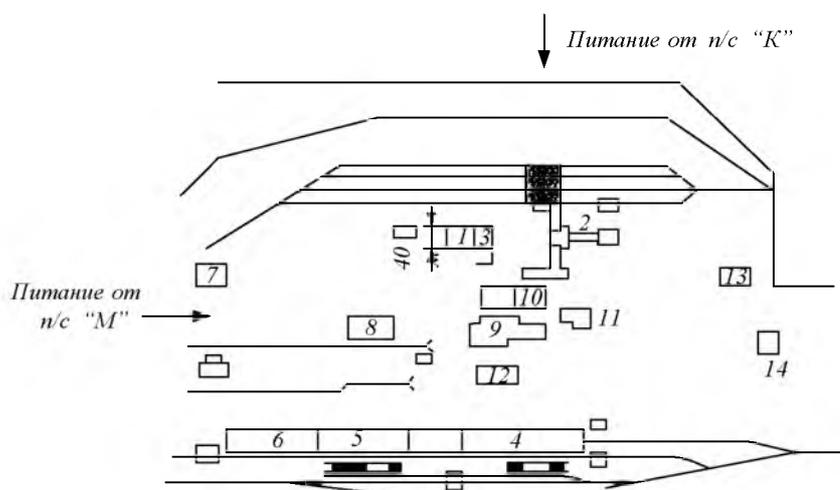


Рисунок 22 – Ситуационный план коксохимического завода

Таблица 22 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Дезинтеграторные отделения	1800
2	Перегрузочная станция (дробления)	660
3	Дозирующее отделение	660
4	Коксовые батареи 1,2	790
5	Коксовые батареи 3,4	790
6	Коксовые батареи 5,6	790
7	Пекококсовый цех	440
8	Смолоперегонный цех	1650
9	Дымососная установка (10 кВ)	(2x630)
10	Склад	100
11	Бензольный цех	600
12	Насосная конденсатная	700
13	Насосная технической воды	800
14	Компрессорная	400

ВАРИАНТ 23

1. Выполнить проект электроснабжения электромашиностроительного завода.
2. Питание может быть выполнено от двух подстанций энергосистемы. На подстанции «А» шины напряжением 110 кВ; на подстанции «С» – шины напряжением 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции «А» – 8 км, от подстанции «С» – 12 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 23).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 23.

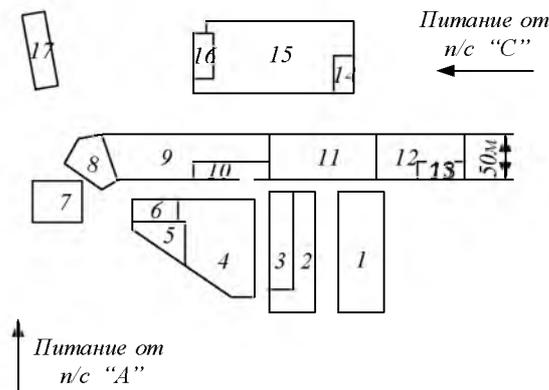


Рисунок 23 – Ситуационный план электромашиностроительного завода

Таблица 23 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Малый сварочный цех	1100
2	Обмоточный цех	900
3	Деревообрабатывающий цех	300
4	Большой сборочный цех	700
5	Испытательная станция	500
6	Лаборатория	300
7	Отдел главного механика	700
8	Кузнечный цех	2000
9	Штамповочный цех	700
10	Поликлиника	50
11	Сборочный цех	450
12	Электроцех	300
13	Литейный цех	200
14	Компрессорная	400 (2x800)
15	Сварочный цех	1700
16	Маслостанция	200
17	Заготовочных цех и склады	550

ВАРИАНТ 24

1. Выполнить проект электроснабжения металлообрабатывающего завода.
2. Питание может быть осуществлено от подстанции № 22 с шинами напряжением 110 кВ или от ТЭЦ № 1 с шинами напряжением 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции № 22 до завода 4 км, а от ТЭЦ до завода – 8 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 24).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 24.

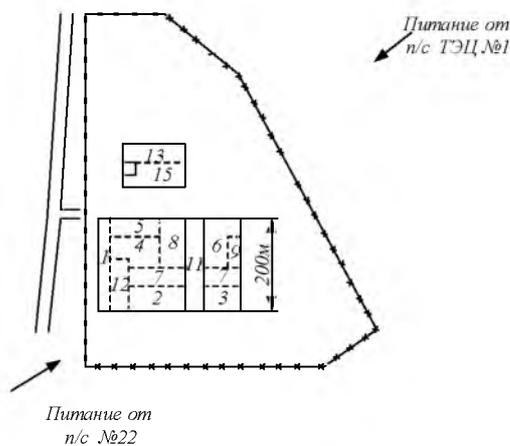


Рисунок 24 – Ситуационный план металлообрабатывающего завода

Таблица 24 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Заготовочный цех	400
2	Цех цилиндрических сверл	400
3	Цех конических сверл	1000
4	Цех метчиков	900
5	Цех плашек	1200
6	Цех фрез и разверток	1000
7	Цех сборочного инструмента	2250
8	Цех резьбонарезных головок	500
9	Цех нестандартного инструмента	300
10	Цех мелкого инструмента	450
11	Термический цех	500 (2x1000)
12	Сварочное отделение	700
13	Кузнечный цех	200
14	Инструментальный цех	700
15	Ремонтно-механический цех	400

ВАРИАНТ 25

1. Выполнить проект электроснабжения дизелестроительного завода.
2. Завод питается электроэнергией от подстанции энергосистемы с шинами напряжением 110 кВ и 35 кВ.
3. Расстояние от подстанции до завода 7 км.
4. Стоимость электроэнергии системы взять по тарифу.
5. Ситуационный план прилагается (рисунок 25).
6. Сведения об электрических нагрузках приведены в таблице 25.

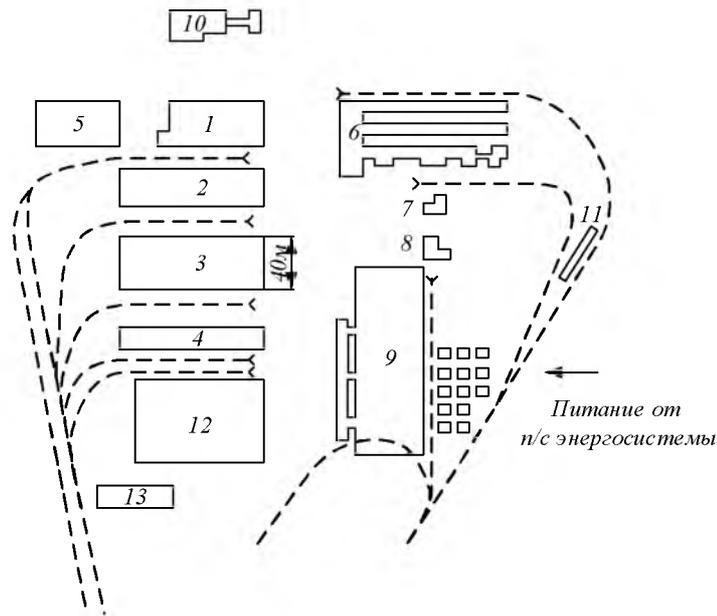


Рисунок 25 – Ситуационный план дизелестроительного завода

Таблица 25 – Сведения об электрических нагрузках

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, кВт
1	Штамповочно-механический цех	1450
2	Арматурный цех	1300
3	Рессорный цех	800
4	Материальные склады	200
5	Ремонтно-механические мастерские	250
6	Кузнечно-прессовочный цех	600
7	Насосная	800
8	Пожарное депо	150
9	Литейный цех (с двумя электропечами)	2400 (2x1000)
10	Заводоуправления (лаборатории)	200
11	Пакгауз	100
12	Сборочный цех	1200
13	Компрессорная	1800

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ТАБЛИЦЫ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ. ДАННЫЕ ОБОРУДОВАНИЯ

Таблица Б.1

Результаты расчетов низковольтной электрической нагрузки

№ цеха	Наименование цеха	$P_{уст}$, кВт	$K_{и}$	$tg\phi$	P_p , кВт	Q_p , квар	F , м ²	$P_{уд.ос}$, Вт/м ²	$K_{и.о}$	$tg\phi_o$	$P_{p.o}$, кВт	$Q_{p.o}$, квар	$P_p + P_{p.o}$, кВт	$Q_p + Q_{p.o}$, квар	S_p , кВА
1															
2															
3															
...															
	Итого														

Таблица Б.2

Результаты расчетов высоковольтной электрической нагрузки

Тип	Количество	$P_{ном}$, кВт	$P_{сум}$, кВт	$K_{и}$	$\cos\phi/tg\phi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
	Итого							

Примечания:

1. Коэффициент использования для синхронных двигателей принимается равным 0,7.
2. Значение реактивной мощности синхронных двигателей берется со знаком «минус».

Таблица Б.3

Значение коэффициентов $K_{Н1}$ и $K_{Н2}$

Отрасль промышленности	$K_{Н1}$	$K_{Н2}$
Черная металлургия	0,88	0,74
Цветная металлургия	0,94	0,73
Торфопереработка	0,74	0,66
Нефтепереработка	0,93	0,84
Машиностроение и металлообработка	0,79	0,44
Химическая	0,92	0,78
Легкая	0,91	0,41
Пищевая	0,91	0,66
Бумажная	0,83	0,75
Деревообрабатывающая	0,75	0,34
Строительные материалы	0,9	0,77
Текстильная	0,93	0,79
Другая	0,65	0,4

Выбор проводов воздушных ЛЭП напряжением выше 20 кВ (согласно рекомендациям ПУЭ)

Напряжение ЛЭП, кВ	Номинальное сечение провода (алюминий), мм ²	Количество проводов в фазе	Область применения
35	70–95	1	Только для ответвлений от существующих магистральных ЛЭП с сечением проводов 70–95 мм ² или ЛЭП, являющихся их продолжением
	120	1	
110	120	1	ЛЭП для питания потребителей электроэнергии мощностью до 20 МВт
	240	1	ЛЭП для питания потребителей электроэнергии мощностью более 20 МВт
150	240	1	
220	400	1	
330	400	2	

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТИПОВ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ	5
1.1. Графики электрических нагрузок	9
2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКЦИЯХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	11
2.1. Воздушные линии электропередач	11
2.2. Кабельные линии электропередач	16
3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	24
3.1. Требования к построению схем электроснабжения в зависимости от категории надежности потребителей	24
3.2. Особенности защиты и автоматики электроэнергетических систем	26
3.3. Составление электрической принципиальной схемы	29
4. ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	36
4.1. Влияние режимов работы схем электроснабжения на системы управления и защиты	36
4.2. Виды систем противоаварийной автоматики	38
4.3. Автоматизированное диспетчерское управление	40
4.4. Нормы качества электрической энергии	41
5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБЪЕКТА	43
5.1. Структура курсового проекта	43
5.2. Расчет электрических нагрузок	44
5.3. Компенсация реактивной мощности	45
5.4. Построение картограммы и определение теоретического центра электрических нагрузок	46
5.5. Выбор схемы внешнего электроснабжения	47
5.6. Технико-экономическое обоснование проектных решений ...	50
5.7. Выбор схемы внутреннего электроснабжения	53
5.8. Расчеты токов короткого замыкания	55
5.9. Выбор оборудования	63
5.10. Релейная защита и автоматика	64
Заключение	65
Библиографический список	66
Приложение А. Задание к курсовому проектированию	67
Приложение Б. Таблицы расчетов электрической нагрузки. Данные оборудования	82

Учебное издание

Шишлаков Владислав Федорович
Соленая Оксана Ярославовна
Соленый Сергей Валентинович

**ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ОБЪЕКТОВ ОТРАСЛИ**

Учебное пособие

Редактор *В. П. Зуева*
Компьютерная верстка *В. Н. Костиной*

Сдано в набор 22.08.17. Подписано к печати 05.09.17. Формат 60 × 84 1/16.
Уч.-изд. л. 5,4. Усл. печ. л. 4,9. Тираж 50 экз. Заказ № 413.

Редакционно-издательский центр ГУАП
190000, Санкт-Петербург, Б. Морская ул., 67