

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
к курсовому проектированию для студентов
специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
электрооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2016

УДК 621.311.031:658.26(075.8)
ББК 31.281я73
Э45

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 24.02.2015 г.)*

Авторы: А. Г. Ус, В. В. Бахмутская, А. А. Капанский, О. С. Шведова, И. В. Петров

Рецензент: канд. тех. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Э45 Электроснабжение промышленных предприятий : учеб.-метод. пособие к курсовому проектированию для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. форм обучения / А. Г. Ус [и др.]. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2016. – 125 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Приведено содержание расчетно-пояснительной записки. Дан пример оформления бланка заданий, а также рекомендации по характеристике и анализу основных исходных данных для проектирования систем внешнего и внутризаводского электроснабжения.

Для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация электрооборудования организаций».

УДК 621.311.031:658.26(075.8)
ББК 31.281я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2016

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения (СЭС) – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией [1]. Основу ее составляют электрические сети.

Особенностью промышленного предприятия как потребителя электроэнергии является то, что для осуществления технологического процесса его используется большое количество разнообразных электроприемников различных мощностей и режимов работы, номинальных напряжений, однофазного и трехфазного переменного тока различной частоты, а также электроприемников постоянного тока.

Электроснабжение (ЭС) предприятий состоит из внешнего и внутреннего. В систему внешнего электроснабжения входит комплекс электротехнических устройств от точки присоединения к энергосистеме до пункта приема электроэнергии предприятия: главной понизительной подстанции (ГПП) или центрального (главного) распределительного пункта (ЦРП, ГРП). Система внутреннего электроснабжения представляет собой системы внутризаводского и цехового электроснабжения. Система внутризаводского электроснабжения – это комплекс электротехнических устройств (электрических сетей) от пункта(ов) приема электроэнергии на предприятии до цеховых трансформаторных подстанций (ТП). Надежное и экономичное снабжение электроприемников электроэнергией требуемого качества – необходимое условие нормального функционирования любого промышленного предприятия. В связи с этим специалисты в области электроснабжения должны иметь глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования электроустановок промышленных объектов. Знать основы проектирования весьма важно, так как именно в проекте формируется структура системы электроснабжения и закладываются основные свойства, определяющие ее технические, эксплуатационные и экономические показатели.

Целью проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия является разработка проекта технической системы, обеспечивающей электроэнергией электроприемники и удовлетворяющей требованиям надежности, экономичности и безопасности технического обслуживания и ее ремонта.

К основным задачам проектирования электроснабжения относятся следующие: выбор рациональных схем и конструктивного исполнения электрических сетей; определение электрических нагрузок; расчет потерь мощности и электроэнергии; компенсация реактивной мощности; поддержание требуемого качества напряжения; выбор числа и мощности транс-

форматоров; выбор защитных аппаратов и сечений проводников; учет потребляемой мощности и электроэнергии; рациональное использование электроэнергии.

Результатом процесса проектирования является документация, содержащая все необходимые данные, характеризующие принятые технические решения

Данные методические материалы разработаны в качестве рекомендаций для выполнения курсового проекта по внешнему и внутривзаводскому электроснабжению.

В материалах приведены задания на проектирование; содержание расчетно-пояснительной записки, перечень графического материала и рекомендации по выполнению курсового проекта.

Основными исходными данными для выполнения курсового проекта являются генплан промышленного предприятия с расположением планов цехов, производственных зданий, их названия, установленные мощности и данные близлежащей трансформаторной подстанции энергосистемы, от которой предполагается электроснабжение этого предприятия. Вся эта информация приведена в [2].

1. ОБЩЕЕ ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Задан генплан конкретного предприятия [2] с расположением цехов. Наименование подразделений предприятия, их установленная мощность, данные об источнике питания задаются преподавателем согласно варианту задания и приведены в методичке [2].

Дополнительно в качестве исходных данных используются результаты работы ранее выполненного курсового проекта по цеховому электроснабжению. Это расчетная нагрузка цеха, которая в курсовом проекте по внешнему и внутреннему электроснабжению используется в качестве вспомогательного цеха.

В результате выполнения курсового проектирования необходимо разработать систему внешнего и внутривоздушного электроснабжения предприятия. Связь предприятия и энергосистемы осуществляется от районной подстанций, расстояние которой до проектируемого предприятия указано в [2]. Единичная мощность и класс напряжений трансформатора связи районной подстанции приведен в таблице [2, табл. 2.1], где так же указана мощность короткого замыкания (КЗ) на шинах высшего напряжения, которую необходимо учесть при расчете токов КЗ.

Для электроснабжения предприятия необходимо рассмотреть два варианта. По первому варианту электроснабжение предполагается осуществлять по кабельной (воздушной) линии среднего напряжения (6, 10 кВ). По второму варианту ЭС предприятия предполагается осуществлять по воздушной линии высокого напряжения (35, 110 кВ). Определение рационального варианта электроснабжения предприятия сводится к определению технически обоснованного выбора напряжения питающих сетей, при котором имели бы место минимальные затраты.

Питание от энергосистемы может быть подведено к одному или нескольким пунктам приема электроэнергии (РП, ЦРП, ГПП) промышленного объекта. Число и тип пунктов приема зависят от потребляемой предприятием мощности и от распределения электрических нагрузок по его территории. Кроме того, на генплане предприятия указано направление ввода питания предприятия от энергосистемы - источника питания – районной понизительной подстанции (направление ввода указывается руководителем проекта).

2 СОДЕРЖАНИЕ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ И СОСТАВ ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Тема проекта: «Электроснабжение _____».
название промышленного предприятия

2.1. Содержание расчетно-пояснительной записки

Введение.

1. Характеристика и анализ основных исходных данных для проектирования систем внешнего и внутривзаводского электроснабжения (установленная мощность цехов и их характеристика, в том числе требования к обеспечению надежности электроснабжения, окружающая среда, классификационные признаки предприятия и др.).

2. Определение расчетных электрических нагрузок цехов и предприятия в целом.

2.1 Определение расчетных силовых нагрузок цехов на напряжении до 1кВ.

2.2 Определение расчетных осветительных и суммарных (силовой и осветительной) нагрузок цехов.

2.3 Расчет электрической нагрузки от электроприемников на напряжении выше 1кВ.

2.4 Определение расчетной нагрузки предприятия.

3. Составление картограммы и определение условного центра электрических нагрузок предприятия.

4. Технико-экономическое обоснование (по укрупненным показателям) выбора напряжения внешнего электроснабжения по минимуму приведенных затрат.

5. Выбор единичных мощностей и количества трансформаторов цеховых ТП предприятия.

6. Компенсация реактивных нагрузок в электрических сетях предприятия.

6.1 Определение экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы.

6.2 Расчет мощности и выбор батарей конденсаторов для сети напряжением до 1 кВ.

6.3 Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.

6.4 Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела энергоснабжающей организации и потребителя и при необходимости определение мощности батарей конденсаторов для сети напряжением выше 1 кВ.

7. Разработка схемы электроснабжения предприятия.
 8. Расчет токов КЗ и выбор основного электрооборудования и электроаппаратуры.
 9. Выбор и описание способов прокладки электрических сетей внешнего и внутрив заводского электроснабжения.
 10. Электрический расчет сетей внешнего и внутрив заводского электроснабжения.
- Заключение.
Список используемой литературы

2.2. Состав графического материала

- 1 лист (А1) – генплан промышленного предприятия с электрической сетью и картограммой нагрузок. Кабельный журнал.
- 2 лист (А1) – полная однолинейная схема электроснабжения предприятия.

3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Выполнение разделов расчетно-пояснительной записки

Выполнение курсового проекта необходимо начинать с общего рассмотрения вопросов, подлежащих разработке при проектировании систем внешнего и внутрив заводского электроснабжения (см. задание на курсовой проект), анализа исходных данных на проектирование.

Раздел «Введение» курсового проекта, как правило, пишется после того, как все остальные пункты по проектированию системы электроснабжения, в том числе и «Заключение», выполнены.

Во введении необходимо привести краткую характеристику систем внешнего и внутрив заводского электроснабжения, перспективы их развития.

Должны быть указаны цель выполнения курсового проекта и задачи для ее достижения, состав курсового проекта.

Объем раздела «Введение» не должен превышать 2-х страниц.

3.1 Характеристика и анализ основных исходных данных для проектирования систем внешнего и внутрив заводского электроснабжения

На основании предварительного анализа исходных данных для проектирования и задач, которые должны быть решены - формируется харак-

теристика предприятия и указываются возможные методы и пути, которые могут быть применены при проектировании.

Предприятие, для которого разрабатывается проект, можно характеризовать:

1. По суммарной установленной (номинальной) мощности электроприемников [3]:

- а) малые предприятия – до 5 МВт;
- б) средние предприятия – 5...75 МВт;
- в) крупные предприятия – свыше 75 МВт.

2. По принадлежности к соответствующей отрасли промышленности:

- машиностроение и металлообработка;
- легкая промышленность;
- цветная металлургия;
- пищевая промышленность;
- промышленность строительных материалов;
- химическая и нефтехимическая промышленность;
- лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность;
- топливная промышленность;
- черная металлургия;
- стекольная и фарфоро-фаянсовая промышленность;
- электроэнергетика;
- микробиологическая промышленность;
- медицинская промышленность;
- мукомольно-крупяная и комбикормовая промышленность;
- полиграфическая промышленность;
- другие отрасли промышленности.

3. По тарифным группам и условиям определения мощности средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях предприятия [4]:

а) с присоединенной трансформаторной мощностью 750 кВ·А и выше – I группа;

б) с присоединенной трансформаторной мощностью менее 750 кВ·А – II группа.

Предприятия I тарифной группы оплачивают полученную электроэнергию в основном по двухставочному тарифу (за потребляемую мощность – основная ставка, за потребленную электроэнергию – дополнительная ставка). Мощность компенсирующих устройств выбирается одно-

временно с основными элементами системы электроснабжения. Предприятия II тарифной группы оплачивают полученную электроэнергию по одноставочному тарифу. Мощность компенсирующих устройств, которые необходимо установить в электрической сети предприятия, указывается энергосистемой [5].

4. По категории надежности системы электроснабжения.

Особое внимание должно быть обращено на правильное определение категорий электроприемников по надежности электроснабжения, так как именно эта характеристика может трактоваться неоднозначно. Необходимо помнить, что категории относятся в первую очередь к электроприемникам, а не к цехам и предприятиям в целом [6; 7]. Подавляющее большинство потребителей электроэнергии (технологические линии, производственные участки, цехи, предприятия в целом) представляют собой комплексы электроприемников разных категорий в определенных сочетаниях. В них могут преобладать электроприемники любой категории. Однако это не является основанием для отнесения потребителя в целом к одной категории, так как могут быть завышены требования к надежности электроснабжения и, в конечном счете, к неоправданным дополнительным капиталовложениям. Если имеется относительно небольшое число ответственных электроприемников, то способы их надежного питания необходимо разрабатывать отдельно, не допуская отнесения других электроприемников к высшим категориям. Группы электроприемников и участки цехов, требующие разной степени надежности электроснабжения, следует рассматривать как объекты с неодинаковыми условиями резервирования [1].

В соответствии с [6], по надежности электроснабжения электроприемники разделяются на три категории.

К *первой категории* относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников первой категории выделяется *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

В качестве примера электроприемников первой категории можно

указать прокатные станы, печи электрошлакового переплава, вакуумно-дуговые печи, электронно-лучевые и плазменные установки, электроприемники насосных, аварийное освещение и т.д.; особой группы – устройства дистанционного управления технологическими процессами, средства пожаротушения, оперативной связи, аппараты искусственного дыхания, кровообращения и т.д. [1].

Электроприемники относящиеся к первой категории надежности должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаиморезервируемых источников питания (ИП) с автоматическим включением резерва (АВР). Внезапный перерыв их электроснабжения может быть допущен лишь на время действия устройств АВР.

Для электроприемников особой группы должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого ИП.

Ко *второй категории* относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям рабочих, механизмов промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества жителей. Примером таких электроприемников являются дуговые сталеплавильные печи, большинство печей сопротивления, нагревательные установки промышленной и средней частоты, печи и установки высокой частоты, котельные, компрессорные, цеха основного производства и т.д. [1]. Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервируемых ИП. При нарушении электроснабжения от одного из ИП допустимы перерывы питания на время, необходимое для включения резервного источника дежурным персоналом или оперативно-выездной бригадой. Допускается осуществлять питание потребителей второй категории от одного трансформатора при наличии централизованного резерва или по одной воздушной линии, в том числе с кабельной вставкой, если восстановление электроснабжения может быть выполнено не более чем за сутки. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току. Разрешается питать электроприемники второй категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату [1].

К *третьей категории* относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определение первой и второй категории. Эти электроприемники могут иметь один ИП при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены отказавшего элемента СЭС, длятся не более суток.

Оценивая процентный состав приемников разных категорий в цехах, на предприятии, их можно отнести к одной или нескольким категориям надежности электроснабжения.

Учитывая относительно нечувствительные признаки при категорировании электроприемников по надежности электроснабжения (угрозы для жизни людей, значительный ущерб для народного хозяйства и т.п.) при выборе схем электроснабжения все потребители с точки зрения надежности можно разделить на две группы.

Первая группа – это электроприемники, ущерб от перерыва питания которых не может быть количественно оценен. Вторая группа – это электроприемники, выбор схем электроснабжения которых оценивается по годовым приведенным затратам с учетом вероятного ущерба от перерыва питания.

5. По категории энергетических служб.

Действующие предприятия (например, при разработке проекта реконструкции системы электроснабжения) могут также оцениваться категорией энергетических служб, которая определяется величиной годовой трудоемкости планово-предупредительных ремонтов (ППР) энергетического оборудования и сетей (табл.3.1.1) – единственным объективным показателем, характеризующим сложность и масштабы энергетического хозяйства и обуславливающим структуру энергетических подразделений.

Таблица 3.1.1 – Категории энергетических служб

Категория энергетических служб	Плановая трудоемкость годового плана ППР энергетического оборудования и сетей, тыс. чел-ч
1	До 10
2	10—25
3	25—50
4	50—100
5	100—200
6	200—300
7	300—500
8	500—1000
9	1000—2000
10	2000—3000
11	3000—5000
12	Свыше 5000

При определении категории энергохозяйства в исходную трудоемкость включается также трудоемкость работы оперативного персонала. Если цеха отдела главного энергетика выполняют не только ремонтно-эксплуатационные функции, для определения категории энергохозяйства исходным является суммарная трудоемкость всех планируемых энергоце-

хам работ, т. е. трудоемкость, соответствующая суммарному количеству персонала для всех энергоцехов.

Важными условиями, которые необходимо учитывать при проектировании сетей электроснабжения является условия окружающей среды в производственных помещениях и зонах, где размещается технологическое и связанное с ним электротехническое оборудование. Эти условия определяются температурой воздуха, влажностью, наличием агрессивных газов и пыли, возможностью возникновения условий взрывопожароопасности [6].

В зависимости от температуры окружающей среды выделяют *нормальные* и *жаркие* помещения. *Нормальные* помещения – это сухие, не пыльные, без химически активных сред помещения, температура в которых не должна превышать $+35^{\circ}\text{C}$. В *жарких* помещениях из-за специфики технологического процесса температура воздуха превышает $+35^{\circ}\text{C}$ постоянно или периодически (более одних суток). В большинстве случаев такие помещения оснащены сушилками, сушильными и обжигательными печами, котельные и т.п. В случае кратковременных повышений температуры более $+35^{\circ}\text{C}$ среду не следует относить к жаркой, что в некоторых случаях избавляет от необходимости усложнения и удорожания сети.

Границы температурных пределов в помещениях определяются при конкретном проектировании путем изучения климатических факторов в районе, где предполагается строительство объекта, условий отопления и вентиляции проектируемого здания и особенностей технологического процесса. Например, для электромашинных помещений нижний предел температуры обычно устанавливается равным $4-5^{\circ}\text{C}$, а верхний – на уровне до $+35^{\circ}\text{C}$. Однако в отдельные жаркие дни из-за несовершенства вентиляции температура в таких помещениях может повышаться до $+40^{\circ}\text{C}$ и более, что не должно учитываться в расчетах [8].

В соответствии с влажностью среды помещения делятся на сухие, влажные, сырые и особо сырые. Для оценки степени влажности среды используется понятие «относительная влажность воздуха Ψ ».

Относительная влажность – это отношение имеющегося при определенной температуре количества влаги в единице объема воздуха к тому количеству, при котором неизбежно произойдет выпадение росы (при той же температуре) [8].

Сухими называются помещения, в которых $\Psi \leq 60\%$. При температуре не выше 35°C и отсутствии технологической пыли, химически активной и органической среды такие помещения называются *нормальными*.

Во *влажных* помещениях пары, или конденсирующаяся влага, выде-

ляются кратковременно, в небольших количествах и соблюдается условие $60 \% < \Psi < 75 \%$.

Сырыми считаются помещения, в которых длительное время $\Psi > 75 \%$.

К *особо сырým* относятся помещения, в которых $\Psi \approx 100\%$ (потолок, стены, пола предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

Пыльными являются помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль в таком количестве, что она может оседать на проводниках, проникать внутрь машин, аппаратов и т.п. [6].

Помещения с *химически активной* или органической средой – это помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

Пожароопасными являются такие среды в помещениях или на открытом воздухе, где применяются или хранятся горючие вещества, не вызывающие взрыва при нагреве.

Помещения, в которых имеются или могут образовываться взрывоопасные смеси, называются *взрывоопасными* помещениями.

В соответствии с ПУЭ [6] (ведомственные требования) пожароопасные и взрывоопасные зоны классифицируются:

1. Пожароопасные зоны:

- П-I – зона с горючей жидкостью;
- П-II – зона с горючей пылью, переходящей во взвешенное состояние;
- П-IIa – зона с горючей пылью, не переходящей во взвешенное состояние (твердые горючие вещества);
- П-III – зона вне помещений с горючими веществами, жидкостями или твердыми веществами.

2. Взрывоопасные зоны:

- В-I – со взрывоопасными газами или парами;
- В-II – со взрывоопасной пылью или волокнами.

Причем:

В-I – зоны, взрывоопасные смеси в которых образуются при нормальных технологических режимах работы;

В-Ia, В-Iб – зоны, взрывоопасные смеси в которых образуются в результате аварий и неисправностей. Различаются конкретными концентрациями и вероятностями появления взрыва.

В-Ia – более взрывоопасные по концентрации смеси чем В-Iб.

В-Iг – взрывоопасные зоны у наружных установок.

В-II – зоны, взрывоопасные смеси в которых образуются при нормальных технологических режимах работы;

В-IIа – зоны, взрывоопасные смеси в которых образуются в результате аварий и неисправностей.

При выполнении курсового проекта следует учитывать, что одно и то же помещение одновременно может быть отнесено к нескольким классам по окружающей среде. Например, помещение с взрывоопасной средой может быть также и сырым. В этих случаях электроустановка в данном помещении должна удовлетворять условиям надежной работы в неблагоприятных средах всех классов.

Наряду с классификацией помещений (зон) в соответствии с требованиями ПУЭ [6] имеется общее категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывоопасной и пожарной опасности, которое устанавливает ТКП 474-2013(02300) взамен НПБ 5-2005 НПБ 5-2000 и ОНТП 24-86 в зависимости от веществ, материалов, находящихся в помещениях. В соответствии с действующими нормами ТКП 474-2013(02300) помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г1, Г2, Д, характеристики, которых приведены в табл.3.1.2; здания на категории – А, Б, В1-В4, Г1,Г2, Д; наружные установки – на категории Ан, Бн, Вн, Гн, Дн. Эти категории в основном применяются для установления нормативных требований по обеспечению взрывопожарной и пожарной безопасности указанных помещений, зданий и наружных установок в отношении планировки застройки, этажности и площадей пожарных отсеков, размещения помещений, обеспечения эвакуациями и принятия конструктивных решений.

Таблица 3.1.2 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с ТКП 474-2013

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А (взрывопожаро-опасная)	Горючие газы (далее – ГГ), легковоспламеняющиеся жидкости (далее – ЛВЖ) с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б (взрывопожаро-опасная)	Горючие пыли или волокна, ЛВЖ с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости (далее – ГЖ) в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пыле- или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1–В4 (пожаро-опасные)	ГГ, ЛВЖ, ГЖ и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом взрываться и гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категории А или Б
Г1	ГГ, ЛВЖ, ГЖ, твердые горючие вещества и материалы, которые сжигаются или утилизируются в процессе контролируемого горения в качестве топлива
Г2	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном

	состоянии, горючие и трудногорючие вещества и материалы в таком количестве, что удельная пожарная нагрузка на участке их размещения в помещении не превышает 100 МДж/м ² , а пожарная нагрузка в пределах помещения – 1000 МДж
--	---

Примечания

1 Разделение помещений на категории В1–В4 осуществляется согласно подразделу 5.3 настоящего технического кодекса.

2 К категории В4 допускается относить помещения (без проведения соответствующего расчета), в которых находятся:

горючие и трудногорючие жидкости с температурой вспышки 120 °С и выше в системах смазки, охлаждения и гидропривода оборудования массой менее 60 кг на единицу оборудования при давлении в системе менее 0,2 МПа, при этом расстояние между оборудованием не нормируется;

трудногорючие вещества и материалы, строительные материалы группы горючести Г1 в качестве временной пожарной нагрузки. Масса трудногорючих веществ и материалов, строительных материалов группы горючести Г1 не ограничивается при условии отсутствия в помещении иных горючих веществ и материалов. При наличии в помещении горючих веществ и материалов расчет производится с учетом полной массы трудногорючих веществ и материалов, строительных материалов группы горючести Г1;

электрические кабели для запитки технологического и инженерного оборудования, приборов освещения (за исключением маслonaполненных), при этом указанное положение не распространяется на серверные, помещения АТС и аналогичные;

ГГ (при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, согласно расчету не относятся к категории А и отсутствует иная пожарная нагрузка);

негорючие грузы в горючей упаковке (для помещений класса функциональной пожарной опасности А 5.2), при этом:

средства пакетирования (поддоны, подкладной лист и др.) по ГОСТ 21391 не относятся к горючей упаковке и при наличии в их составе горючих веществ и материалов учитываются в качестве временной пожарной нагрузки;

горючая упаковка, масса которой превышает 20% массы негорючих грузов, учитывается в качестве временной пожарной нагрузки;

горючая подстилка на полу в помещениях для содержания животных, птиц и зверей в животноводческих, птицеводческих и звероводческих зданиях, при условии, что величина удельной пожарной нагрузки не превышает 100 МДж/м² (независимо от общей пожарной нагрузки в помещении).

3 К категории Д допускается относить помещения (без проведения соответствующего расчета), в которых находятся:

предметы мебели на рабочих местах;

помещения с мокрыми процессами (холодильники и холодильные камеры с негорючим хладагентом, помещения мойки и подобные им помещения), при этом температура в холодильниках и холодильных камерах не должна превышать 0 °С.

Категории по ПУЭ, ТКП 474-2013(02300), как правило, указываются совместно на помещениях, зданиях, наружных установках.

При проектировании систем электроснабжения необходимо применять электротехнические изделия и оборудования, имеющие соответствующую степень защиты от условий окружающей среды.

Степень защиты устанавливает ГОСТ 14254-96 и обозначается буквами IP и двумя цифрами, характеризующими степень защиты персонала от прикосновения к токоведущим и движущимся частям электрооборудования, попадания через оболочку твердых посторонних тел (первая цифра), а также от проникновения воды (вторая цифра).

Кроме степени защиты оборудования необходимо учитывать его категорию в зависимости от места его размещения [1] и климатического исполнения [1].

Например, шкаф силовой распределительный ШР11-73701-22УЗ, степень защиты IP-22 (2 – защита от прикосновения пальцами и попадания твердых тел размером 12,5 мм и более; 2 – защита от вертикально падающих капель при наклоне оболочки на угол до 15° относительно нормального расположения); климатическое исполнение – У (умеренный климат); категория размещения – 3 (изделия предназначены для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, без искусственного регулирования климатических условий).

Основными исходными данными для проектирования систем внешнего и внутривоздушного электроснабжения являются: генеральный план предприятия с расположением и указанием основных и вспомогательных цехов, установленная мощность этих цехов, установленная мощность и параметры синхронных двигателей, а также направление ввода от энергосистемы; данные о районной подстанции, от которой предполагается питать предприятие – два трансформатора с определенной единичной мощностью, первичное и вторичное напряжение, мощность короткого замыкания (КЗ) на шинах высшего напряжения, расстояние до проектируемого предприятия.

Общая характеристика цехов предприятия должна быть представлена в пояснительной записке к проекту в виде таблицы 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Пример оформления результатов анализа основных исходных данных цехов проектируемого предприятия

№	Наименование цеха	Руст, кВт	Категория надежности электропитания	Характеристика окружающей среды по ПУЭ	Характеристика окружающей среды по ТКП 474-2013
1	Котельная	450	II	Жаркая	Пожаровзрывоопасная

Районная подстанция, исходные данные которой приводятся в задании на проектирование, имеет возможность обеспечения питания промышленного предприятия любой расчетной мощности на первичном или вторичном напряжении.

Первостепенным при проектировании внешнего и внутривзаводского электроснабжения является определение расчетных нагрузок цехов и всего предприятия в целом. Именно они определяют решение широкого круга задач – выбор и разработку схем внешнего и внутривзаводского электроснабжения, расчет электрических сетей, расчет компенсации реактивной мощности и др.

Расчетная электрическая нагрузка состоит из силовой и осветительной нагрузок. Силовая нагрузка цеха задана величиной установленной мощности и в связи с этим расчетная силовая нагрузка может быть определена методом коэффициента спроса (K_c). По справочнику в зависимости от назначения цеха выбирается K_c и $tg\varphi$.

Осветительная нагрузка может быть определена методом удельной мощности на единицу производственной площади ($P_{уд}$). Значения $P_{уд}$ для каждого цеха определяется по предварительно выбранному типу светильника, нормируемой освещенности в помещении и расчетной высоты свеса светильника. Зная площадь помещения и коэффициент спроса осветительной установки можно определить расчетную осветительную нагрузку.

Полная суммарная нагрузка определяется как совместная нагрузка от силовых и осветительных электроустановок. Общая нагрузка предприятия определяется суммированием нагрузок до и выше 1 кВ всех цехов с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах и питающих сетей и с учетом коэффициента одновременности максимумов. Поскольку на данном этапе проектирования системы электроснабжения еще не разработана, допускается в качестве потерь в трансформаторах принимать: активные (ΔP_T) равные 2 % и реактивные (ΔQ_T) – 10 % от передаваемой мощности; в линиях (ΔP_L) – 3 % от передаваемой мощности и реактивные потери $\Delta Q_L = 0$ (для КЛЭП).

Для того чтобы наглядно представить размещения нагрузок на ген-

плане предприятия, строятся картограммы электрических нагрузок. Они могут быть построены по методу Федорова А. А. или Каялова Г. М.

Рациональные напряжения системы внешнего и внутривозовского электроснабжения и ее схема определяется критерием минимума приведенных затрат (капитальными вложениями на ее сооружения и годовыми эксплуатационными расходами).

Питание к промышленному предприятию может быть осуществлено к одному или нескольким пунктам приема электроэнергии (ПП). В данном курсовом проекте рассматривается вариант питания от районной подстанции к одному ПП – главной понизительной подстанции (ГПП), или ГРП – главной распределительной подстанции (пункта).

Учет компенсации реактивной мощности в электрических сетях предприятия играет немаловажную роль при проектировании систем электроснабжения – позволяет снизить число и мощность силовых трансформаторов, сечения проводников линий и габариты аппаратов распределительных устройств.

Расчет мощности компенсирующих устройств, которые необходимо установить в электрических сетях проектируемого предприятия, выполняется по действующему в настоящее время руководящему техническому материалу РТМ 36.18.32.6-92. В соответствии с которым, рассчитывается нормативное значение $tg\varphi_{эп}$; определяется экономическое значение реактивной мощности Q_r , которая может быть передана предприятию в режиме наибольшей активной нагрузки энергосистемы; для каждой концентрированной (однотипной) группы силовых трансформаторов выполняется расчет мощности батарей конденсаторов, которые необходимо установить в электрической сети напряжением до 1 кВ (до этого должна быть определена единичная мощность силовых трансформаторов – по удельной плотности нагрузки и суммарной установленной мощности, а также количество трансформаторов на подстанции – 1 или 2 в зависимости от требуемой надежности электроснабжения и величины расчетной нагрузки); рассчитывается компенсирующая мощность от синхронных двигателей $Q_{сд}$; определяется некомпенсированная реактивная мощность по каждо-

му трансформатору $Q_{т.нecк.}$ и всему предприятию $\sum_{i=1}^n Q_{т.нecк.i}$; при необходимости рассчитывается мощность конденсаторных батарей на напряжение выше 1 кВ ($Q_{кв}$).

По разработанным схемам внешнего и внутривозовского электроснабжения, результатам расчета электрических нагрузок, токов короткого

замыкания выполняется выбор основного оборудования и электроаппаратуры.

Электрический расчет системы электроснабжения (электрических сетей напряжением выше 1 кВ) выполняется по экономической плотности тока, по допустимому нагреву в нормальном и послеаварийном режимах работы; проверяется на термическую стойкость к токам КЗ и производится проверка по допустимой потере напряжения.

Таким образом, в первом пункте расчетно-пояснительной записке проводится характеристика предприятия, для которого разрабатывается системы внешнего и внутривозвездского электроснабжения, обосновывается необходимость и целесообразность применения методов расчета и путей проектирования в зависимости от имеющейся исходной информации.

По данному пункту задания должны быть сформулированы краткие без пояснений и обоснований в виде отдельных подпунктов обобщенные выводы.

3.2 Определение расчетных электрических нагрузок цехов и предприятия в целом

В СЭС имеется несколько характерных уровней определения расчетных электрических нагрузок [7; 9]. Их число зависит от схемы электроснабжения, мощности потребителей электроэнергии и их размещения на территории предприятия. Величина расчетной электрической нагрузки определяет выбор всех элементов системы электроснабжения.

3.2.1 Определение расчетных силовых нагрузок цехов на напряжении до 1кВ

Для определения электрических нагрузок цехов в данном курсовом проекте, как было указано ранее, можно использовать метод коэффициента спроса. Данный метод применим при отсутствии конкретной информации об электроприемниках. Расчетная силовая активная нагрузка цеха рассматриваемым методом определяется по выражению:

$$P_{p.c} = K_c \cdot P_{ном}, \quad (3.2.1)$$

где K_c – коэффициент спроса, характерный для электроприемников группы; $P_{ном}$ – установленная мощность группы электроприемников.

Расчетная цеховая реактивная нагрузка определяется по выражению:

$$Q_{p.c} = P_{p.c} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.2.2)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности для рассматриваемой группы электроприемников.

При расчете силовых нагрузок на напряжении до 1кВ величина K_c принимается одинаковой для всех электроприемников, т.е. предполагается, что все они однотипны и имеют один и тот же режим работы [3].

Значения K_c даются в справочной литературе. Для некоторых отраслей промышленности и потребителей они приведены в таблицах П1 и П2 соответственно.

3.2.2 Определение расчетных осветительных и суммарных (силовой и осветительной) нагрузок цехов

Для ориентировочных расчетов осветительных нагрузок цехов может быть применен метод удельных мощностей нагрузок на единицу площади. По этому методу определяется необходимая установленная мощность источников света для освещения конкретных помещений.

Удельная мощность $P_{уд}$ [Вт/м²] освещения представляет собой отношение суммарной мощности всех источников света к площади освещаемого ими помещения и зависит от характеристики освещаемого помещения, типа и мощности ламп, типа светильников, высоты подвеса и размещения светильников. Значения удельной мощности приводятся в справочных материалах, размещенных в таблицах [10].

Значения освещенностей рабочих и вспомогательных помещений цеха представлены в приложении таблице П5 [11].

Для некоторых типов светильников в упрощенной форме значения удельных мощностей освещения приведены в таблицах П3-П4 (учтены значения коэффициента отражения потолка $\rho_{п} = 50 \%$, стен $\rho_{с} = 30 \%$, пола $\rho_{р} = 10 \%$, коэффициента запаса $k_z = 1,3$ и коэффициента неравномерности освещения $z = 1,15$).

Расчет осветительных нагрузок данным методом сводится к следующему [12]:

- а) по одной из таблиц [10] или П3-П4 наиболее близко отвечающей заданным условиям принимается величина удельной мощности;
- б) определяется установленная мощность источников света в помещении:

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{уд}} \cdot S, \quad (3.2.3)$$

где S – площадь освещаемого помещения, м².

Для получения расчетной мощности вводится поправочный коэффициент спроса (K_c) к установленной мощности, так как в зависимости от характера производства и назначения помещений часть ламп по разным причинам может быть не включена [13].

Расчетная осветительная нагрузка цеха определяется умножением установленной осветительной мощности цеха на коэффициент спроса:

$$P_{\text{р.о.}} = P_{\text{уст}} \cdot K_c, \quad (3.2.4)$$

Значение коэффициента спроса для сети рабочего освещения производственных зданий принимается:

- 1,0 – для мелких производственных зданий;
- 0,95 – для зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов;
- 0,85 – для зданий, состоящих из малых отдельных помещений;
- 0,8 – для административно-бытовых и лабораторных зданий промышленных предприятий;
- 0,6 – для складских зданий, состоящих из многих отдельных помещений.

Коэффициент спроса для расчета сети освещения аварийного и эвакуационного освещения 1,0.

В осветительных установках с разрядными лампами при определении расчетной мощности необходимо учитывать потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА):

- для люминесцентных ламп низкого давления:

$$P_{\text{р.о.}} = P_{\text{р.лл}} = (1,08 \dots 1,3) \cdot P_{\text{уст}} \cdot K_c, \quad (3.2.5)$$

нижнее значение 1,08 применяется для ламп с электронным ПРА; 1,2 – при стартерных схемах включения; 1,3 – в схемах быстрого зажигания с накальным трансформатором;

- для дуговых ртутных ламп ДРЛ, ДРИ, ДНаТ:

$$P_{\text{р.о.}} = P_{\text{р.рлвд}} = 1,1 \cdot P_{\text{уст}} \cdot K_c. \quad (3.2.6)$$

Расчетная реактивная осветительная нагрузка определяется по вы-

ражению:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.2.7)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности цеховых осветительных установок.

Значения коэффициента мощности ($\cos\varphi$) в соответствии с [14] следует принимать:

1,0 – для ламп накаливания и светодиодных;

0,85 – для одноламповых светильников с люминесцентными лампами низкого давления;

0,92 – для многоламповых светильников с люминесцентными лампами низкого давления;

0,5 – для светильников с разрядными лампами высокого давления групповых линий (ДРЛ, ДРИ);

Суммарная активная нагрузка цеха состоит из активной осветительной и силовой нагрузок и определяется по выражению:

$$P_p = P_{p.c} + P_{p.o}. \quad (3.2.8)$$

Суммарная реактивная нагрузка цеха складывается из реактивной осветительной и силовой нагрузок и определяется по выражению:

$$Q_p = Q_{p.c} + Q_{p.o}. \quad (3.2.9)$$

Суммарная полная нагрузка цеха напряжением до 1000 В определяется по выражению:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.2.10)$$

В качестве исходных данных расчетной мощности ремонтно-механического цеха проектируемого предприятия необходимо использовать сохраненные данные по разработанной системе цехового электропитания из предыдущего курсового проекта.

В данном пункте расчетно-пояснительной записке (РПЗ) выполняется подробный расчет силовой, осветительной и совместной нагрузки одного из цехов предприятия (первого по списку из наименования цехов), по

остальным цехам приводятся исходные справочные данные, промежуточные и результаты расчетов: название цеха, установленная мощность осветительной, силовой и совместной нагрузок, коэффициенты спроса, удельная мощность, нормируемая освещенность, $tg\varphi$ и др.

3.2.3 Расчет электрической нагрузки от электроприемников на напряжении выше 1кВ

По исходным данным одно из подразделений предприятия имеет синхронные электродвигатели на напряжение 6, 10кВ определенной установленной мощности $P_{уст}$. В зависимости от номинального напряжения 6 или 10кВ соответственно по таблицам 3.2.1 или 3.2.2 необходимо выбрать электродвигатели номинальной мощности, так чтобы $\sum P_{нсд} = P_{уст}$.

Расчетная активная нагрузка от выбранных синхронных двигателей осуществляется по выражению

$$P_{рсд} = k_o \cdot (\sum P_{нсд} \cdot k_{zi}); \quad (3.2.11)$$

где k_o – коэффициент одновременности работы электродвигателей;

$P_{нсд}$ – номинальная активная мощность i -го электродвигателя;

k_{zi} – коэффициент загрузки i -го электродвигателя.

Коэффициент одновременности определяется в зависимости от количества присоединенных синхронных двигателей и коэффициента загрузки.

Средневзвешенный коэффициент загрузки синхронных двигателей определяется:

$$k_z = \frac{\sum k_z \cdot P_{нсд}}{\sum P_{нсд}} \quad (3.2.12)$$

Для синхронных двигателей, которые для компенсации реактивной мощности применяются без экономического обоснования ($P_{нсд} > 2500кВт$ или $n > 1000об / мин$) $Kз = 0,8$.

Для электродвигателей с $P_{нсд} > 2500кВт$ или $n > 1000об / мин$ генерируемая реактивная мощность определяется:

$$Q_{рсд} = \sum P_{нсд} \cdot tg\varphi_{нсдi} \quad (3.2.13)$$

Величину $Q_{рсд}$ при расчете суммарной мощности предприятия необходимо **ВЫЧЕСТЬ**.

Остальные электродвигатели необходимо считать, что работают с $\cos \varphi = 1; (tg \varphi = 0)$

3.2.4 Определение расчетной нагрузки предприятия

На предпроектной стадии расчетную активную и реактивную электрическую нагрузку предприятия в целом принято определять по выражению:

$$P_{pz} = K_o \cdot (\sum P_{p.нн} + \sum P_{p.вн} + \Delta P_T + \Delta P_L); \quad (3.2.12)$$

$$Q_{pz} = K'_o \cdot (\sum Q_{p.нн} + \sum Q_{p.вн} + \Delta Q_T + \Delta Q_L), \quad (3.2.13)$$

где K_o и K'_o – коэффициенты одновременности активной и реактивной нагрузки соответственно, учитывают отношение совмещенного максимума нагрузки энергоустановок потребителей к сумме максимумов нагрузки этих же установок за тот же интервал времени [15], принимается равным $K_o = 0,8 - 0,95$; $K'_o = 0,7 - 0,85$; ΔP_T и ΔQ_T – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах соответственно; ΔP_L и ΔQ_L – потери активной и реактивной мощности в линиях электропередачи на территории предприятия.

На стадии когда отсутствуют данные сведения о системе электропитания потребителя, потери мощности в ее элементах допускается определять по выражению:

потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T \approx 0,02 \cdot S_{p.нн}, \quad \Delta Q_T \approx 0,1 \cdot S_{p.нн}; \quad (3.2.14)$$

потери мощности в кабельных линиях:

$$\Delta P_L \approx 0,03 \cdot S_{p.нн}, \quad \Delta Q_L \approx 0. \quad (3.2.15)$$

Таким образом, полная расчетная нагрузка предприятия будет определяться по формуле:

$$S_{\text{pз}} = \sqrt{P_{\text{pз}}^2 + Q_{\text{pз}}^2}. \quad (3.2.16)$$

Коэффициент реактивной мощности нагрузки предприятия:

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{pз}}}{P_{\text{pз}}}. \quad (3.2.17)$$

В данном пункте РПЗ расчет электрической нагрузки всего предприятия должен быть выполнен подробно.

3.3 Составление картограммы и определение условного центра электрических нагрузок предприятия

При определении мест установки ТП, РП, ГПП, ПГВ и компенсирующих устройств реактивной мощности необходимо иметь информацию о величине и распределении электрических нагрузок по территории промышленного объекта. С этой целью строят картограмму электрических нагрузок для предприятия или его структурного подразделения. На картограмме электрические нагрузки отдельных крупных электроприемников, групп электроприемников или цехов изображаются в виде кругов. Площади кругов в определенном масштабе отображают величины электрических нагрузок. Центром круга является условный центр электрической нагрузки приемника, группы или цеха. При равномерном распределении нагрузок по площади объекта центр электрической нагрузки совпадает с центром геометрической фигуры, изображающей цех на генплане предприятия.

Как правило, строится картограмма активных нагрузок. При этом для каждого i -го цеха расчетная активная нагрузка может быть представлена как

$$P_{\text{p},i} = P_{\text{p},\text{c},i} + P_{\text{p},\text{o},i}, \quad (3.3.1)$$

где $P_{\text{p},\text{c},i}$ и $P_{\text{p},\text{o},i}$ – расчетные активные силовая и осветительная нагрузки i -го цеха.

Для каждого цеха (группы электроприемников) радиус круга r_i находят из условия равенства активной мощности нагрузки площади круга

$$P_{p.i} = \pi \cdot r_i \cdot m, \quad (3.3.2)$$

где m – принятый масштаб картограммы, кВт/мм².

Из выражения (3.3.2) радиус круга:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{(\pi \cdot m)}} \quad (3.3.3)$$

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие величинам силовой (до и выше 1кВ) и осветительной нагрузок. В этом случае картограмма отражает структуру нагрузки цеха. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах определяется по выражению

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{p.o.i} \cdot 360}{P_{p.i}}, \quad (3.3.4)$$

Аналогично определяется и угол сектора нагрузки на напряжение выше 1 кВ.

Силовая нагрузка на напряжение до 1 кВ определяется по выражению

$$\alpha_{ci} = 360 - \alpha_{oi} - \alpha_{>1кВ} \quad (3.3.5)$$

Величины $P_{p.c.i}$ и $P_{p.o.i}$ указываются на картограмме.

Условный центр электрических нагрузок (ЦЭН) объекта находят с целью рационального размещения ТП, ГПП и ПГВ.

Предварительно на план промышленного объекта, состоящего из n подразделений, наносится декартова система координат и определяются координаты X и Y каждой нагрузки $P_{p.i}$. После этого искомые координаты X_0 и Y_0 условного ЦЭН вычисляются по формулам

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i \cdot P_{pi})}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (3.3.6)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i \cdot P_{pi})}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (3.3.7)$$

При нахождении ЦЭН цеха используется его план с расположением отдельных электроприемников, а предприятия в целом – генплан с указанием структурных подразделений предприятия.

3.4 Технико-экономическое обоснование (по укрупненным показателям) выбора напряжения внешнего электроснабжения

Основными целями технико-экономических обоснований разрабатываемых проектов системы электроснабжения являются [16]:

1. Обоснование долгосрочных капиталовложений и последующих эксплуатационных расходов в разрабатываемые СЭС путем сравнения вариантов по принятым критериям эффективности.

2. Обоснование технических и функциональных возможностей СЭС, соответствующих обоснованным требованиям потребителей электроэнергии (необходимая пропускная способность элементов, обеспечение надежности электроснабжения, качества электроэнергии и т.д.). При этом проводится выбор и обоснование электрооборудования для выполнения необходимых функций и требований, а также оценка состояния СЭС в нормальных и послеаварийных режимах.

3. Оценка качественных показателей и народнохозяйственного значения принятого решения.

При выполнении данного курсового проекта электроснабжение предприятия требуется рассмотреть по двум вариантам. По первому варианту электроснабжение предполагается осуществлять по кабельной (воздушной) линии среднего напряжения (6, 10, 35 кВ). На рисунке 3.4.1 приведена принципиальная схема электроснабжения проектируемого предприятия, осуществляемая кабельной линией электропередач от районной подстанции.

В качестве альтернативного варианта электроснабжение предприятия предполагается осуществлять по воздушной линии высокого напряжения (110, 220 кВ). На рисунке 3.4.2 приведена принципиальная схема электроснабжения проектируемого предприятия, осуществляемая воздушной линией электропередач от шин высокого напряжения районной подстанции.

В качестве пунктов приема электроэнергии на предприятии по первому варианту электроснабжения предлагается – ГРП (рис.3.4.1), по второму – ГПП (рис. 3.4.2).

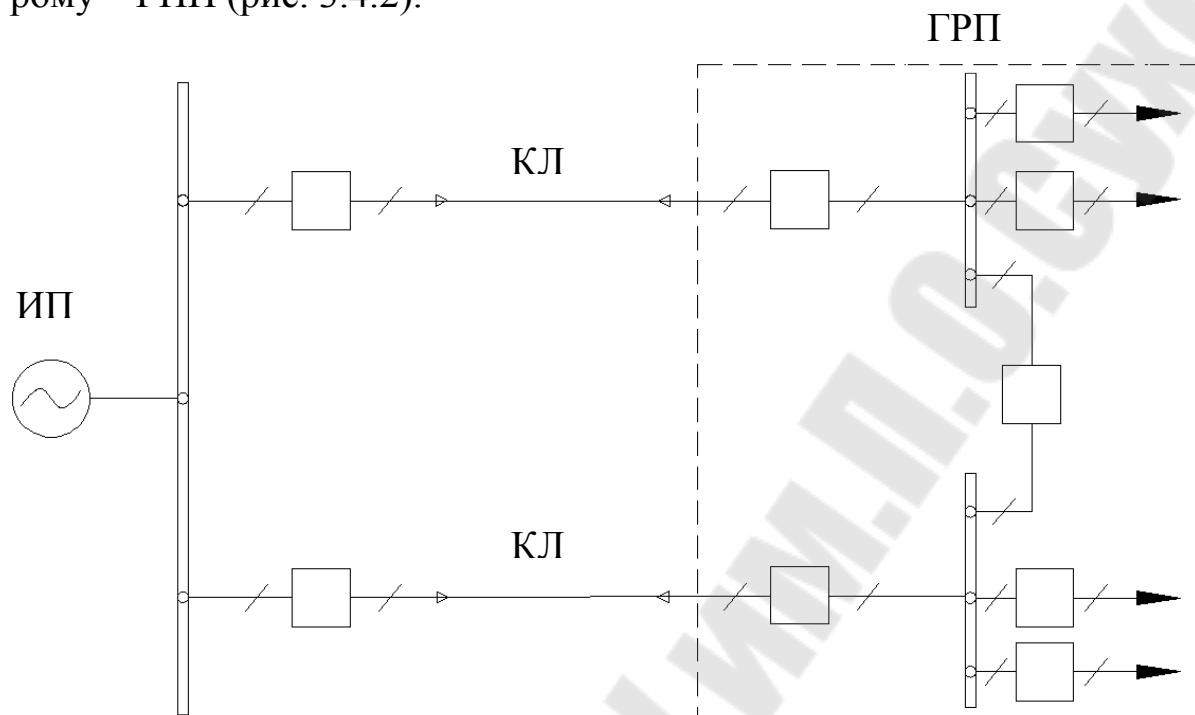


Рисунок 3.4.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия
ИП – источник питания (шины среднего напряжения районной подстанции);
КЛ – кабельная линия электропередач; ГРП – главный распределительный пункт

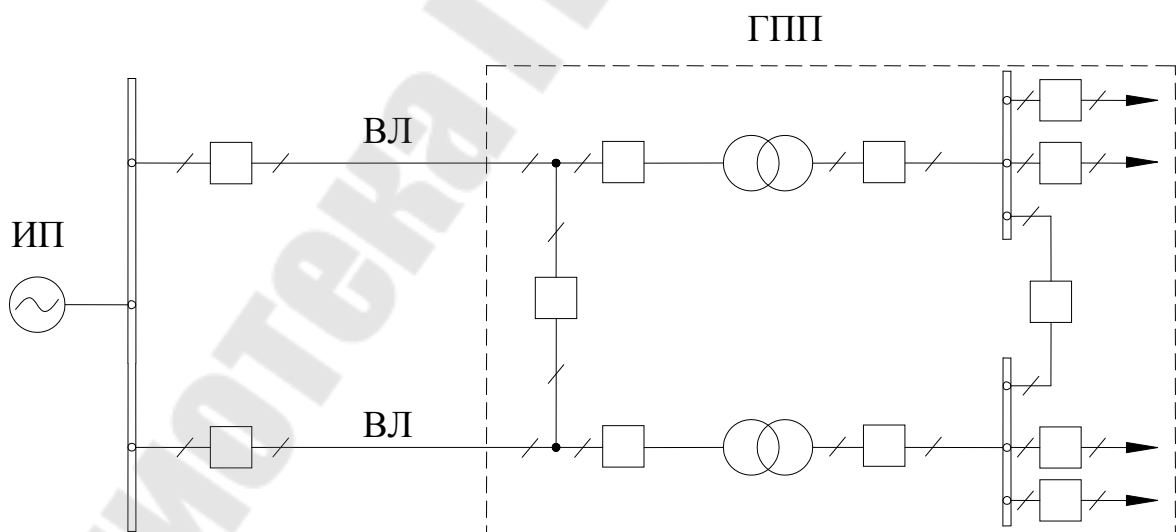


Рисунок 3.4.2 – Схема внешнего электроснабжения предприятия
ИП – источник питания (шины высокого напряжения районной подстанции);
ВЛ – воздушная линия электропередач; Т – силовой трансформатор; ГПП – главная понижающая подстанция

При решении различных технических задач в основу оценки сравниваемых вариантов положена экономическая эффективность. Критерием эффективности (оптимальности) при выборе вариантов СЭС является минимум годовых приведенных затрат, которые в общем виде при одновременных капиталовложениях определяются по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + C_3, \quad (3.4.1)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности и капитальных вложений (ставка рефинансирования), относит, ед.; K – капитальные вложения в объект, включая стоимость проектирования, оборудования и строительно-монтажных работ, руб.; C_3 – годовые эксплуатационные расходы, руб.

Нормативный коэффициент эффективности характеризует, какая часть капитальных вложений в новую технику должна окупаться в течение года. Величина E_n принимается не ниже безрисковой ставки по альтернативному вложению капитала. В условиях нормального функционирования экономики:

$$E_n = 0,12 - 0,15.$$

Капитальные вложения на сооружение проектируемой СЭС определяются исходя из затрат на сооружение линии электропередач ($K_{л}$) и электрооборудования ($K_{об}$):

$$K = K_{л} + K_{об}. \quad (3.4.2)$$

Сметная стоимость строительства объекта на дату начала разработки сметной документации определяется на основании нормативов расхода ресурсов в натуральном выражении и цен на ресурсы на дату начала разработки сметной документации согласно мониторингу и (или) укрупненных нормативов стоимости единицы площади (объема, мощности) объекта, стоимости объектов-аналогов [17, 18]. Порядок определения стоимости строительства объекта по укрупненным нормативам стоимости единицы площади (объема, мощности) объекта и стоимости объектов-аналогов устанавливает Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь [19].

Результаты оценки капитальных вложений предложенных проектных решений должны быть представлены в виде таблицы 3.4.1 Стоимость оборудования, линий электропередач приведены в ценах 2014 г.

Таблица 3.4.1 – Пример оформления оценки капитальных вложений при проектировании СЭС расчетного предприятия

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. руб.	Вариант 1		Вариант 2	
		Ед. изм/кол-во	стоимость, тыс. руб.	Ед. изм/кол-во	стоимость, тыс. руб.
Кабель АПвП 10 кВ 3X120/16	208312	км	291636	км	—
		2x0,7		—	
Ячейка КРУ 3КВЭ-10РН с выключателем ВВ/TEL	37449,15	шт.	187246	шт.	—
		5		—	
ВЛ 35 кВ со свободно стоящими железобетонными опорами	24980	км	—	км	34972
		—		2x0,7	
ГПП с трансформатором ТМН-6300/35	764440	шт.	—	шт.	1528880
		—		2	
Итого:			478882		1563852

Годовые эксплуатационные расходы определяются по выражению:

$$C_3 = C_{\Delta W} + I_a + I_3, \quad (3.4.3)$$

где $C_{\Delta W}$ – издержки связанные с потерями на электроэнергию в элементах системы электроснабжения; I_a – издержки на амортизацию линий и оборудования; I_3 – затраты на текущий ремонт и обслуживание (издержки на эксплуатацию).

Годовые отчисления на амортизацию, предназначенные для возмещения изнашиваемых в ходе эксплуатации основных фондов предприятия, определяются по следующему выражению:

$$I_a = \sum_{i=1}^{n_l} E_{a.l.i} \cdot K_{l.i} + \sum_{i=1}^{n_{ob}} E_{a.ob.i} \cdot K_{ob.i}, \quad (3.4.4)$$

где $E_{a.l.i}$ и $E_{a.ob.i}$ – нормы отчисления на амортизацию для линии и оборудования, относит. ед.

В 1994 году изданы утвержденные Советом Министров «Единые

нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов в Республике Беларусь», по которым следует принимать численные значения $E_{a.l.i}$ и $E_{a.ob.i}$.

В таблице приложения Пб указан ряд норм амортизационных отчислений основных фондов, необходимые при выполнении данного курсового проекта.

Расходы на текущий ремонт и обслуживание включают заработную плату персоналу, общецеховые и другие расходы, необходимые для проведения текущих ремонтов. При сравнении вариантов обычно учитываются только затраты на текущий ремонт, так как зарплата, общецеховые и другие расходы одинаковы. Эти затраты определяются по выражению:

$$I_9 = \sum_{i=1}^{n_d} E_{p.l.i} \cdot K_{l.i} + \sum_{i=1}^{n_d} E_{p.ob.i} \cdot K_{ob.i}, \quad (3.4.5)$$

где $E_{p.l.i}$ и $E_{p.ob.i}$ – нормативные отчисления на текущий ремонт для линий электропередачи и электрооборудования, принимается для кабельной линии – 2,3%; для комплектного распределительного устройства – 3 %; для воздушной линии – 0,4 %; для ГПП – 2 %.

Таблица 3.4.2 – Пример оформления результатов расчёта отчислений на амортизацию и текущий ремонт проектируемых объектов

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизация		Текущий ремонт	
		$E_a, \%$	ст-ть, тыс. руб.	$E_p, \%$	ст-ть, тыс. руб.
Кабельная линия 10 кВ	216820,8	4	8672,83	2,3	4986,87
КРУ – 10 кВ	187246	4,4	8238,82	3	5617,38
ВЛ 35 кВ	34972	2	699,44	0,4	139,8
ГПП 35/6,3 с трансформатором ТМН-6300/35	1528880	4,4	67270,7	2	30577,6
Итого 1 вар-т	404066,8	—	16911,6	—	10604,2
Итого 2 вар-т	1563852	—	67970,1	—	30717,4

Определение издержек связанных с потерями электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{\Delta W} = C_{1w} \cdot \Delta W_9 \quad (3.4.6)$$

где C_{1w} – тарифы на электрическую энергию промышленных и приравненных к ним потребителей, руб/кВт; ΔW_9 – потери электроэнергии в распределительных сетях, кВт·ч.

Тарифы на электрическую энергию для юридических лиц принимаются по данным республиканского унитарного предприятия электроэнергетики ГПО «Белэнерго». Потребители производят оплату электрической энергии по тарифам, проиндексированным согласно порядку, изложенному в постановлении Минэкономики от 28 февраля 2011 г. №24. Энергоснабжающие организации оформляют платежные документы по оплате за энергию по тарифам Декларации, проиндексированным на изменение курса денежной единицы Республики Беларусь по отношению к доллару США на день оформления платежного документа и день оплаты, согласно формуле:

$$C_{1w} = C_6 \cdot (0,11 + 0,89 \cdot K_n / K_6), \quad (3.4.7)$$

где C_{1w} , C_6 – тариф на электроэнергию, проиндексированный на изменение курса белорусского рубля к доллару США на день оформления платежного документа и день оплаты и установленный декларацией соответственно; K_n , K_6 – значение курса белорусского рубля по отношению к доллару США на день оформления платежного документа и день оплаты и при установлении тарифов на электроэнергию соответственно.

На 1 января 2015 года базовый курс белорусского рубля к доллару США составил $K_6 = 11800$ руб. при стоимости за электроэнергию для промышленные и приравненные к ним потребителям с присоединенной мощностью 750 кВА и выше $C_6 = 1\,237,2$ руб./кВт·ч, тогда с учетом налога на добавленную стоимость 20 % и курса белорусского рубля на 04.02.2015 $K_n = 15\,420$ руб., тариф на электроэнергию составит:

$$C_{1w} = 1,2 \cdot 1237,2 \cdot (0,11 + 0,89 \cdot 15420 / 11800) = 1890 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторе определяются по выражению:

$$\Delta W_T = n \cdot P_{xx} \cdot T_{вкл} + \frac{P_{кз}}{n} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{н.т}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.4.8)$$

где n – количество трансформаторов, шт.; P_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт; $P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт; $S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; S_p – расчетная мощность нагрузки, передаваемая через трансформатор, кВ·А; $T_{вкл}$ – продолжительность включения трансформатора в году, ч; τ – время максимальных потерь, ч.

Время максимальных потерь – это время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии в линии будут такими же, что и при нагрузке, изменяющейся по действительному графику и определяется по выражению:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (3.4.9)$$

где T_{\max} – время использования максимальной нагрузки, ч.

Время использования максимальной нагрузки для конкретного предприятия принимается в зависимости от отрасли промышленности, к которой принадлежит (таблица приложения П8).

При оценке стоимости потерь электроэнергии по первому варианту электроснабжения (рис.3.4.1) в качестве расчетных потерь электроэнергии в питающих трансформаторах (трансформаторах районной подстанции) принимается величина, равная разности нагрузочных потерь электроэнергии, возникающих до и после подключения всей нагрузки проектируемого предприятия.

Потери мощности линиях электропередач определяются по выражению:

$$\Delta P_{л} = 3I_p^2 \cdot R_{л} \cdot 10^{-3} = 3I_p^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (3.4.10)$$

где I_p – расчетный ток линии, А; $R_{л}$ – сопротивление линии электропередач, Ом; r_0 – удельное (погонное) активное сопротивление проводника, Ом/км; L – длина линии, км.

Потери электроэнергии в линии электропередач определяются по выражению:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau. \quad (3.4.11)$$

Когда сравниваемые варианты по приведенным затратам различают-

ся не более чем на 5 – 10 %, они считаются практически равноценными и предпочтение следует отдать варианту, имеющему лучшие технические и эксплуатационные показатели.

Упрощенным, ориентировочным выбором рационального номинального напряжения электрической сети (U_n) является выбор его по эмпирическим формулам:

а) Формула Стилла:

$$U_n \approx 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P}. \quad (3.4.12)$$

где L – длина линии, км; P – активная мощность, кВт;

Область применения формулы (3.4.12) определяется условиями $L \leq 250$ км, $P \leq 60$ МВт.

б) Формула Залесского А.М.

$$U_n \approx \sqrt{P \cdot (0,1 + 0,015 \cdot \sqrt{L})}. \quad (3.4.13)$$

Область применения формулы (3.4.13) определяется условиями $L \leq 1000$ км, $P > 60$ МВт.

в) Формула Илларионова

$$U_n \approx \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}. \quad (3.4.14)$$

Формула (3.4.11) используется для напряжения 35 – 1150 кВ и принципиально правильно отражает необходимость все более высоких номинальных напряжений с увеличением протяженности линии, особенно при $P > 1000$ МВт.

г) Эмпирическая формула зависимости напряжения от передаваемой мощности и протяженности линии:

$$U_n \approx 16 \cdot 4 \sqrt[4]{\frac{P \cdot L}{1000}}. \quad (3.4.15)$$

По результатам расчетов по формулам (3.4.11)-(3.4.14) из ряда стандартных напряжений выбирается ближайшее. Основопологающим, по

которому выбирается окончательно вариант, является минимум приведенных затрат.

Выбор места РП в первую очередь определяется наличием на предприятии электродвигателей напряжением выше 1 кВ или электрических печей с трансформаторами. Если высоковольтных электроприемников не имеется, то место расположения РП выбирается на генплане предприятия по возможности смещенным от ЦЭН в сторону ИП на границу балансовой ответственности так, чтобы не было обратных потоков электроэнергии по линиям 6 – 10 кВ. Размещение РП в центре нагрузки предприятия нельзя отнести к правильному проектному решению, так как это приводит к увеличению расхода кабелей и потерь электроэнергии в электрических сетях. Отметим, что трассы кабельных линий прокладываются не по кратчайшим расстояниям, а по направлениям проездов и проходов между зданиями и сооружениями.

В отличие от РП ГПП и ПГВ стремятся размещать по возможности ближе к центрам электрических нагрузок питаемых ими промышленных объектов с учетом условий планировки, прохождения воздушных линий напряжением 35 – 220 кВ по территории предприятия, состояния окружающей среды и т.п. Конкретные условия промышленного объекта не всегда позволяют разместить ГПП в центре его нагрузок. В таких случаях подстанция может быть смещена от ЦЭН в сторону ИП. Необходимо стремиться размещать ГПП и ПГВ напряжением 35 – 220 кВ рядом с питаемыми ими производственными корпусами, а их РУ 6 – 10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса.

В незагрязненных зонах на напряжении 110 кВ и выше, как правило, должны применяться открытые подстанции. Целесообразность использования закрытых ГПП и ПГВ должна быть обоснована в проекте [1].

3.5 Выбор единичных мощностей и количества трансформаторов цеховых ТП предприятия

В цеховых ТП, как правило, применяются трансформаторы мощностью до 2500 кВА с первичным напряжением 6 – 10 кВ и естественным охлаждением, заполненные маслом или негорючим жидким диэлектриком (совтолом), естественным воздушным охлаждением и сухой изоляцией, а также с литой изоляцией. При установке в специальных камерах применяются трансформаторы с открытыми изоляторами и расширителем для масла. В КТП устанавливаются трансформаторы без расширителя в защищенном исполнении, у которых изоляторы закрыты кожухом и в баке под небольшим избыточным давлением имеется азотная подушка для за-

щиты жидкого диэлектрика (масла, совтола и т.п.) от воздействия окружающей среды. Такие трансформаторы допускается устанавливать как внутри, так и вне зданий. Для внутрицеховых ТП рекомендуется преимущественно применение сухих трансформаторов, для встроенных и пристроенных – масляных при условии выкатки их на улицу. Применение совтоловых трансформаторов не рекомендуется по экологическим соображениям [1].

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на потребительских подстанциях 6-10/0,4 кВ определяется величиной и характером электрических нагрузок, требуемой надежностью электроснабжения, территориальным размещением нагрузок и перспективным их изменением и выполняется при необходимости достаточного обоснования на основании технико-экономических расчетов.

В системах электроснабжения промышленных предприятий наибольшее применение нашли следующие единичные мощности трансформаторов: 630, 1000, 1600 кВ·А, в электрических сетях городов – 400, 630 кВ·А.

При значительном числе устанавливаемых цеховых ТП на энергоемких производствах рекомендуется унифицировать единичные мощности трансформаторов. Количество типоразмеров цеховых трансформаторов на предприятии должно быть минимальным (не более 2 – 3), так как большое разнообразие создает неудобства в эксплуатации и вызывает затруднения в обеспечении складского резерва и взаимозаменяемости трансформаторов [20].

В настоящее время для вновь проектируемых или реконструируемых систем электроснабжения промышленных предприятий должны применяться только КТП.

При рассредоточенной нагрузке единичная мощность цехового трансформатора ориентировочно может быть принята по величине плотности нагрузки, определяемой по выражению

$$s_y = \frac{S_p}{F} \quad (3.5.1)$$

где S_p – расчетная полная мощность нагрузки объекта (корпуса, цеха, отделения и т.д.); F – производственная площадь объекта.

Согласно [21], при открытой установке КТП в цехе рекомендуется устанавливать трансформаторы с единичной мощностью:

630 и 1000 кВА – при $s_y < 0,2$ кВА/м²;
 1600 кВА – при $s_y = 0,2 — 0,5$ кВА/м²;
 2500 и 1600 кВ А – при $s_y > 0,5$ кВА/м².

Трансформаторы мощностью до 630 кВА применяются при малой плотности нагрузок, в частности на мелких и средних объектах, на периферийных участках крупных предприятий, для административных зданий, клубов и т.п.

В тех случаях, когда нагрузка носит сосредоточенный характер, выбор единичной номинальной мощности по критерию s_y не следует осуществлять.

В проектной практике трансформаторы ТП часто выбирают по расчетной нагрузке объекта и рекомендуемым коэффициентам экономической загрузки трансформаторов ($\beta_z = S_p / S_{н.т}$), в соответствии с данными табл. 3.5.1 [5].

Таблица 3.5.1 – Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформаторов цеховых ТП

Коэффициенты загрузки трансформаторов	Вид ТП и характер нагрузки
0,65...0,7	Двухтрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой I категории
0,7...0,8	Однотрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой II категории при наличии взаимного резервирования по переключкам с другими подстанциями на вторичном напряжении
0,9...0,95	ТП с нагрузкой III категории или с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования складского резерва трансформаторов

При известном числе трансформаторов N_T номинальная мощность трансформатора определяется по выражению

$$S_{ном} = \frac{S_p}{\beta_T \cdot N_T} \quad (3.5.2)$$

Что касается выбора количества трансформаторов на цеховых ТП, то, как правило, в системах электроснабжения применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает го-

довые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе отдельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 6—10/0,4—0,23 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Однотрансформаторные ТП выгодны еще и потому, что если работа предприятия сопровождается периодами малых нагрузок, то за счет наличия переключек между ТП на вторичном напряжении можно отключать часть трансформаторов, создавая этим экономически целесообразный режим работы. Под экономичным понимается такой режим работы, который обеспечивает минимальные потери мощности в трансформаторах. В данном случае решается задача выбора оптимального количества работающих трансформаторов.

Такие ТП могут быть экономичны и в плане максимального приближения напряжения 6—10 кВ к электроприемникам, поскольку за счет децентрализации трансформирования электрической энергии уменьшается протяженность сетей до 1 кВ. В этом случае вопрос решается в пользу применения двух однотрансформаторных по сравнению с одной двухтрансформаторной подстанцией.

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории). Такие подстанции желательны и независимо от категории потребителей, но при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузки. В этих случаях выгодно менять присоединенную мощность трансформаторов, например, при наличии сезонных нагрузок, одно- или двухсменной работы со значительными изменениями загрузки смен.

Сравниваемые варианты должны обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения.

Так как выбор количества и мощности трансформаторов, в особен-

ности потребительских подстанций 6—10/0,4—0,23 кВ, определяется часто в основном экономическим фактором, то существенным при этом является учет компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителя. Компенсируя реактивную мощность в сетях до 1 кВ, можно уменьшить количество ТП 10/0,4, их номинальную мощность. Особенно это существенно для промышленных потребителей, в сетях до 1 кВ которых приходится компенсировать значительные величины реактивных нагрузок.

Технические данные трансформаторов представлены в приложении 1 (таблицы П11-П16).

3.6 Компенсация реактивных нагрузок в электрических сетях предприятия

3.6.1 Средства и способы компенсации реактивной мощности

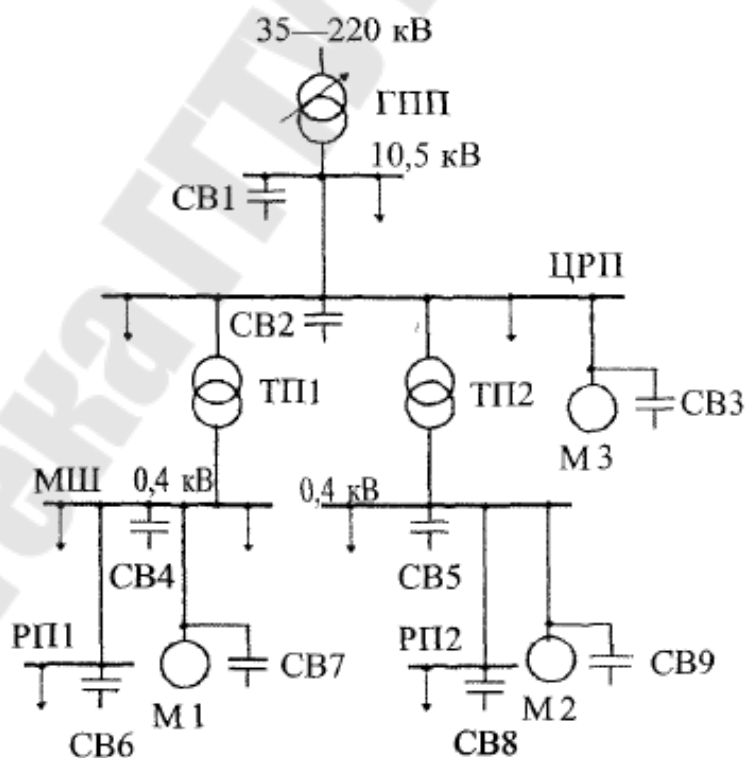
Элементы СЭС и электроприемники переменного тока, обладающие индуктивностью (электродвигатели, трансформаторы, преобразователи, токопроводы, линии электропередачи т.д.), потребляют наряду с активной и реактивную мощность, необходимую для создания электромагнитного поля. Ее передача по электрическим сетям снижает пропускную способность линий и трансформаторов по активной мощности и вызывает дополнительные потери активной мощности и напряжения. Поэтому при проектировании СЭС стремятся снизить потребляемую предприятием реактивную мощность до оптимального значения. С этой целью осуществляется компенсация, под которой понимается установка местных источников реактивной мощности, благодаря чему повышается пропускная способность элементов СЭС, снижаются потери мощности и энергии, повышаются уровни напряжения.

Основными средствами компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются конденсаторные установки (КУ) и высоковольтные синхронные двигатели. Согласно [6], КУ – электроустановка, состоящая из одного или нескольких конденсаторов, одной или нескольких конденсаторных батарей, относящегося к ним вспомогательного электрооборудования и ошиновки. Конденсаторная батарея представляет собой группу единичных конденсаторов, электрически связанных между собой. На промышленных предприятиях применяются батареи напряжением до 1 кВ и 6,3—10,5 кВ.

Компенсация реактивной мощности с использованием конденсато-

ров может быть индивидуальной, групповой или централизованной. Выбор мест размещения КУ тесно связан с принятым способом компенсации. При этом необходимо учитывать два взаимно противоречащих фактора: степень разгрузки элементов СЭС от реактивной мощности и степень использования КУ с учетом удельной стоимости.

На рисунке 3.6.1 показаны возможные места присоединения КУ в СЭС промышленного предприятия. Очевидно, что при размещении высоковольтных конденсаторов на шинах ГПП (СВ1) и ЦРП (СВ2) КУ используются весьма эффективно, и удельная стоимость их будет минимальной. Однако при этом от реактивной мощности разгружаются только вышестоящие звенья СЭС. Следовательно, непосредственно для предприятия такая компенсация дает незначительный эффект, так как потери во внутривародской сети не снижаются, сечения проводников и мощности цеховых трансформаторов не могут быть уменьшены. Более эффективна централизованная компенсация на напряжении до 1 кВ (см. рис. 3.6.1; СВ5), при которой разгружаются цеховые трансформаторы, распределительные и питающие линии 10 кВ, трансформаторы ГПП.



СВ3, СВ7, СВ9 — индивидуальная компенсация;
 СВ4, СВ6, СВ8 — групповая компенсация;
 СВ1, СВ2, СВ5 — централизованная компенсация

Рисунок 3.6.1 – Места присоединения КУ в СЭС

Индивидуальная компенсация реактивной мощности электроприемников (см. рис. 3.6.1; СВ3, СВ7, СВ9) обеспечивает более высокую степень разгрузки всех элементов СЭС и оптимальное регулирование генерируемой мощности, но при этом увеличиваются общие и удельные затраты на компенсацию, так как снижается степень использования КУ и увеличивается установленная мощность конденсаторов предприятия. Поэтому индивидуальная компенсация может применяться для крупных электроприемников с низким коэффициентом мощности и большим числом часов работы в год. Например, согласно [6], электротермические установки с единичной мощностью 400 кВт и более, имеющие $\cos\varphi < 0,98$, должны комплектоваться индивидуальными КУ, если технико-экономически не доказано преимущество групповой компенсации.

Наиболее эффективной является групповая компенсация, при которой КУ присоединяются в определенных точках к МШ и к цеховым РП (см. рис. 3.6.1; СВ4, СВ6, СВ8). В этом случае от реактивных токов не разгружается только распределительная сеть до электроприемников, но значительно увеличивается степень использования КУ.

Широкое применение для компенсации КУ объясняется их экономичностью. При проектировании СЭС следует учитывать и недостатки КУ: зависимость генерируемой реактивной мощности от квадрата напряжения, сложность регулирования величины мощности, недостаточная электрическая прочность при КЗ и перенапряжениях, пожароопасность, наличие остаточного заряда после отключения, что вызывает необходимость применения специальных разрядных устройств.

Для компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях, как правило, применяются комплектные КУ. В табл. 3.6.1 приведены технические характеристики комплектных КУ типа УКМ58, имеющие $U_{ном} = 0,4$ кВ и предназначенные для компенсации реактивной мощности нагрузок потребителей в сетях общего назначения напряжением 0,38 кВ.

Конденсаторные установки УКМ58 имеют ступенчатое регулирование мощности и встроенные разрядные резисторы. Включение и отключение ступеней регулирования осуществляется магнитными пускателями. Установки оснащены регуляторами и могут работать в режиме автоматического и ручного управления. Предусмотрено автоматическое отключение конденсаторов с помощью теплового реле при перегрузке их по току из-за повышения напряжения и высших гармоник. Защита от токов КЗ осуществляется плавкими предохранителями.

Таблица 3.6.1 Основные технические характеристики КУ типа АУКРМ58

Тип исполнения установки	Мощность, кВАр	Кол-во ступеней	Мощность ступеней, кВАр	Номинальный ток фазы, А
АУКРМ-0,4-15-5-УХЛ4	15	3	5	22
АУКРМ-0,4-30-5-УХЛ4	30	6	5	43
АУКРМ-0,4-40-10-УХЛ4	40	4	10	58
АУКРМ-0,4-50-10-УХЛ4	50	5	10	72
АУКРМ-0,4-60-15-УХЛ4	60	4	15	87
АУКРМ-0,4-75-25-УХЛ4	75	3	25	108
АУКРМ-0,4-80-20-УХЛ4	80	4	20	116
АУКРМ-0,4-90-15-УХЛ4	90	6	15	130
АУКРМ-0,4-100-25-УХЛ4	100	4	25	145
АУКРМ-0,4-125-25-УХЛ4	125	5	25	181
АУКРМ-0,4-150-25-УХЛ4	150	6	25	217
АУКРМ-0,4-175-25-УХЛ4	175	7	25	254
АУКРМ-0,4-200-25-УХЛ4	200	8	25	289
АУКРМ-0,4-225-25-УХЛ4	225	9	25	325
АУКРМ-0,4-250-25-УХЛ4	250	10	25	361
АУКРМ-0,4-300-25-УХЛ4	300	12	25	434
АУКРМ-0,4-400-50-УХЛ4	400	8	50	578
АУКРМ-0,4-500-50-УХЛ4	500	10	50	723
АУКРМ-0,4-600-50-УХЛ4	600	12	50	867

3.6.2 Общие положения по расчету компенсации реактивной мощности

Выбор средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий с присоединенной мощностью 750 кВ А и более осуществляется в соответствии с РТМ 36.18.32.6 – 92 «Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий» [9]. В качестве источников реактивной мощности на промышленных предприятиях используются в первую очередь батареи статических конденсаторов напряжением до 1 кВ и синхронные электродвигатели напряжением 6-10 кВ. Учитывается также реактивная мощность, которую целесообразно получать из энергосистемы. Конденсаторные установки на напряжении выше 1 кВ при соответствующем обосновании могут применяться лишь на предприятиях с непрерывным режимом работы. Ограничение применения батарей высоковольтных конденсаторов (БВК) объясняется трудностями осуществления частой коммутации емкостных нагрузок.

Расчет компенсации реактивной мощности выполняется в два этапа.

1. Первоначально предприятие, состоящее из совокупности отдельных зданий, может быть разбито на несколько технологически концентрированных групп цеховых трансформаторов одинаковой единичной мощности. В пределах каждой группы все трансформаторы должны иметь одинаковый коэффициент загрузки и один вид компенсирующих устройств, которые предполагается использовать. Предварительно необходимо определить расчетные нагрузки трансформаторов, учитывая предельные возможности передачи мощности по линиям до 1 кВ.

Для каждой группы трансформаторов принимается единичная номинальная мощность и коэффициент загрузки, после чего определяется минимальное число трансформаторов. Затем выполняется расчет установленной мощности батарей низковольтных конденсаторов (БНК) в сетях до 1 кВ каждого цехового трансформатора, а также для предприятия в целом. После этого уточняются активная и реактивная нагрузки предприятия с учетом потерь мощности в трансформаторах и вычисляется экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы.

Определяется реактивная мощность, которую целесообразно получить от синхронных двигателей 6-10 кВ.

2. Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела предприятия и энергосистемы определяет дальнейший порядок расчетов. Если реактивной мощности, поступающей из энергосистемы, а также от БНК и синхронных двигателей 6 – 10 кВ, не хватает для покрытия реактивных нагрузок потребителя, то выявляется целесообразность более полного использования реактивной мощности синхронных двигателей, имеющих $R_{д.н} < 2500$ кВт и $n < 1000$ мин⁻¹, когда их располагаемая мощность полностью не использована на предыдущих этапах расчета. В том случае, когда и дополнительная реактивная мощность двигателей 6—10 кВ не обеспечивает баланса мощности, для 1-, 2-, и 3-сменных предприятий рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК, а для предприятий с непрерывным режимом работы — БВК. При нецелесообразности дополнительной установки БНК или БВК недостающую реактивную мощность получают из энергосистемы.

При выполнении технико-экономических расчетов в качестве базовых принимаются стоимостные показатели, установленные для Беларуси прејскурантом № 09-01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию», введенным в действие с 1.01.91 г.

Более подробно выбор средств компенсации реактивной мощности рассматривается ниже.

3.6.3 Определение экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы

Экономически целесообразное значение реактивной мощности, потребляемой предприятием в часы больших нагрузок из сети энергосистемы, определяется по выражению:

$$Q_3 = P_p \operatorname{tg} \varphi_3, \quad (3.6.1)$$

где P_p — нагрузка предприятия с учетом потерь во внутривоздушной сети и коэффициента одновременности нагрузки K_0 ; $\operatorname{tg} \varphi_3$ — максимальное значение экономического коэффициента реактивной мощности, определяемого оптимизационным ($\operatorname{tg} \varphi_{30}$) или нормативным ($\operatorname{tg} \varphi_{3н}$) методами.

В расчетах компенсации, как правило, определяется нормативное значение экономического коэффициента реактивной мощности по выражению

$$\operatorname{tg} \varphi_{3н} = \frac{240 \operatorname{tg} \varphi_6 K_1}{ad_{\max} + 50b}, \quad (3.6.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_6$ — базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сетей 6-20 кВ, присоединенных к шинам подстанций с высшим напряжением соответственно 35, 110 и 220—330 кВ соответственно; a — основная ставка действующего тарифа на активную мощность, руб/(кВт·год); b — дополнительная ставка действующего тарифа на активную электроэнергию, коп/кВт·ч; d_{\max} — отношение потребления энергии в квартале максимальной нагрузки энергосистемы к потреблению в квартале максимальной нагрузки предприятия (при отсутствии таких сведений принимают $d_{\max}=1$). K_1 — коэффициент, отражающий изменение цен на конденсаторы, принимается равным K_w (3.6.10).

Если в результате расчета по формуле (3.6.2) окажется, что $\operatorname{tg} \varphi_{3н} > 0,6$, его значение принимают равным 0,6. Для шин 6-20 кВ понизительных подстанций с высшим напряжением 500 кВ и выше и шин генераторного напряжения $\operatorname{tg} \varphi_{3н} = 0,6$. Для потребителей, питающихся от сети до 1 кВ энергоснабжающей организации, принимается $\operatorname{tg} \varphi_{3н} = 0,15$.

3.6.4 Определение мощности батарей конденсаторов, устанавливаемых в сети до 1 кВ

Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности определяется минимальное их число, необходимое для питания расчетной активной нагрузки (при отсутствии опыта проектирования за расчетную нагрузку принимается расчетная нагрузка цеха или группы цехов), по выражению:

$$N_{\text{т.мин}} = \frac{P_{\text{р.н}}}{\beta_{\text{т}} S_{\text{т}}}, \quad (3.6.3)$$

где $P_{\text{р.н}}$ – расчетная активная нагрузка до 1 кВ данной группы трансформаторов; $\beta_{\text{т}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов, определяемый в зависимости от категории электроприемников по надежности электропитания; $S_{\text{т}}$ – номинальная мощность трансформаторов, принимаемая в зависимости от удельной плотности нагрузки.

Полученная по выражению (3.6.3) величина округляется до ближайшего большего целого числа.

Наибольшее значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1 кВ при принятом коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta_{\text{м}}$, определяется по следующим выражениям:

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(1,1 S_{\text{т}} \beta_{\text{т}} N_{\text{т.мин}})^2 - P_{\text{р.н}}^2} \quad (3.6.4)$$

для масляных трансформаторов и

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(1,05 S_{\text{т}} \beta_{\text{т}} N_{\text{т.мин}})^2 - P_{\text{р.н}}^2} \quad (3.6.5)$$

для сухих трансформаторов.

Суммарная мощность БНК по критерию выбора минимального числа трансформаторов:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{р.н}} - Q_{\text{т}}, \quad (3.6.6)$$

где $Q_{\text{р.н}}$ – расчетная реактивная нагрузка до 1 кВ рассматриваемой группы

трансформаторов.

Если $Q_{\text{нк1}} < 0$, то следует принять $Q_{\text{нк1}} = 0$.

Величина $Q_{\text{нк1}}$ распределяется между цеховыми трансформаторами прямо пропорционально их реактивным нагрузкам. Затем выбираются стандартные номинальные мощности БНК для сети до 1 кВ каждого трансформатора.

3.6.5 Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Синхронные двигатели (СД), применяемые на предприятиях для привода технологических агрегатов, способны отдавать в сеть реактивную мощность в режиме перевозбуждения и потреблять ее из сети в режиме недовозбуждения. Выпускаемые промышленностью синхронные двигатели способны генерировать в сеть реактивную мощность при полезной нагрузке на валу, допускают форсировку возбуждения, обеспечивают плавное регулирование реактивной мощности в широком диапазоне, меньше зависят от колебания напряжения, чем КУ, повышают устойчивость СЭС.

При генерировании реактивной мощности в двигателе имеют место дополнительные потери активной мощности. Эти потери определяют экономически целесообразную загрузку синхронного двигателя по реактивной мощности. Тихоходные двигатели характеризуются относительно большими дополнительными потерями, что может ограничивать их применение как источника реактивной мощности. Двигатели, которые не используются для компенсации реактивной мощности, должны работать с $\cos\varphi=1$, т.е. являться только активной нагрузкой, что следует учитывать при определении электрических нагрузок предприятия.

При расчете компенсации реактивной мощности синхронные двигатели 6-10 кВ делятся на две группы. В первую входят наиболее экономичные двигатели, имеющие единичную мощность $P_{\text{д.н}} > 2500$ кВт или частоту вращения ротора $n > 1000$ мин⁻¹. Располагаемая реактивная мощность $Q_{\text{д.р}}$ таких двигателей используется полностью без выполнения обосновывающих расчетов. Под располагаемой мощностью понимается максимальная реактивная мощность двигателя, генерируемая при номинальном токе возбуждения и номинальном напряжении статора, с учетом того, что двигатель имеет нагрузку по активной мощности меньше номинальной. Так как синхронные двигатели, как правило, имеют загрузку по активной мощности меньше 85 %, то располагаемая мощность может быть принята на 20 % больше номинальной реактивной мощности двигателя $Q_{\text{д.н}}$. От-

метим, что генерируемая такими двигателями суммарная величина $Q_{д.н}$ должна быть учтена при определении расчетных нагрузок предприятия.

Во вторую группу входят синхронные двигатели, имеющие $P_{д.н} < 2500$ кВт и $n < 1000$ мин⁻¹. Использование двигателей этой группы для компенсации реактивной мощности требует технико-экономического обоснования.

Согласно задания, в компрессорном цеху или в насосной станции установлены синхронные высоковольтные двигатели (согласно задания – выше 1000В). Необходимо подобрать количество и мощность синхронных электродвигателей, используя технические характеристики двигателей (приложение П.17÷П 20) так, чтобы суммарная номинальная мощность подобранных электродвигателей равнялась установленной мощности электродвигателей высоковольтного оборудования, приведенного в задании.

Каждая группа высоковольтных синхронных двигателей в зависимости от номинальной мощности и частоты вращения ротора рассматривается индивидуально в целях использования их для компенсации реактивной мощности. Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей, имеющих $P_{д.н} > 2500$ кВт или $n > 1000$ мин⁻¹ (независимо от величины $P_{д.н}$), используется для компенсации реактивной мощности во всех случаях без обосновывающих расчетов.

Величина реактивной мощности, генерируемой этими группами синхронных двигателей, за исключением реактивной мощности, учтенной при определении электрических нагрузок ($Q_{д.н}$),

$$Q_{д1} = \sum (Q_{д.р} - Q_{д.н}) \approx 0,2Q_{д.н}. \quad (3.6.7)$$

Использование для компенсации реактивной мощности синхронных двигателей, имеющих $P_{д.н} < 2500$ кВт и $n < 1000$ мин⁻¹, должно быть технико-экономически обосновано. Для этого необходимо найти соотношение удельной стоимости потребления реактивной мощности и энергии из энергосистемы, не превышающего экономического значения, и удельной стоимости потерь активной мощности при генерировании реактивной мощности в синхронных двигателях и конденсаторных установках.

Удельная стоимость экономического потребления реактивной мощности и энергии при наличии на предприятии приборов учета максимальной реактивной мощности вычисляется по выражению

$$C_{Q_3} = (c_1 + d_1 T_{MQ_3} \cdot 10^{-2}) 1,6k_1, \quad (3.6.8)$$

А при отсутствии таких приборов по выражению

$$C_{Q_3} = d_1 T_{MQ_3} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6k_1, \quad (3.6.9)$$

где c_1 – плата за 1 квар потребляемой реактивной мощности, принимаем равным 1,2 руб/(квар·год); d_1 – плата за 1 квар·ч потребляемой реактивной энергии, принимаемая равной 0,03 коп/квар·ч при расчетах по выражению (3.1.6.8) и 0,08 коп/квар·ч – по выражению (3.1.6.9); T_{MQ_3} – годовое число часов использования максимальной реактивной мощности при потреблении, не превышающем экономическое значение; k_1 – коэффициент, отражающий изменение цен на конденсаторные установки.

Величина k_1 может быть принята равной коэффициенту увеличения ставки двухставочного тарифа на электроэнергию k_w (по сравнению со значениями $a = 60$ руб/(кВт·год) и $b = 1,8$ коп/кВт·ч, установленными для Беларуси преискурантом № 09-01, введенным в действие с 1.01.91г), который определяется по формуле

$$k_w = \frac{ak_{w1} + bT_{\max} \cdot 10^{-2} k_{w2}}{a + bT_{\max} \cdot 10^{-2}}, \quad (3.6.10)$$

где k_{w1} и k_{w2} – коэффициенты увеличения основной и дополнительной ставок тарифа на электроэнергию (определяются делением действующих ставок тарифа на 60 и $1,8 \cdot 10^{-2}$ соответственно); T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки предприятия. Действующие ставки двухставочного тарифа на электроэнергию с 01.07.2014г.: основная ставка – 117154,8руб/кВт, дополнительная – 1090,9руб/кВт.ч.

Величина T_{MQ_3} определяется в зависимости от соотношения степени компенсации Ψ и отношения натуральной минимальной нагрузки к максимальной натуральной нагрузке K_M по следующим выражениям:

$$\text{при } \Psi \leq K_M: \quad T_{MQ_3} = \frac{T_r (K_M - 2\Psi + 1)}{2(1 - \Psi)}; \quad (3.6.11)$$

$$\text{при } \Psi > K_M: \quad T_{MQ_3} = \frac{T_r (1 - \Psi)}{2(1 - K_M)}, \quad (3.6.12)$$

где T_r – годовой фонд рабочего времени.

Величина ψ может быть принята для подстанций с первичным напряжением 35, 110, 220, 500 кВ равной соответственно 0,7; 0,6; 0,5; 0,25, а при питании от шин генераторного напряжения – 0,25.

Значение K_m принимается для 1-, 2-, 3-сменной и непрерывной работы (НР) равным соответственно 0,9; 0,8; 0,7; 0,8.

Время включения T_r для 1-, 2-, 3-сменной и непрерывной работы соответственно равно 2000, 4000, 6000, 8500 ч.

Величины T_{MQ} для указанных выше значений T_r , K_m и ψ приведены в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 – Годовое число использования максимальной реактивной мощности при потреблении, не превышающем экономическое значение

Число смен	T_r , ч	K_m	T_{MQ} , ч, при значениях ψ			
			0,25	0,5	0,6	0,7
1	2000	0,9	1867	1800	1750	1667
2	4000	0,8	3467	3200	3000	2667
3	6000	0,7	4800	4200	3750	3000
НР	8500	0,8	7367	6800	6375	5667

Удельная стоимость потерь активной мощности в СД и компенсирующих устройствах

$$C_{p,r} = a \cdot k_{W1} + b T_r \cdot 10^{-2} \cdot k_{W2}. \quad (3.6.13)$$

Целесообразность использования СД для компенсации при одновременном потреблении реактивной мощности из энергосистемы, не превышающем экономическое значение, определяется соотношением

$$R = \frac{C_{Qэ}}{C_{p,r}}. \quad (3.6.14)$$

Используя R , по специальным таблицам находят оптимальные коэффициенты загрузки синхронных двигателей по реактивной мощности α . В таблицах 3.6.3, 3.6.4 для $\alpha = 0,2; 0,6; 1; 1,2$ приведены минимальные значения R , при которых применение реактивной мощности синхронных двигателей соответственно 10 кВ и 6кВ экономически целесообразно по сравнению с потреблением из энергосистемы. При значении R , находящемся в

интервале между приведенными в таблицах 3.6.3, 3.6.4 значениями, величина α определяется линейной интерполяцией. При значении R , менее указанного в таблицах 3.6.3, 3.6.4 для $\alpha=0,2$, использование генерируемой двигателями реактивной мощности экономически не целесообразно. Как видно из таблицы 3.6.3, синхронные двигатели 10 кВ с $P_{д.н} < 1250$ кВт, и из таблицы 3.6.4, синхронные двигатели 6 кВ с $P_{д.н} < 320$ кВт для компенсации реактивной мощности не применяются.

Суммарная величина реактивной мощности, генерируемая синхронными двигателями, имеющими $P_{д.н} \leq 2500$ кВт и $n < 1000$ мин⁻¹, определяется как

$$Q_{д2} = \sum \alpha Q_{д.н} \quad (3.6.15)$$

Реактивная мощность синхронных двигателей, которую экономически целесообразно использовать для компенсации при одновременном оптимальном потреблении реактивной мощности из энергосистемы, вычисляется по выражению

$$Q'_{с.д} = Q_{д1} + Q_{д2} \quad (3.6.16)$$

Отметим, что синхронные двигатели, которые не целесообразно применять для компенсации реактивной мощности, должны работать с $\cos\varphi = 1$.

Таблица 3.6.3 – Синхронные электродвигатели 6 кВ

Частота вращения, 1/мин.	α	Номинальное значение R при номинальной мощности СД, кВт									
		320	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
100	0,2					0,03	0,03	0,03	0,025	0,02	0,015
	0,6					0,04	0,04	0,04	0,035	0,03	0,025
	1					0,05	0,05	0,05	0,04	0,035	0,035
	1,2					0,055	0,055	0,055	0,045	0,04	0,04
150	0,2	0,04	0,03	0,03							
	0,6	0,055	0,045	0,04							
	1	0,08	0,06	0,05							
	1,2	0,08	0,065	0,06							
167	0,2	0,04	0,035	0,03	0,03	0,025					
	0,6	0,05	0,045	0,04	0,04	0,035					

Частота вращения, 1/мин.	α	Номинальное значение R при номинальной мощности СД, кВт									
		320	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
	1	0,065	0,055	0,05	0,05	0,045					
	1,2	0,065	0,06	0,055	0,055	0,05					
187	0,2	0,035	0,03	0,025	0,02	0,02	0,02	0,02			
	0,6	0,045	0,035	0,035	0,03	0,03	0,03	0,025			
	1	0,06	0,055	0,05	0,045	0,045	0,04	0,03			
	1,2	0,065	0,06	0,055	0,05	0,05	0,045	0,035			
250	0,2	0,035	0,03	0,025	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02		
	0,6	0,045	0,04	0,03	0,03	0,03	0,025	0,025	0,025	0,2	
	1	0,06	0,05	0,04	0,035	0,035	0,03	0,03	0,03	0,025	0,02
	1,2	0,065	0,055	0,045	0,04	0,04	0,035	0,035	0,035	0,03	0,025
300	0,2	0,035	0,03	0,025	0,025	0,025	0,025	0,02			
	0,6	0,045	0,04	0,035	0,03	0,03	0,03	0,025	0,02		
	1	0,06	0,05	0,045	0,04	0,035	0,035	0,03	0,025	0,02	
	1,2	0,065	0,06	0,05	0,045	0,04	0,04	0,035	0,03	0,025	0,02
375	0,2	0,035	0,03	0,025	0,02	0,02	0,02				
	0,6	0,045	0,04	0,035	0,025	0,025	0,025	0,02	0,02		
	1	0,055	0,045	0,04	0,03	0,03	0,03	0,025	0,025	0,02	
	1,2	0,06	0,055	0,045	0,035	0,035	0,035	0,03	0,03	0,025	0,02
500	0,2		0,02	0,02	0,02	0,02					
	0,6		0,025	0,025	0,025	0,025	0,02	0,02			
	1		0,035	0,035	0,03	0,03	0,025	0,025	0,02		
	1,2		0,04	0,04	0,035	0,035	0,03	0,028	0,025	0,02	
600	0,2				0,02						
	0,6				0,025	0,02	0,02	0,02			
	1				0,03	0,025	0,025	0,025	0,02		
	1,2				0,035	0,03	0,03	0,028	0,025	0,02	
	0,6					0,02					
	1					0,025	0,02				
	1,2					0,025	0,025	0,02			
	1,2					0,02					

Таблица 3.6.4 – Синхронные электродвигатели 10 кВ

n , мин ⁻¹	α	Минимальное значение R при $P_{д.н}$, кВт			
		1250	1600	2000	2500
250	0,2	0,016	—	—	—
	0,6	0,025	—	—	—
	1,0	0,03	0,02	—	—
	1,2	0,035	0,025	0,02	—
300	0,2	0,015	0,015	—	—
	0,6	0,025	0,025	0,02	—
	1,0	0,03	0,03	0,025	0,02
	1,2	0,035	0,035	0,03	0,023
375	0,2	0,015	—	—	—
	0,6	0,025	0,02	0,02	0,02
	1,0	0,03	0,027	0,025	0,022
	1,2	0,035	0,03	0,028	0,025
500	0,2	0,015	—	—	—
	0,6	0,025	0,02	—	—
	1,0	0,03	0,027	0,02	—
	1,2	0,035	0,03	0,022	0,02
600	0,2	—	—	—	—
	0,6	—	—	—	—
	1,0	0,02	0,02	0,02	—
	1,2	0,025	0,025	0,022	0,02
750	0,2	—	—	—	—
	0,6	—	—	—	—
	1,0	0,02	0,02	0,02	—
	1,2	0,025	0,25	0,022	0,02
1000	0,2	—	—	—	—
	0,6	0,017	—	—	—
	1,0	0,022	0,02	—	—
	1,2	0,025	0,022	0,018	—

3.6.6 Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела энергоснабжающей организации и потребителя, и при необходимости определение мощности батарей конденсаторов для сети напряжением выше 1 кВ

После определения $Q_{\text{нк1}}$, $Q'_{\text{с.д}}$ и Q_3 вычисляется величина:

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{\text{нк1}} - Q'_{\text{с.д}} - Q_3 + \Delta Q_{\text{мп}}. \quad (3.6.17)$$

Если $\Delta Q' < 0$, то рекомендуется уменьшить Q_3 до обеспечения условия $\Delta Q' = 0$. На этом расчет компенсации заканчивается.

При установке в узле нагрузки большого числа синхронных двигателей, генерирующих реактивную мощность, численно превосходящую расчетную реактивную нагрузку остальных электроприемников

$$\bar{Q}_p - Q_{\text{нк1}} - Q'_{\text{с.д}} \leq 0. \quad (3.6.18)$$

В этом случае в целях ограничения выдачи реактивной мощности в сеть энергосистемы рекомендуется предусмотреть работу синхронных двигателей со значением $\cos\varphi$, близким к 1. Технический предел генерирования реактивной мощности в сеть энергосистемы в часы малых нагрузок определяется при $\text{tg}\varphi_r = 0,1$.

При $\Delta Q' > 0$ должна быть рассмотрена возможность получения недостающей реактивной мощности следующими способами:

1) дополнительным генерированием реактивной мощности синхронными двигателями мощностью до 2500 кВт и $n < 1000 \text{ мин}^{-1}$, если их располагаемая реактивная мощность не использована полностью при определении $Q_{\text{д2}}(\alpha < 1,2)$;

2) дополнительной установкой БНК (сверх $Q_{\text{нк1}}$);

3) установкой батарей высоковольтных конденсаторов в узлах нагрузки 6—10 кВ (для предприятий с непрерывным режимом работы);

4) дополнительным потреблением реактивной мощности из энергосистемы, превышающим экономическое значение.

Технические характеристики высоковольтных конденсаторных батарей приведены в таблице 3.6.5.

Таблица 3.6.5 - Технические характеристики высоковольтных конденсаторных батарей

Тип	Номинальные данные			Количество конденсаторных ячеек
	U, кВ	I, А	P, квар	
УКЛ (П)57-6,3-450У3	6,3	42	450	1
УКЛ (П)57-6,3-900У3	6,3	83	900	2
УКЛ (П)57-6,3-1350У3	6,3	124	1350	3
УКЛ (П)57-6,3-1800У3	6,3	166	1800	4
УКЛ (П)57-6,3-2250У3	6,3	207	2250	5
УКЛ (П)57-6,3-2700У3	6,3	248	2700	6
УКЛ (П)57-6,3-3150У3	6,3	289	3150	7
УКЛ (П)57-10,5-450У3	10,5	25	450	1
УКЛ (П)57-10,5-900У3	10,5	50	900	2
УКЛ (П)57-10,5-1350У3	10,5	75	1350	3
УКЛ (П)57-10,5-1800У3	10,5	100	1800	4
УКЛ (П)57-10,5-2250У3	10,5	124	2250	5
УКЛ (П)57-10,5-2700У3	10,5	149	2700	6
УКЛ (П)57-10,5-3150У3	10,5	174	3150	7

3.6.6 Распределение мощности БСК в сети напряжением до 1 кВ

Распределение мощности КУ напряжением до 1000 В в сети предприятия.

В группе однотипных трансформаторов суммарную мощность КУ напряжением до 1000 В следует распределять пропорционально реактивным нагрузкам трансформаторов.

Для каждого цехового трансформатора выбранная мощность КУ должна распределяться в сети данного трансформатора по минимуму потерь электроэнергии с учетом технических возможностей распределения КУ (условия среды, наличие свободного места и т.д.).

Основными схемами внутрицехового электроснабжения (сети до 1000 В) являются:

- блок трансформатор-магистраль (один шинопровод с ответвлениями);
- радиально-магистральная схема, когда от одного трансформатора (секции) получают питание два магистральных шинопровода;
- радиальная схема с кабельными линиями.

Распределение мощности КУ в схемах магистрального шинопровода с ответвлениями.

А. Ответвления в виде ШРА (рис 3.6.2)

Суммарная мощность КУ должна распределяться между ответвлениями (начиная с конца) таким образом, чтобы обеспечивалась полная компенсация реактивной нагрузки, но без перекомпенсации на дальних от трансформатора распределительных шинопроводах.

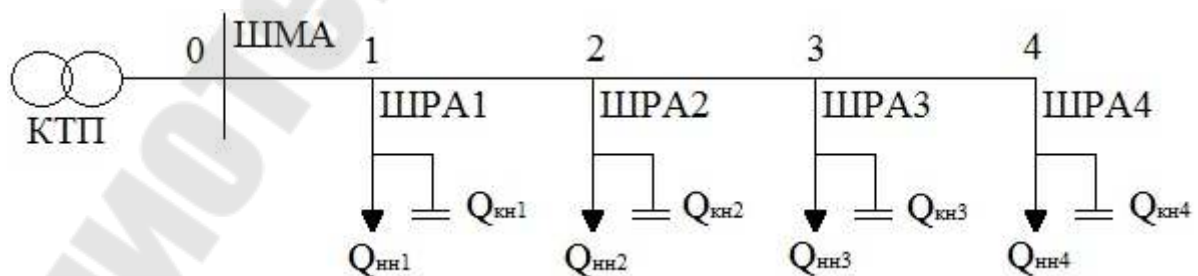


Рисунок 3.6.2 – Схема магистрального шинопровода с ответвлениями в виде ШРА

При этом может оказаться, что на ближайших к трансформатору рас-

пределительных шинопроводах не требуется предусматривать КУ.

Суммарная мощность КУ в магистральных схемах с ответвлениями в виде ШРА:

$$Q_{кн} = Q_{кн4} + Q_{кн3} + Q_{кн2}, \quad (3.6.19)$$

Б. Ответвления в виде отдельных нагрузок (рис.3.6.3, 3.6.4)

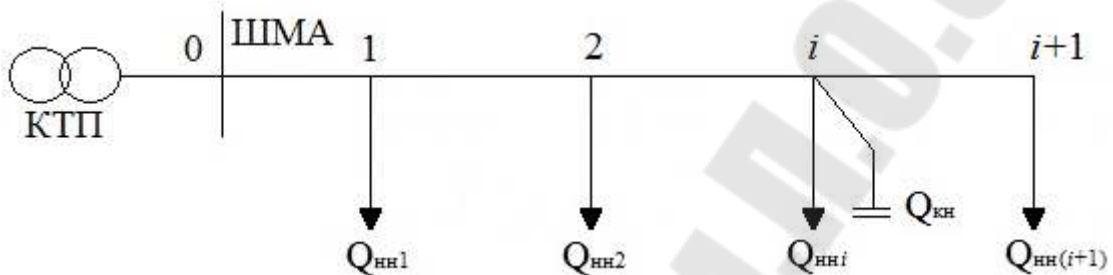


Рисунок 3.6.3 – Схема магистрального шинопровода с ответвлениями в виде отдельных нагрузок

Если на шинопровode предусмотрена только одна КУ мощностью $Q_{кн}$, тогда точка ее присоединения в схеме определяется условием

$$Q_{нни} > \frac{Q_{кн}}{2} > Q_{нн(i+1)}, \quad (3.6.20)$$

где $Q_{нни}$ – расчетная реактивная нагрузка пролета шинопровода перед узлом i ;

$Q_{нн(i+1)}$ – расчетная реактивная нагрузка пролета шинопровода после узла i .

При 2-ух КУ суммарной мощностью $Q_{кн}$ мощность и точка присоединения определяются следующим образом.

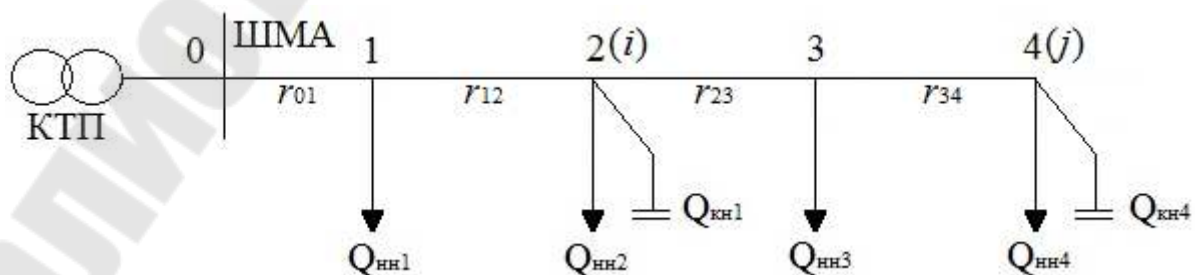


Рисунок 3.6.4 – Схема магистрального шинопровода с ответвлениями в виде отдельных нагрузок (при установке 2-х КУ)

а) Предварительно принимается:

$$Q_{кн1} - Q_{кн2} = \frac{Q_{кн}}{2}. \quad (3.6.21)$$

б) Находится точка присоединения второй (дальней) КУ $Q_{кн2} = Q_{кнj}$, которая определяется как:

$$Q_{ннj} > \frac{Q_{кн}}{4} > Q_{нн(j+1)}, \quad (3.6.22)$$

где $Q_{ннj} = Q_{нн4}$; $Q_{нн(j+1)} = 0$ – соответственно расчетные реактивные нагрузки пролета шинпровода перед узлом j и после его.

в) Определяется точка присоединения первой (ближней) КУ:

$$Q_{нни} - \frac{Q_{кн}}{2} > \frac{Q_{кн}}{4} > Q_{нн(i+1)} - \frac{Q_{кн}}{2}. \quad (3.6.23)$$

г) Уточняется мощность второй (дальней) $Q_{кн2} = Q_{кнj}$ КУ:

$$Q_{кн2} = \frac{\sum_i^j Q_{нншиi} \cdot r_{шиi}}{\sum_i^j r_{шиi}}, \quad (3.6.24)$$

где $Q_{нншиi}$ – реактивная нагрузка участков шинпровода между i и j узлами присоединения КУ;

$r_{шиi}$ – сопротивление участков шинпровода между узлами. Допускается сопротивление участков шинпровода заменить соответствующими длинами участков.

д) Уточняется расчетная мощность первой (ближней) $Q_{кн1}$ КУ:

$$Q_{кн1} = Q_{кн} - Q_{кн2}. \quad (3.6.25)$$

Распределение суммарной мощности КУ для радиально-магистральной схемы (рис.3.6.5)

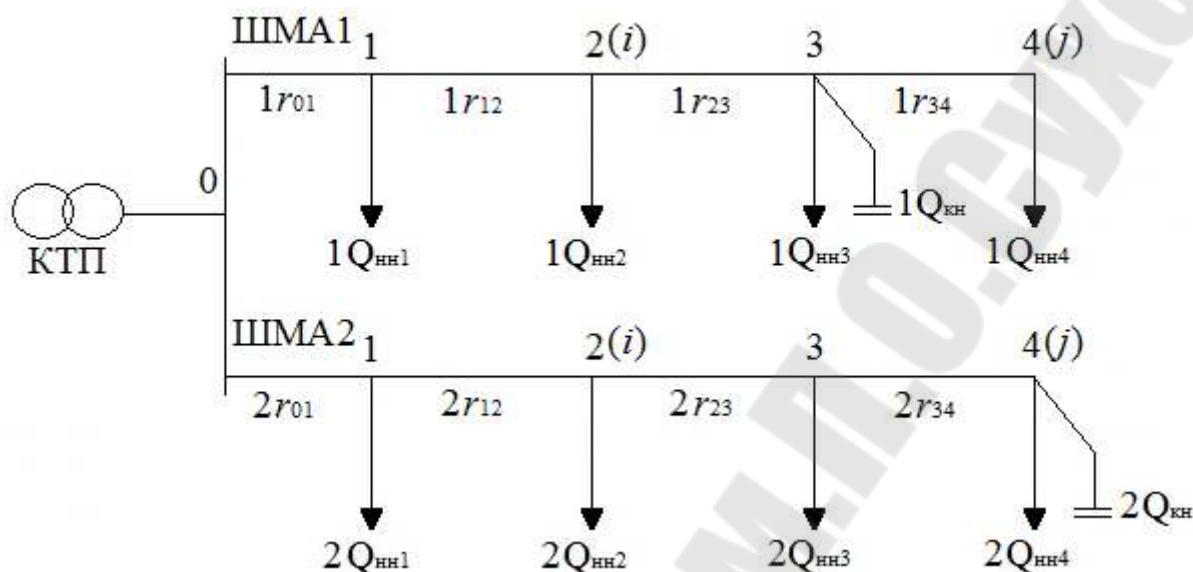


Рисунок 3.6.5 – Радиально-магистральная схема

При распределении суммарной мощности КУ между двумя магистральными шинпроводами определяются:

а) эквивалентные активные сопротивления каждого шинпровода:

$$\begin{aligned} r_{\text{эк1}} &= 1r_{01} + 1r_{12} + 1r_{23} + 1r_{34}; \\ r_{\text{эк2}} &= 2r_{01} + 2r_{12} + 2r_{23} + 2r_{34}. \end{aligned} \quad (3.6.26)$$

б) эквивалентные реактивные нагрузки каждого шинпровода:

$$Q_{\text{эки}} = \frac{\sum Q_i \cdot r_i}{r_{\text{эки}}}. \quad (3.6.27)$$

и всей схемы:

$$Q_{\text{эк}} = Q_{\text{эк1}} + Q_{\text{эк2}}. \quad (3.6.28)$$

в) эквивалентные сопротивления для радиальной схемы:

$$R_{\text{эк}} = \frac{1}{\frac{1}{r_{\text{эк1}}} + \frac{1}{r_{\text{эк2}}}}. \quad (3.6.29)$$

г) суммарная реактивная нагрузка, передаваемая через трансформатор (нескомпенсированная мощность):

$$Q_T = Q_{\text{ЭК}} - Q_{\text{КН}}. \quad (3.6.30)$$

д) мощность КУ для каждого шинопровода:

$$Q_{\text{КН}i} = Q_{\text{ЭК}i} - Q_T \cdot \frac{R_{\text{ЭК}}}{r_{\text{ЭК}i}}. \quad (3.6.31)$$

е) точка подключения КУ определяется по условию (для каждого шинопровода):

$$Q_{\text{НН}i} > \frac{Q_{\text{КН}}}{2} > Q_{\text{НН}(i+1)}. \quad (3.6.32)$$

Распределение суммарной мощности КУ для схемы с радиальными линиями (3.6.6)

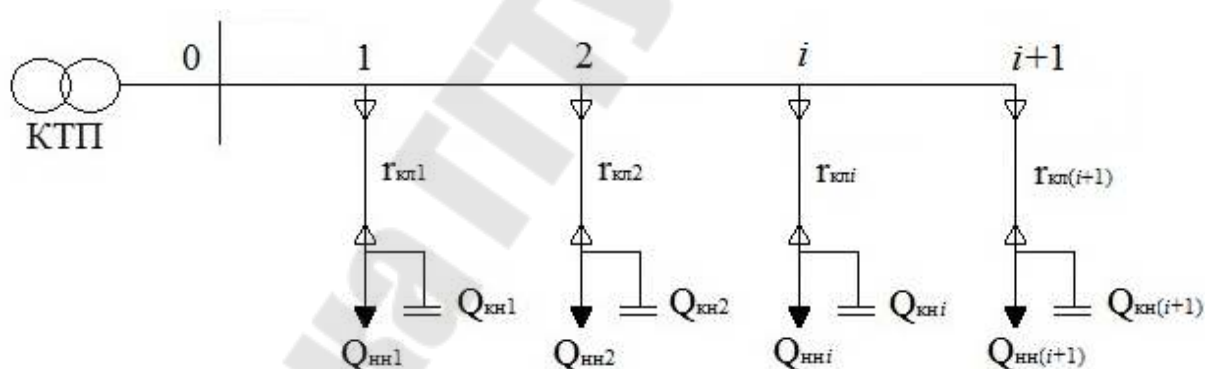


Рисунок 3.6.6 – Схема с радиальными линиями

Мощность КУ в конце каждой радиальной кабельной линии определяется по формуле:

$$Q_{\text{КН}i} = Q_{\text{НН}i} - (Q_{\text{НН}} - Q_{\text{КН}}) \cdot \frac{R_{\text{ЭК}}}{r_{\text{КЛ}i}}, \quad (3.6.33)$$

где $Q_{\text{НН}i}$ – расчетная реактивная нагрузка радиальной линии;

$Q_{\text{НН}}$ – суммарная реактивная нагрузка трансформатора;

$Q_{\text{КН}}$ – суммарная мощность компенсирующих устройств на напря-

жении до 1000 В;

$r_{кли}$ – активное сопротивление радиальной линии;

$R_{эк}$ – эквивалентное сопротивление радиальной схемы, определяется по выражению:

$$R_{эк} = \frac{1}{\frac{1}{r_{кл1}} + \frac{1}{r_{кл2}} + \frac{1}{r_{кли}}}. \quad (3.6.34)$$

Допускается распределение мощности КУ между кабельными линиями пропорционально их реактивным нагрузкам при условии:

- если длина радиальных линий меньше 100 метров;
- при любых длинах радиальных линий, если разница между их сопротивлениями не превышает 200%.

3.7. Разработка схемы электроснабжения предприятия

Общие требования, предъявляемые к схемам электроснабжения промышленных объектов

Требования, предъявляемые к схемам электроснабжения, зависят от величины предприятия и потребляемой им мощности, характера электрических нагрузок, условий окружающей среды и других факторов.

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических факторов, свойственных некоторым промышленным объектам, в частности наличие ответственных электроприемников, зон с загрязненной средой, электроприемников с нелинейными характеристиками и т.д.

Питание от энергосистемы может быть подведено к одному или нескольким пунктам приема электроэнергии (РП, ЦРП, ГПП и т.п.) промышленного объекта. Число и тип пунктов приема зависят от потребляемой предприятием мощности и от распределения электрических нагрузок по его территории. При относительно компактном размещении нагрузок и отсутствии особых требований к надежности электроснабжения электроэнергия может быть подведена к одной понизительной подстанции или одному РП. При наличии на предприятии нескольких обособленных, достаточно мощных групп электроприемников и повышенных требованиях к бесперебойности питания используются два и более приемных пункта. Их применение должно быть технико-экономически обосновано.

Если предприятие удалено от ИП на небольшое расстояние (до нескольких километров) и пропускная способность линии 6—10 кВ обеспечивает питание потребителей, то электроэнергия подводится к РП, от которой распределяется между цеховыми ТП и высоковольтными электроприемниками. Для предприятий с расчетной полной мощностью нагрузки более 30 МВ·А, имеющих удаленные ИП, следует предусматривать понижающие подстанции с высшим напряжением 35 кВ и выше [16].

Электроснабжение крупных промышленных объектов целесообразно осуществлять с помощью глубоких вводов, при которых сети 35—220 кВ максимально приближены к электроустановкам потребителей при минимальном числе ступеней трансформации.

На ГПП и подстанциях глубокого ввода (ПГВ), как правило, устанавливаются по два понижающих трансформатора одинаковой единичной мощностью, что значительно упрощает схему и конструкцию подстанций и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей электроэнергии. Однотрансформаторные ГПП и ПГВ допускается применять лишь в отдельных случаях при обеспечении питания электроприемников первой категории в послеаварийном режиме по сети вторичного напряжения от соседних ИП. В системах электроснабжения, как правило, следует применять глубокое секционирование всех звеньев системы, начиная от ИП и заканчивая шиной до 1 кВ ТП, а иногда и цеховых низковольтных РП.

При построении СЭС обычно предусматривают отдельную работу линий и трансформаторов, что приводит к уменьшению токов КЗ, упрощению схем коммутации и релейной защиты. Параллельная работа элементов СЭС рекомендуется в следующих случаях [16]:

а) при отдельной работе не удастся обеспечить требуемое быстродействие восстановления питания для успешного самозапуска электродвигателей;

б) при питании секций подстанций от разных источников возможно их несинхронное включение при работе устройств АВР;

в) при питании мощных резкопеременных и ударных нагрузок для обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии.

В схемах электроснабжения, как правило, не должны предусматриваться специальные резервные, нормально не работающие линии и трансформаторы.

Выбор места расположения распределительных пунктов и трансформаторных подстанций

Выбор места РП в первую очередь определяется наличием на предприятии электродвигателей напряжением выше 1 кВ или электрических печей с трансформаторами. Если высоковольтных электроприемников не имеется, то место расположения РП выбирается на генплане предприятия по возможности смещенным от ЦЭН в сторону ИП так, чтобы не было обратных потоков электроэнергии по линиям 6—10 кВ. Размещение РП в центре нагрузки предприятия нельзя отнести к правильному проектному решению, так как это приводит к увеличению расхода кабелей и потерь электроэнергии в электрических сетях. Отметим, что трассы кабельных линий прокладываются не по кратчайшим расстояниям, а по направлениям проездов и проходов между зданиями и сооружениями.

В отличие от РП ГПП и ПГВ стремятся размещать по возможности ближе к центрам электрических нагрузок питаемых ими промышленных объектов с учетом условий планировки, прохождения воздушных линий напряжением 35—220 кВ по территории предприятия, состояния окружающей среды и т.п. Конкретные условия промышленного объекта не всегда позволяют разместить ГПП в центре его нагрузок. В таких случаях подстанция может быть смещена от ЦЭН. Необходимо стремиться размещать ПГВ напряжением 35—220 кВ рядом с питаемыми ими производственными корпусами, а их РУ 6—10 кВ рекомендуется встраивать в эти корпуса [1].

В незагрязненных зонах на напряжении 110 кВ и выше, как правило, должны применяться открытые подстанции. Целесообразность использования закрытых ГПП и ПГВ должна быть обоснована в проекте.

Внешнее электроснабжение промышленных предприятий

Внешнее электроснабжение промышленных предприятий осуществляется от энергосистемы или от энергосистемы и собственных электростанций, реже — только от собственных электростанций.

Передача электроэнергии от энергосистемы может осуществляться по схемам электроснабжения без (рис. 3.7.1, а) или с трансформацией ее (рис. 3.7.1, б, в) в месте перехода от внешнего к внутреннему электроснабжению и по схемам “глубокого” ввода (рис. 3.7.1, г).

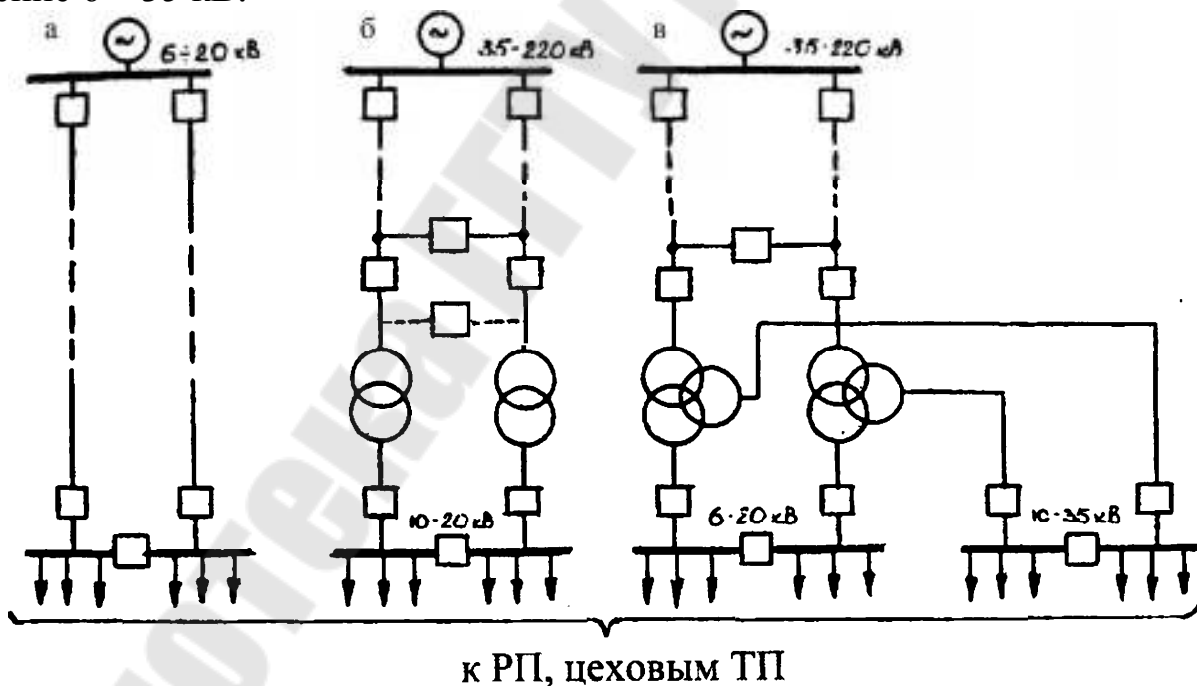
Выбор той или иной схемы определяется удаленностью предприятия от источника питания, величиной потребляемой мощности, территориаль-

ным размещением нагрузок как самого предприятия, так и района, где оно находится.

Схема, приведенная на рис. 3.7.1, а, применяется в основном для предприятий малой и средней мощности и, как показывают большинство технико-экономических расчетов, для предприятий, удаленных от источника питания на расстояние до 8 км. При такой схеме напряжение электрической сети внешнего совпадают с напряжением внутривозовского электроснабжения 6, 10 или 20 кВ.

Для предприятий большой и средней мощности, удаленных от источника питания на значительное расстояние, применяются схемы, приведенные на рис. 3.7.1, б, в, г.

В схеме глубокого ввода (рис. 3.7.1, з) напряжение 35—220 кВ от энергосистемы без трансформации вводится по схеме двойной сквозной магистрали на территорию предприятия. В этой схеме при напряжении 35 кВ понижающие трансформаторы устанавливаются непосредственно у зданий цехов и имеют низшее напряжение 0.69—0.4 кВ. При более высоких напряжениях применяется промежуточная трансформация на напряжение 6—35 кВ.



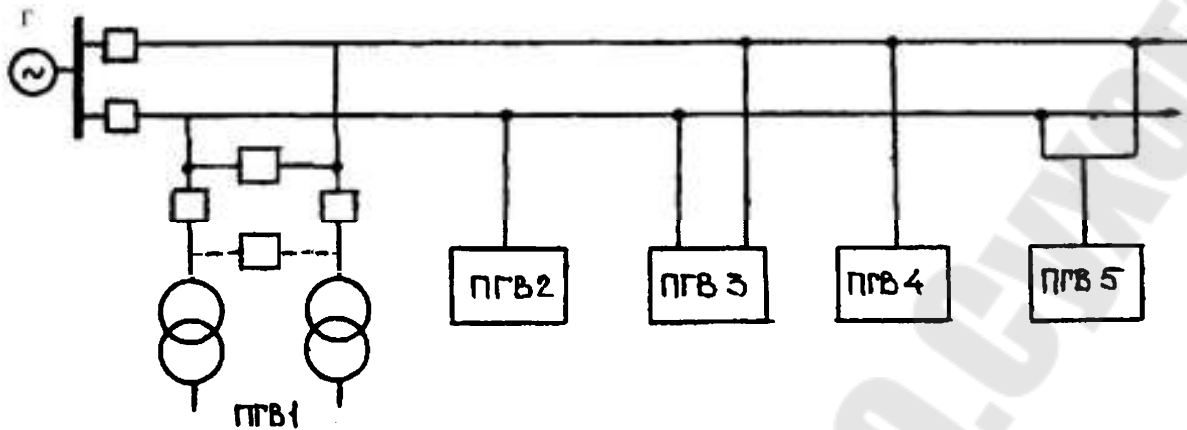


Рисунок 3.7.1 – Схемы питания промышленных предприятий от энергосистемы: *а* — схема радиального питания; *б* — схема питания с наличием трансформации электроэнергии в месте перехода от системы внешнего к системе внутреннего электроснабжения; *в* — схема питания при условии трансформации электроэнергии на два вторичных напряжения; *г* — схема глубокого ввода

В схемах электроснабжения при питании предприятия от энергосистемы и собственной станции применяются электрические связи генераторного распределительного устройства с распределительным устройством соответствующего напряжения пункта приема электроэнергии от энергосистемы. При совмещенном расположении станции с пунктом приема электроэнергии на предприятии (ГПП, ГРП) генераторы станции непосредственно присоединяются к распределительному устройству 6,10 или 20 кВ ГПП, ГРП.

Внутривзаводское электроснабжение

Внутривзаводское электроснабжение выполняется с применением радиальных и магистральных схем электрических сетей, выбор которых определяется территориальным размещением и величиной нагрузок, требуемой степенью надежности электроснабжения, числом источников питания, а также конкретными особенностями проектируемого предприятия, в том числе наличием потребителей с резкопеременным графиком нагрузки, необходимостью отделения силовой нагрузки от осветительной и т.д.

Электрическая сеть, выполненная по *радиальной схеме*, обеспечивает передачу электроэнергии от источников питания к электроприемникам (потребителям) без ответвлений по пути для питания других потребителей (рис. 3.7.2). Такая схема обуславливает использование большого количества аппаратов и линий электропередачи (чаще кабельных) и применяется для питания ответственных и крупных потребителей.

Повышение надежности электроснабжения при радиальных схемах

достигается выполнением следующих вариантов резервирования:

- а) резервной перемычкой на стороне высшего напряжения между ближайшими ТП (рис. 3.7.2, б);
- б) резервной линией (кабелем) высокого напряжения. При этом рабочая и резервная линии с двух сторон присоединяются через собственные разъединители (рис. 3.7.2, в);
- в) резервной магистралью высокого напряжения (рис. 3.7.2, а);
- г) резервной кабельной перемычкой на стороне низшего напряжения между соседними ТП или шинными магистралями цехового электроснабжения (рис. 3.7.2, з).

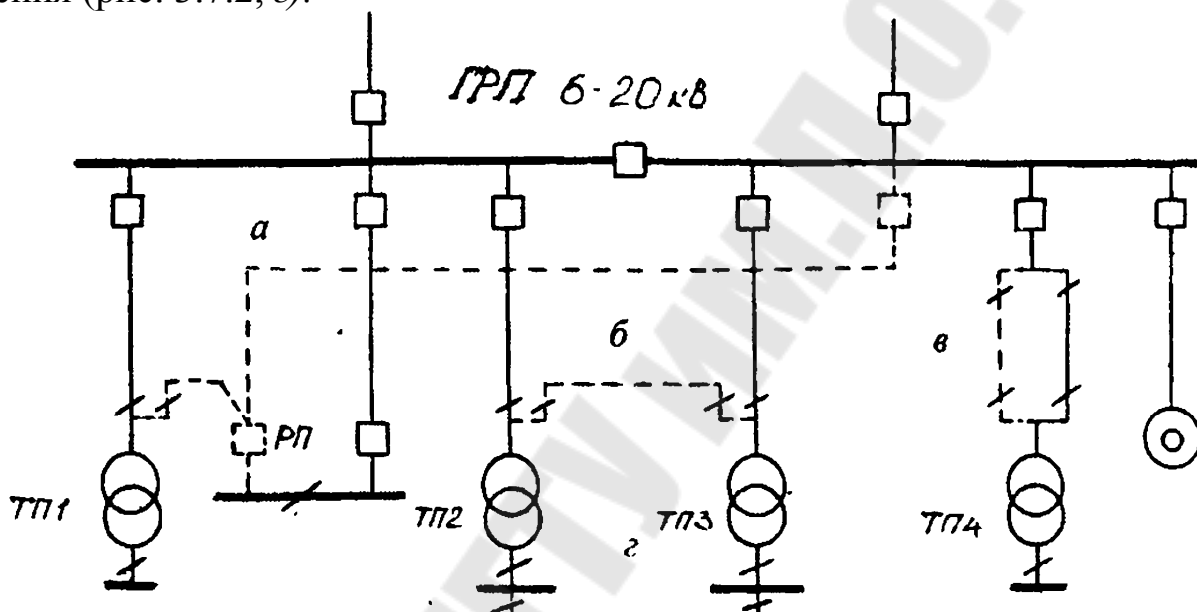


Рисунок 3.7.2. Схемы радиального питания: а — резервная магистраль высокого напряжения; б — резервная связь на стороне высшего напряжения между ТП; в — резервная линия высокого напряжения — резервная связь на стороне до 1 кВ между ТП или токопроводами

Резервные перемычки, магистрали в нормальных условиях работы должны находиться под напряжением без нагрузки, т.е. включенными с одной стороны. Этим обеспечивается раздельная работа линий, Трансформаторов и готовность резервных связей к работе в послеаварийных условиях.

Радиальное питание двухтрансформаторных цеховых подстанций выполняется от разных секций шин источника питания, как правило, отдельными линиями для каждого трансформатора.

Электрическая сеть, выполненная по *магистральной схеме*, Представляет линию электропередачи, поочередно зачитывающую подстанции (ТП, РП) при кабельной канализации электроэнергии или линию электропередачи с ответвлениями к отдельным подстанциям при воздушной ка-

нализации электроэнергии. Схемы магистрального питания применяются при упорядоченном расположении подстанции. На территории предприятия, при необходимости резервирования подстанций от другого источника, а также во всех случаях, когда магистральные схемы имеют технико-экономические преимущества перед другими схемами.

Основные преимущества магистральных схем:

- лучшая загрузка при нормальном режиме работы кабелей, сечение которых было выбрано по экономической плотности тока, по току короткого замыкания или по послеаварийному режиму;
- использование меньшего количества шкафов источника питания, так как к одной магистральной линии присоединяются несколько подстанций;
- лучшие возможности выполнения резервирования цеховых ТП или РП от других независимых источников в случае аварии на основном питающем пункте.

На рис. 3.7.3, а приведена *одиночная магистральная схема*. Эта схема характеризуется пониженной надежностью, позволяет уменьшить количество высоковольтных аппаратов и сократить расход кабелей. К магистрали рекомендуется присоединять 2—3 трансформатора единичной мощностью 1000—2500 кВА или 4—5 мощностью 250—630 кВА. Такие одиночные магистрали без резервирования применяются для питания потребителей III категории.

При необходимости сохранить преимущества магистральных схем и обеспечить высокую надежность питания от двух независимых источников применяют схему *двойных сквозных магистралей* (рис. 3.1.7.3, б). По такой схеме в случае повреждения одной из магистралей питание обеспечивается по второй магистрали путем ручного или автоматического подключения потребителей на секцию шин низшего напряжения трансформатора, оставшегося в работе. Такая схема позволяет питать потребители любой категории надежности.

Магистральная схема с резервной перемычкой приведена на рис. 3.7.3, в. В нормальном рабочем режиме оба выключателя $Q1$ и $Q2$ включены, а разъединитель QS отключен. Резервная перемычка находится под напряжением для контроля состояния изоляции кабеля. При авариях отключается выключатель $Q1$ и поврежденный участок, включается разъединитель при отключенном выключателе $Q2$. В зависимости от места в сети поврежденного участка включаются $Q2$ или $Q2$ и $Q1$. По такой схеме возможно питание потребителей III и II категорий. При наличии нагрузок I категории соседние одотрансформаторные ТП должны получать пита-

ние от разных одиночных магистралей, чтобы обеспечить взаимное резервирование по связям на низком напряжении.

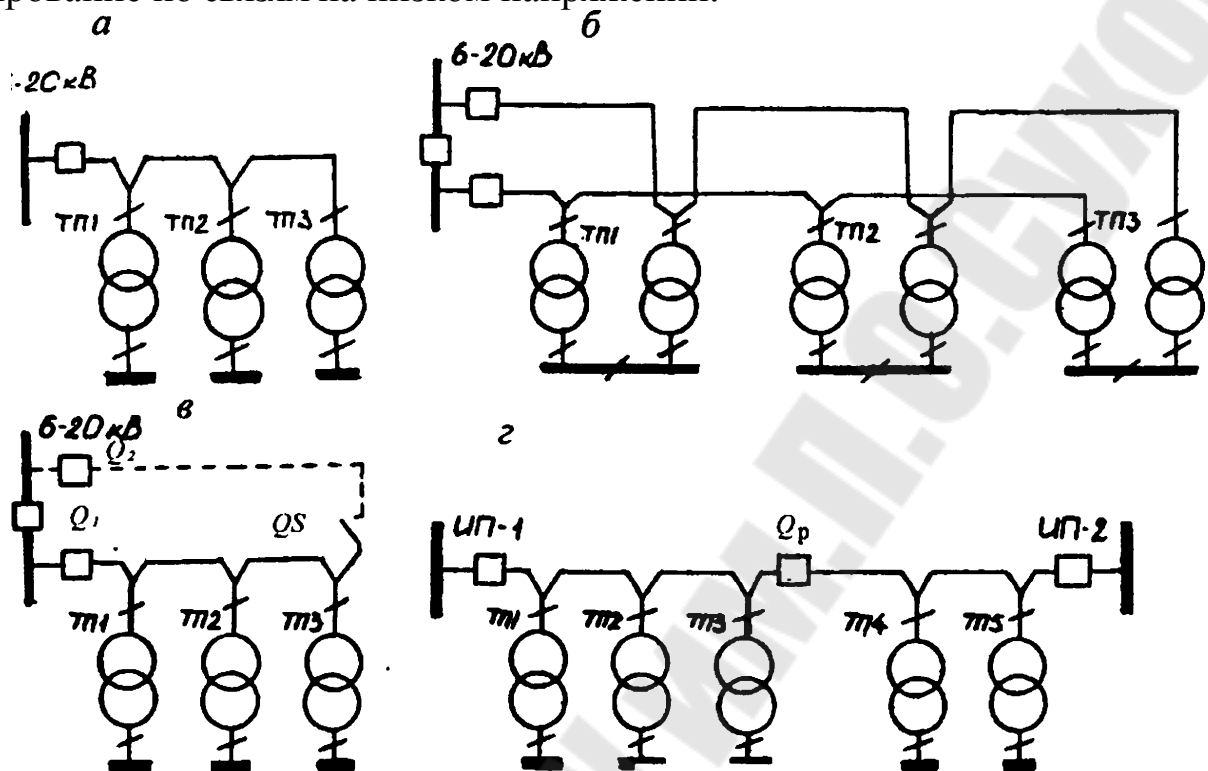


Рисунок 3.7.3. Магистральные схемы внутривозовского электро-снабжения: *а* — однониточная магистральная схема; *б* — схема двойной сквозной магистрали; *в* — однониточная магистральная схема с резервной переключкой; *г* — магистральная схема с двухсторонним питанием

Одиночные магистрали с общей резервной переключкой не находят широкого применения вследствие наличия “холодного” резерва (резервная переключка в нормальном режиме нагрузки не несет).

Магистральные схемы с *двухсторонним питанием* (рис. 3.7.3, *г*) находят применение при необходимости питания потребителей от двух независимых источников и при расположении цеховых ТП между источниками питания, создающем экономические преимущества такого питания. В нормальном режиме работы магистраль разделена на две части, каждая из которых является одиночной. “Разрез” магистрали дает следующие преимущества: повышается надежность электроснабжения; уменьшаются токи короткого замыкания; упрощается релейная защита; облегчается эксплуатация. С помощью выключателя Q_p обеспечивается быстрое восстановление питания подстанций.

К магистральным относятся также *кольцевые* схемы [16]. К одному кольцу рекомендуется присоединять не более 4—6 подстанций с единичной мощностью трансформаторов не более 630 кВА. Кольцевая магист-

раль разомкнута выключателем на две части, каждая из которых является одиночной магистралью и присоединяется к разным секциям источника питания. Следует отметить, что кольцевые магистрали для внутризаводского электроснабжения не нашли широкого применения.

3.8 Расчет токов КЗ и выбор основного электрооборудования и электроаппаратуры

3.8.1 Расчет токов КЗ

Для определения токов КЗ необходимо выделить следующие основные этапы:

1. Выбор расчетных условий.
2. Определение параметров элементов расчетных схем.

Параметры элементов расчетной схемы устанавливаются в соответствии с их паспортными данными, а при их отсутствии выбираются из справочной литературы;

3. Составление схемы замещения.

Схемы замещения выполняют в однолинейном изображении, при этом все входящие в них элементы и приложенные ЭДС целесообразно отмечать порядковыми номерами и указывать их величины.

4. Расчет токов КЗ.

После составления схемы замещения расчет представляет собой обычную задачу определения токов и напряжений в схеме с известными сопротивлениями и приложенными ЭДС [5].

Формулы для определения сопротивлений схемы замещения представлены в таблице 3.8.1.

Таблица 3.8.1 Формулы для определения сопротивлений

Наименование	Обозначение на расчетных схемах	Схема замещения	Реактивности элементов
			Относительные базовые единицы
Энергосистема			$x_c \cdot \frac{S_6}{S_H}$
Двухобмоточный трансформатор			$\frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$
Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы			$x_B = \frac{1}{200} (U_{K(B-C)} + U_{K(B-H)} - U_{K(C-H)}) \cdot \frac{S_6}{S_H};$ $x_C = \frac{1}{200} (U_{K(B-C)} + U_{K(C-H)} - U_{K(B-H)}) \cdot \frac{S_6}{S_H};$ $x_H = \frac{1}{200} (U_{K(B-H)} + U_{K(C-H)} - U_{K(B-C)}) \cdot \frac{S_6}{S_H}.$
ЛЭП: воздушная, кабельная	$\frac{W_{Вл}}{W_{Кл}}$ 		$X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; R_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2};$

Для отдельных элементов схемы принимаются следующие значения индуктивных сопротивлений:

- для синхронных генераторов x_d'' выражается в относительных единицах; оно представляет собой сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси полюсов;

- для турбогенераторов $x_d'' = 0,125$;

- для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой $x_d'' = 0,27$;

- без успокоительной обмотки $x_d'' = 0,27$;

- для синхронных и асинхронных двигателей $x_d'' = 0,2$

- для трансформаторов если пренебречь их активным сопротивлением, напряжение короткого замыкания U_K (%) (дается в каталогах) численно равно их индуктивному сопротивлению X (%);

- для воздушных линий напряжением выше 1 кВ значение $x_0 = 0,4$ Ом/км;

- для кабельных линий напряжением 6÷20 кВ величина $x_0 = 0,08$

Ом/км;

- для реакторов сопротивление дается в процентах и переводится в относительные единицы или Омы.

Активное сопротивление линии определяется по выбранному сечению S или по справочным таблицам.

В зависимости от мощности источника питания предприятия при расчетах токов КЗ выделяют два характерных случая: КЗ в цепях, питающихся от системы бесконечной мощности, и КЗ вблизи генератора ограниченной мощности. Системой бесконечной мощности условно считают источник, напряжение на шинах которого остается практически неизменным при любых изменениях тока в подключенной к нему цепи. Отличительной особенностью такого источника является малое собственное сопротивление по сравнению с сопротивлением цепи КЗ.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий типичным случаем является питание от источника неограниченной мощности. В этом случае можно считать, что в точке КЗ амплитуда периодической слагающей тока КЗ во времени не изменяется, а следовательно, остается также неизменным в течение всего процесса КЗ и ее действующее значение $I_{по}^{(3)} = I_{пт}^{(3)} = I_{\infty}$.

Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1 кВ имеет ряд особенностей по сравнению с расчетом токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ. Эти особенности заключаются в следующем:

- активные сопротивления элементов системы электроснабжения при определении токов КЗ не учитывают, если выполняется условие $r_{\Sigma} < (x_{\Sigma}/3)$, где r_{Σ} и x_{Σ} — суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;

- при определении тока КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения: подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей — только в ударном токе КЗ.

Для расчета токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения и на ее основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ. Схема замещения представляет собой электрическую схему, соответствующую расчетной схеме, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями.

Расчет токов КЗ в курсовом проекте выполняют в относительных единицах. Составляют схему замещения согласно выбранному варианту схемы внешнего электроснабжения предприятия в пункте 3.4.

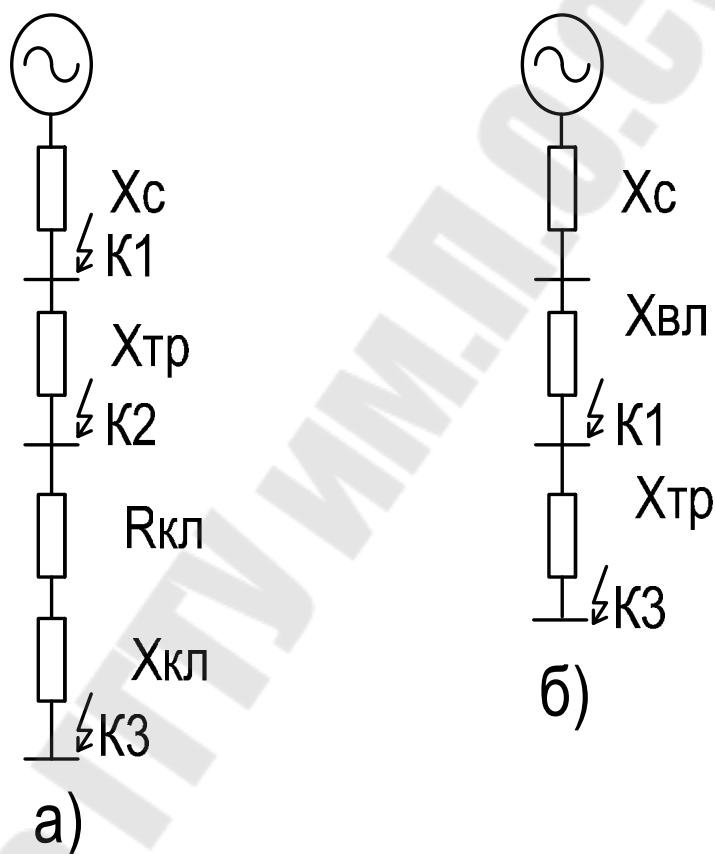


Рисунок 3.8.1. Схема замещения для расчета ТКЗ: *а* — первый вариант схемы; *б* — второй вариант схемы;

При расчете в относительных единицах все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность $S_б$ и базисное напряжение $U_б$. За базисную мощность принимают мощность одного трансформатора ГПП или условную единицу мощности, например, 100 или 1000 МВ А.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой имеет место КЗ ($U_{ср}=6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230$ кВ). Сопротивления элементов системы электроснабжения приводят к базисным условиям в соответствии с табл. 3.8.1.

Для определения токов КЗ на расчетной схеме намечают

характерные точки КЗ, в которых токи имеют максимальные значения. Как правило, это сборные шины ГПП, РУ, РП или начало питающих линий. Точки КЗ нумеруют в порядке их рассмотрения, начиная с высших ступеней. На основании расчетной схемы составляют схему замещения, которую путем последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразования звезды сопротивлений в треугольник и обратно приводят к простому виду.

Все сопротивления схемы замещения рассчитываются в относительных величинах в соответствии с формулами табл. 3.8.1.

Ток КЗ в рассматриваемой точке в именованных единицах (кА) определяется по выражению:

$$I_{\kappa}^3 = \frac{I_{\delta}}{\sum X_*} \quad \text{или} \quad I_{\kappa}^3 = \frac{I_{\delta}}{\sum Z_*} \quad (3.8.1)$$

где I_{δ} — базисный ток на ступени напряжения точки КЗ;

$\sum X_*$ — суммарное приведенное индуктивное сопротивление от источника питания до точки КЗ.

$\sum Z_*$ — суммарное приведенное полное сопротивление от источника питания до точки КЗ.

Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать наибольшее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называют ударным током определяют по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_{yd} \quad (3.8.2)$$

где I_{no} — значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент ;

k_{yd} — ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a .

$$T_a = \frac{\sum X_*}{\omega \cdot \sum Z_*} \quad (3.8.3)$$

Ударный коэффициент определяется по кривой, представленной на рисунке в зависимости от отношения r_{Σ} / x_{Σ} .

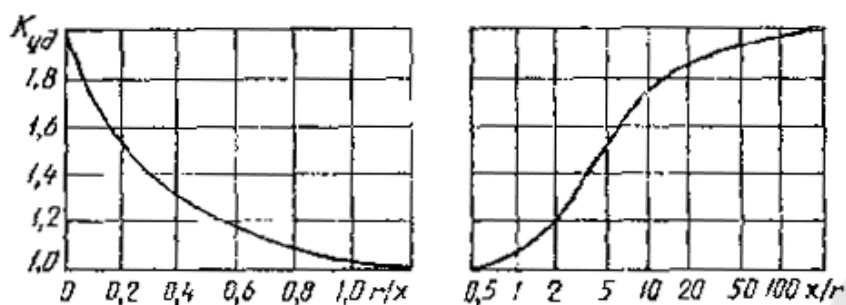


Рис. 3.8.2 – Зависимость коэффициента ударного тока от отношения r_{Σ} и x_{Σ}

3.8.2 Выбор основного электрооборудования и электроаппаратуры

Электрические аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима и проверяют на работоспособность в условиях аномальных режимов (термическая и динамическая стойкость при коротких замыканиях, коммутационная способность и т. д.) [22].

Факторы, учитываемые при выборе аппаратов, указаны в табл. 3.8.2.

Таблица 3.8.2 Условия выбора и проверки электрического аппарата

Тип электрического аппарата	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Коммутационная способность	Нагрузка вторичных цепей
Выключатель	+	+	+	+	+	-
Разъединитель	+	+	+	+	-	-
Трансформатор тока	+	+	+	+	-	+
Трансформатор напряжения	+	-	-	-	-	+

Примечание: Учитываемые факторы обозначены знаком «+», неучитываемые – «-».

Выбор выключателей производится по следующим параметрам [22]:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (3.8.4)$$

– по току утяжеленного режима с учетом возможных длительных перегрузок:

$$I_{\text{утяж.р}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (3.8.5)$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ – паспортные (каталожные) параметры выключателя;

Проверка выключателей производится по следующим условиям короткого замыкания:

– отключающую способность:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном.откл}}, \quad (3.8.6)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения по каталогу.

– на термическую стойкость:

Выключатель проверяется по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ $B_{\text{к}}$ и каталожным параметрам термической устойчивости $I_{\text{т}}$ и времени его протекания $t_{\text{т}}$:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}. \quad (3.8.7)$$

Параметр $B_{\text{к}}$ определяется следующим образом:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (3.8.8)$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}$,

$t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

– на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{у}} \leq I_{\text{м.дин}}, \quad (3.8.9)$$

где $I_{\text{п0}}$, $i_{\text{у}}$ – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ (при $t = 0$) и ударного тока (при $t = 0,01$ с) в цепи, для которой выбирается выключатель;

$I_{\text{м.дин}}$ – амплитудное значение сквозного тока КЗ (каталожные параметры выключателя).

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую термическую стойкость является трехфазное КЗ.

Разъединители и выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$, номинальному длительному току $I_{\text{ном}}$, а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость.

Выбор предохранителей производится по параметрам $U_{\text{НОМ}}$, $I_{\text{НОМ}}$ с проверкой выполнения условия $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{НОМ.откл}}$.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$;
- по номинальному первичному току $I_{1\text{НОМ}}$ (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как перегрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности);
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq I_{\text{м.дин}}, \quad (3.8.11)$$

где $I_{\text{м.дин}}$ – амплитудное значение тока электродинамической стойкости по каталогу;

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{т.с}} \cdot t_{\text{т}}, \quad (3.8.12)$$

где $I_{\text{т.с}}$, $t_{\text{т}}$ – ток и время термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2\text{НОМ}}, \quad (3.8.13)$$

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Рассмотрим порядок расчета нагрузки z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (3.8.14)$$

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}, \quad (3.8.15)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТА: $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$, для РУ 110 кВ и выше могут применяться трансформаторы тока с $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$.

Трансформаторы тока устанавливаются во всех цепях. Необходимые измерительные приборы выбираются согласно [22].

Сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимают равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом – большем числе.

Зная $z_{2\text{ном}}$, определим допустимое сопротивление и площадь сечения провода

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} \quad (3.8.16)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$; при включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$.

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) можно принимать по таблице 3.8.3.

Таблица 3.8.3

Наименование и напряжение установки	Длины, м
Линии 6-10 кВ к потребителям	4 ... 6
Все цепи РУ 35 кВ	60 ... 75
Все цепи РУ 110 кВ	75 ... 100
Все цепи РУ 220 кВ	100 ... 150

Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм² для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 мм² для проводов с медными жилами – по условию механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм² обычно не применяются.

Трансформаторы напряжения выбираются по условиям $U_{\text{уст}} \leq U_{1\text{ном}}$, $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$ в намеченном классе точности, где $U_{1\text{ном}}$ – номинальное первичное напряжение; S_2 – мощность внешней вторичной цепи (вторичная нагрузка); $S_{2\text{ном}}$ – номинальная вторичная нагрузка.

Перечень измерительных приборов для расчетной цепи принимается на основании рекомендаций таблицы [22, табл. 4.9].

Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения характеризуются номинальными значениями первичного напряжения, вторичного напряжения (обычно 100 В или $100/\sqrt{3}$), коэффициента трансформации $k = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}}$. В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения: 0,2; 0,5; 1; 3.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения – это мощность внешней вторичной цепи $S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 3.8.4.

Таблица 3.8.4 Условия выбора трансформаторов напряжения

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условия выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
S_2	$S_{2\text{ном}}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$

Площадь сечения проводов принимается из условий механической прочности, равной 1,5 и 2,5 мм² соответственно для медных и алюминиевых проводов.

3.9. Выбор и описание способов прокладки электрических сетей внешнего и внутризаводского электроснабжения

Электрические сети внешнего и внутризаводского электроснабжения выполняются линиями электропередачи и токопроводами.

Линии электропередачи (ЛЭП) и токопроводы представляют собой электроустановки, предназначенные для передачи электроэнергии. Они являются одними из основных элементов электрических сетей, обеспечивающих канализацию электроэнергии.

В зависимости от конструктивного исполнения ЛЭП могут быть кабельными (КЛЭП) или воздушными (ВЛЭП).

В наибольшей степени целям канализации электроэнергии в системах

электроснабжения промышленных предприятий отвечают кабельные линии электропередачи. Сооружение воздушных линий электропередач дешевле кабельных. Прокладка кабелей осуществляется в местах, где затруднено строительство ВЛЭП. В сетях 6 – 35 кВ промышленных предприятий для передачи в одном направлении мощности более 15 МВА при напряжении 6 кВ, более 25 МВ·А при напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А при напряжении 35 кВ, как правило, применяются токопроводы.

Выбор того или иного конструктивного решения электрической сети зависит от плотности застройки территории, ее насыщенности технологическими, сантехническими, транспортными и иными коммуникациями, от размещения нагрузок, уровня и агрессивности грунтовых вод, степени загрязненности воздуха и др.

Кабельная линия – это устройство для передачи электроэнергии, состоящее из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками), крепежными деталями, а для маслonaполненных кабелей – и с аппаратами подпитки.

Конструкция силового кабеля на напряжения до 35 кВ приведена на рисунке 3.9.1. Токопроводящие жилы изготавливают из меди или алюминия и нормируют их по сечению. По форме сечения жилы могут быть круглыми, сегментными или секторными. По числу жил кабеля бывают одно-, двух-, трех- и четырехжильными.

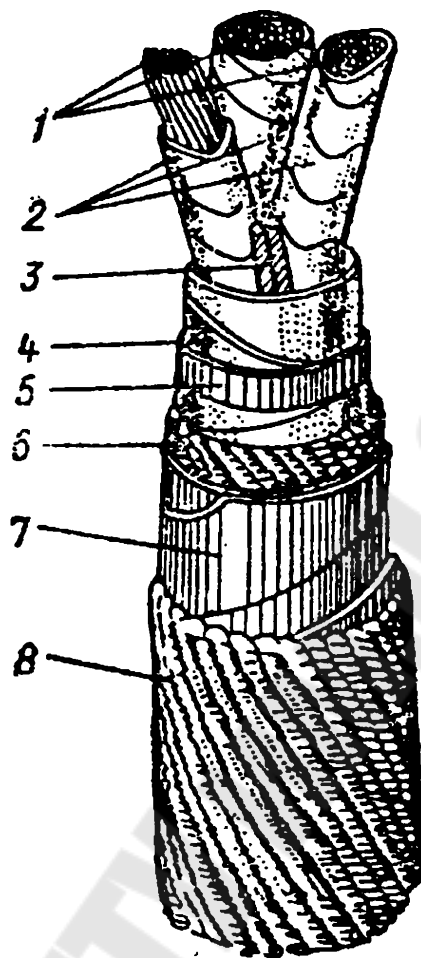


Рисунок - 3.9.1. Трехжильный кабель с поясной изоляцией:

1 — токопроводящие жилы; 2 — фазная изоляция; 3 — междуфазное заполнение; 4 — поясная изоляция; 5 — свинцовая или алюминиевая оболочка; 6 — подушка под броню; 7 — стальная ленточная броня; 8 — антикоррозийный покров

Изоляция кабелей может быть: бумажной, из лент кабельной бумаги, наложенной на жилу методом обмотки и пропитанной маслोकанифольным составом; полиэтиленовой; из поливинилхлоридного пластика; резиновой и кремнеорганической резины (нагревостойкие кабели).

Для защиты изоляции жил от воздействия влаги, различных химических веществ, а также для предохранения от механических повреждений кабели снабжают оболочками. Оболочки бывают металлические — из свинца, алюминия или стали, пластмассовые и резиновые.

Свинцовые оболочки характеризуются устойчивостью против действия агрессивности сред, влагостойкостью, пластичностью, гибкостью. Алюминиевые оболочки более прочны, высокая электропроводность позволяет использовать их в качестве нулевой жилы, но они боятся почвенной и электрохимической коррозии.

В кабелях на напряжения 1 – 35 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Защитные покровы обеспечивают надежность и долговечность кабелей при эксплуатации в различных условиях прокладки. Они состоят из подушки и наружного покрова. Подушка – это слой из волокнистых материалов поверх оболочки под броней. Она предохраняет оболочку кабеля от повреждения, защищает ее от химической и электрохимической коррозии. Наружный покров предназначен для защиты оболочки и брони от коррозии и механических повреждений.

Покровы кабелей могут быть из волокнистых материалов или пластмассовые.

Для защиты кабелей от механических повреждений применяется броня из стальных лент или проволоки.

На напряжения 110 кВ и выше конструкции кабелей значительно усложняются. Кабели выполняются с бумажной изоляцией, пустоты в которой заполнены маслом под постоянным избыточным давлением. В зависимости от величины избыточного давления маслонаполненные однофазные кабели делятся на: кабели низкого давления, работающие под давлением до 0,1 МПа, среднего – до 0,3 МПа и высокого давления – до 1 МПа. Для поддержания давления масла в кабеле используются специальные насосные станции, устанавливаемые по концам кабеля и по трассе, где кабель разделяется на участки стопорными муфтами.

В состав кабельной арматуры входят концевые, соединительные, ответвительные и стопорные муфты. Конструкция муфт и заделок выбирается в зависимости от напряжения линии, технической характеристики кабелей и условий окружающей среды [23].

Номенклатура выпускаемых электрических кабелей и их технические характеристики приведены в [24].

В системах электроснабжения потребителей применяются различные способы прокладки кабельных линий (рис. 3.9.2): в земляных траншеях, в кабельных каналах и туннелях, коллекторах, в блоках, по эстакадам и галереям, по стенам зданий и других сооружений.

В земляной *траншее* (рис. 3.1.9.2, а) может быть проложено 1 – 6 кабелей напряжением до 10 кВ. При большом количестве ухудшаются условия их охлаждения. Глубина прокладки кабелей должна быть не менее 0,7 м. На дне траншеи, чтобы избежать вмятин, повреждений кабеля, устраивается мягкая подушка из просеянной земли или песка. Кабель укладывается на подушку "змейкой" для компенсации температурных деформаций

и устранения влияния смещений почвы, закрывается кирпичом или бетонными плитами с целью защиты его от механических повреждений. При прокладке в одной траншее нескольких кабелей напряжением до 10 кВ расстояние между ними должно быть не менее 100 мм.

Расстояние силового кабеля от подземных и надземных сооружений определяется ПУЭ, например, до фундаментов зданий должно быть не менее 0,6 м, до теплопровода – 2 м, до трубопровода – 0,5 м.

При необходимости прокладки кабелей на глубине менее 0,7 м (например, при вводе в здание), а также в местах пересечения с железнодорожными путями, автодорогами кабели для защиты от механических повреждений заключают в металлические или асбоцементные трубы.

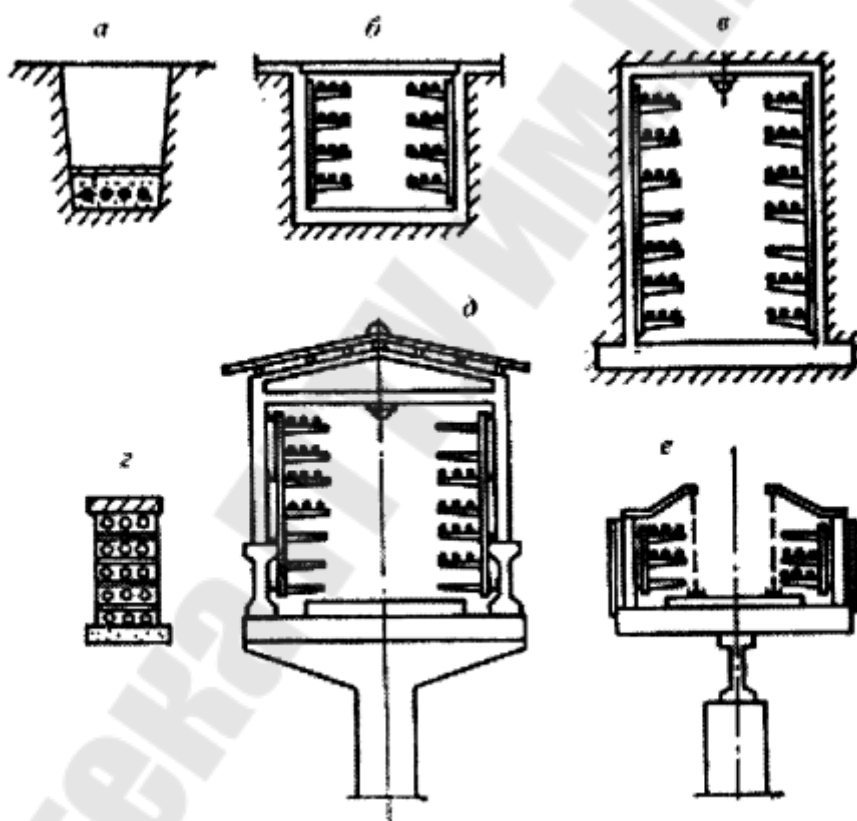


Рисунок 3.9.2 – Виды кабельных сооружений: а – траншея; б – канал; в – туннель; г – блок; д – галерея; е – эстакада

Кабельный канал (рис. 3.9.2, б) представляет закрытое съемными металлическими или бетонными плитами и заглубленное в грунт, пол и т.д. полностью (на 400... 1200 мм) или частично (выступающее на 150...350 мм над планировочной отметкой) непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей. В кабельном канале может быть проложено от 6 до 30 – 35 кабелей. При сдвоенных и строенных каналах возможно

увеличение их количества. Применение каналов устраняет влияние на кабели агрессивности грунта, блуждающих токов, упрощает отыскание места повреждения и облегчает производство ремонтных работ кабельных линий.

В кабельном канале совместно могут быть проложены силовые кабели напряжением до и выше 1 кВ, контрольные кабели, кабели связи.

Кабельным туннелем (рис. 3.9.2, в) называется закрытое сооружение (коридор) глубиной до 2,5 м, с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей, со свободными проходами по всей длине. Туннели оборудуют пожарной сигнализацией, обеспечивают надежной гидроизоляцией от грунтовых вод и вентиляцией для снижения температуры нагрева кабелей. Туннельная канализация электроэнергии целесообразна при совместной прокладке более 30 кабелей.

Коллектором называется подземное сооружение круглого или прямоугольного профиля, предназначенное для совместного размещения кабельных линий, трубопровода.

Кабельный блок (рис. 3.9.2, г) представляет собой сооружение с трубами (асбоцементными или бетонными) для прокладки в них кабелей. Трубы укладывают в один или несколько рядов в траншею на бетонное основание. После стыковки трубы скрепляют бетоном в общий блок. В местах соединений, ответвлений кабелей, а также на прямых участках длиной более 150 м устраивают кабельные колодцы, облегчающие протяжку кабелей через ответвления блоков.

Прокладка кабелей в закрытых *галереях* (рис. 3.9.2, д) и на открытых *эстакадах* (рис. 3.9.2, е) применяется на территории, загруженной подземными коммуникациями, при большой агрессивности почвы, коррозии, затрудняющих прокладку кабелей другими способами. Кабели могут прокладываться и на общих эстакадах с технологическими коммуникациями, а также по стенам зданий.

Надземный способ прокладки кабелей обеспечивает хороший отвод тепла от кабелей благодаря естественной вентиляции, удобство обслуживания.

Воздушная линия электропередачи представляет собой устройство для передачи электроэнергии по неизолированным проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам, или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

Неизолированные провода могут быть однопроволочными (сечением до 10 мм²) и многопроволочными (свыше 10 мм²), алюминиевыми (А),

сталеалюминиевыми (АС), стальными (С) или медными (М). Медные провода вследствие дефицита меди используются редко.

По условию механической прочности для ВЛЭП выше 1 кВ допускается применение алюминиевых проводов сечением не менее 35 мм^2 , сталеалюминиевых и стальных – не менее 25 мм^2 .

Фрагмент (участок) ВЛЭП и основные ее параметры приведен на рис. 3.9.3 ВЛЭП состоит из следующих конструктивных элементов: *проводов*; *защитных тросов*, монтируемых в верхней части опор для защиты проводов от атмосферных перенапряжений; *опор*, поддерживающих провода и тросы на определенной высоте; *изоляторов* для изоляции провода от опоры; *арматуры*, при помощи которой провода крепятся на изоляторах, а изоляторы — на опоре.

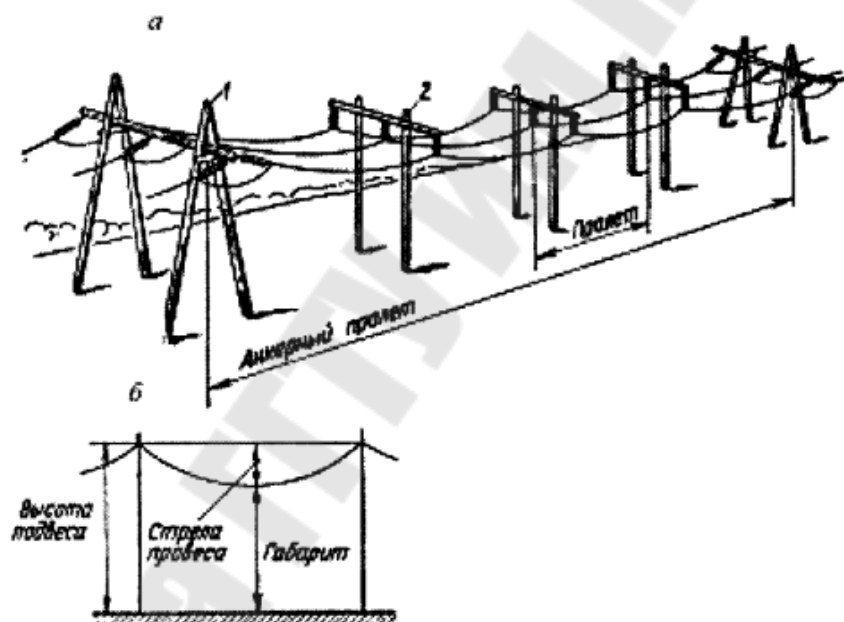


Рисунок 3.9.3 – Конструктивная схема одноцепной ВЛ (а) и параметры ВЛ (б): 1 — анкерная опора; 2 — промежуточная опора

Основными параметрами ВЛЭП являются: *пролет воздушной линии* или расстояние между двумя соседними опорами; *высота подвеса линии* – расстояние от земли до места крепления провода на изоляторе; *стрела провеса провода* – расстояние по вертикали между горизонтальной прямой, соединяющей точки крепления провода на опорах, и низшей точкой провеса провода в пролете; *габарит провода над землей* – расстояние от провода до поверхности земли при наибольшей стреле провеса.

Воздушные линии электропередачи могут быть одно- и двухцепными. Под *цепью* понимается три провода трехфазной линии.

Для ВЛЭП применяются следующие типы опор [6]: *промежуточные*,

устанавливаемые на прямых участках трассы ВЛЭП и в нормальных режимах работы не воспринимающие усилий, направленных вдоль ВЛЭП; *анкерные*, устанавливаемые на пересечениях с различными сооружениями и воспринимающие усилия проводов вдоль ВЛ; *угловые*, устанавливаемые в местах изменения направления трассы ВЛ; *концевые*, устанавливаемые в начале и конце ВЛ и воспринимающие усилия от одностороннего тяжения; *специальные—ответвительные* (на которых выполняется ответвление от ВЛ), *перекрестные* (на которых выполняется пересечение ВЛ двух направлений). Кроме того, опоры ВЛЭП могут быть одноцепными и двухцепными; деревянными, железобетонными и металлическими.

Провода на опорах могут располагаться (рис. 3.9.4): для одноцепных линий – треугольником (*а*) или горизонтально (*б*), для двухцепных линий – обратной елкой (*в*) или шестиугольником (*г*).

На ВЛЭП применяются фарфоровые и стеклянные изоляторы: на напряжение до 35 кВ включительно – штыревые (ШС, ШФ), которые крепятся к опорам на крюках или штырях; на напряжение 35 кВ и выше – подвесные изоляторы (ПС, ПФ), которые собираются в гирлянды. Количество изоляторов в гирлянде зависит от номинального напряжения и требуемого уровня изоляции. Гирлянды подвесных изоляторов могут быть поддерживающими или натяжными. Поддерживающие гирлянды располагаются вертикально на промежуточных опорах, натяжные – на анкерных опорах почти горизонтально.

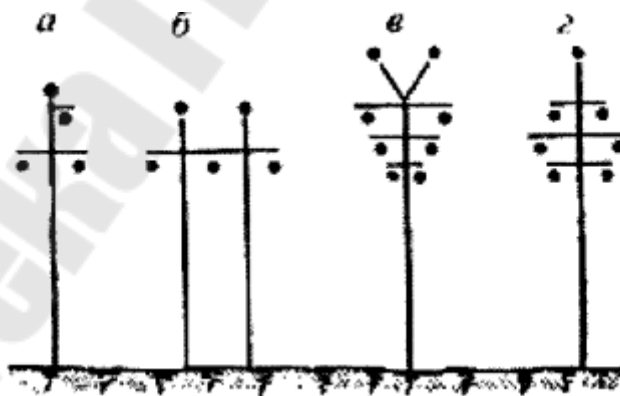


Рисунок 3.9.4 – Расположение проводов и защитных тросов на опорах: а – треугольником; б – горизонтально; в – обратной елкой; г – шестиугольником

Токопроводы напряжением 6 – 35 кВ находят применение в системах внешнего и внутривозовского электроснабжения промышленных предприятий.

В зависимости от вида проводников токопроводы могут быть *жест-*

кими (жесткие шины различного профиля и сечения) и *гибкими* (с использованием неизолированных проводов).

Применение токопроводов позволяет повысить надежность электроснабжения, упростить эксплуатационное обслуживание, обеспечить экономию кабельной продукции, сократить число ячеек в источнике питания. Значительное реактивное сопротивление токопроводов способствует уменьшению токов КЗ, поэтому от установок реакторов на отходящих линиях можно отказаться.

Наряду с этим токопроводы имеют, как правило, большие, чем КЛЭП, потери мощности и энергии вследствие значительного индуктивного сопротивления и потери в крепящих и строительных конструкциях.

Жесткие токопроводы могут быть с вертикальным и горизонтальным расположением фаз, а также симметричными (подвесными с жесткими шинами, опорными или подвесными изоляторами).

У симметричных токопроводов фазы расположены по вершинам равностороннего треугольника. Этим обусловлены меньшие потери мощности, меньшая реактивность, а следовательно, невелики и потери напряжения.

Гибкие токопроводы выполняются в виде воздушной линии, смонтированной на железобетонных или металлических опорах и подвешиваемой на натяжных или подвесных изоляторах. Каждая фаза гибкого токопровода расщеплена и состоит из нескольких проводов.

Необходимость применения компактных токопроводов, позволяющих использовать промышленные способы монтажа, привела к разработке комплектных симметричных трехфазных токопроводов типа КСТ, в которых фазы расположены по вершинам треугольника на опорных изоляторах в общем корпусе. Выпускаются такие токопроводы на токи 1600 и 2500 А с индуктивным сопротивлением 0,08 Ом/км, в виде отдельных секций.

Основным недостатком КСТ является его высокая стоимость.

3.10 Электрический расчет сетей внешнего и внутривозовского электроснабжения

Распределение электроэнергии на напряжение выше 1 кВ

1. Выбор сечений кабелей, питающих РП:

а) по экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = I_p / j_{\text{э}}, \quad (3.10.1)$$

где I_p – расчетный ток в линии в нормальном режиме, А;

$j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² (см. приложение П10).

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{сек}}}, \quad (3.10.2)$$

Принимается ближайшее меньшее или большее стандартное сечение.

б) по допустимому нагреву:

– нормальный режим:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{сек}} \cdot n_{\text{каб}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (3.10.3)$$

где K_1 – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

K_2 – коэффициент, учитывающий количество совместно проложенных кабелей;

K_3 – коэффициент, учитывающий удельное тепловое сопротивление земли;

$n_{\text{сек}}$ – количество секций РП;

$n_{\text{каб}}$ – количество кабелей на секцию.

– послеаварийный режим:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{S_p}{K_{\text{пер}} \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot n'_{\text{сек}} \cdot n_{\text{каб}} \cdot K_1 \cdot K'_2 \cdot K_3}. \quad (3.10.4)$$

$K_{nep}=1,1$ – для кабелей с полиэтиленовой изоляцией;

$K_{nep}=1,15$ – для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией;

$K_{nep}=1,25...1,3$ – для кабелей с бумажной изоляцией.

Принимается ближайшее большее стандартное сечение.

в) по условию нагрева при КЗ (по термической стойкости):

Кабели, защищенные предохранителями, по условию термической стойкости не проверяются [6].

Минимально допустимое сечение проводника по данному условию определяется по выражению:

$$S_m = \frac{\sqrt{B_{kз}} \cdot 10^3}{C}, \quad (3.10.5)$$

где $B_{kз}$ – тепловой импульс от тока КЗ, $A^2 \cdot c$;

C – расчетный коэффициент, значения которого принимаются в зависимости от допустимой температуры нагрева при КЗ. материала проводника и его изоляции ($C = 88$, для шин АС; $C = 25$, для кабелей с бумажной изоляцией; $C = 75$, для кабелей поливинилхлоридной изоляцией; $C = 65$, для кабелей с полиэтиленовой изоляцией).

Результирующий тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_k = I_{п}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (3.10.6)$$

где $I_{п}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{отк}$ – время отключения тока КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

В распределительных сетях 6 – 10 кВ можно принять $T_a = 0,01$ с.

Время отключения $t_{отк}$ определяется по выражению:

$$t_{отк} = t_{рел} + t_{выкл}, \quad (3.10.7)$$

где $t_{рел}$ – время срабатывания релейной защиты, $t_{рел} = 0,1$ с;

$t_{выкл}$ – время срабатывания выключателя, $t_{выкл} = 0,2$ с.

г) по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cos\varphi + r_0 \sin\varphi) \cdot \frac{100}{U_n}; \quad (3.10.8)$$

$$\Delta U\% = \frac{P_p \cdot R + Q_p \cdot X}{U_n^2} \cdot 100; \quad (3.10.9)$$

Для сетей 6 - 10 кВ допустимая потеря напряжения до 6% от U_n .

Из трех найденных сечений (по экономической плотности тока, нагреву и термической стойкости) принимается большее.

2. Выбор сечений кабелей, питающих ТП:

а) по экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = I_p / j_{\text{э}}, \quad (3.10.10)$$

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p1}}{2} + \Delta P_{m1}\right)^2 + \left(\frac{Q_{p1}}{2} + \Delta Q_{m1}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (3.10.11)$$

б) по допустимому нагреву:

– нормальный режим:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}.$$

– максимальный расчетный режим:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{S_{\text{нм}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (\text{для однострансформаторной п/ст}).$$

– послеаварийный режим:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{K_{\text{пер.т}} \cdot S_{\text{нм}}}{K_{\text{пер.к}} \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot K_1 \cdot K_2' \cdot K_3}, \quad (\text{для двухтрансформаторной п/ст}).$$

– для одиночной магистрали максимальный расчетный режим:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{S_{\text{нм1}} + S_{\text{нм2}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}.$$

– послеаварийный режим для двойной сквозной магистрали:

$$I_{доп} \geq \frac{K_{пер.м1} \cdot S_{нт1} + K_{пер.м2} \cdot S_{нт2}}{K_{пер.к} \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot K_1 \cdot K'_2 \cdot K_3}.$$

в) проверка на термическую стойкость к токам КЗ производится аналогично, как и кабелей, питающих РП.

г) проверка по допустимой потере напряжения выполняется аналогично, как и кабелей, питающих РП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. Пособие. – Мн.: НПООО «ПИОН», 2001. – 292с.
2. Практическое руководство и задания к курсовому проекту по одноименному курсу для студентов специальности 1-43 01 03 "Электроснабжение (по отраслям)". Часть 2. Генпланы промышленных предприятий . - Гомель, 2015, 89с.
3. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН 174-75. – М.: Стройиздат, 1976. – 56 с.
4. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. М.: Тяжпромэлектропроект, 1993. №2 С. 24– 53.
5. Ус А. Г., Евминов Л. И. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий: Учебное пособие. – Мн.: НПООО «ПИОН», 2002. – 457 с.
6. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
7. Кудрин Б.И., Прокопчик ВВ. Электроснабжение промышленных предприятий. – Мн.: Выш. шк., 1988. – 357 с.
8. Проектирование промышленных электрических сетей / В.И. Крупович, А.А. Ермилов, В.С. Иванов. Ю.В. Крупович. М.: Энергия, 1979. 328 с.
9. Федоров А.А., Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия. 1981. – 360 с.
10. Кнорринг Г.М., Фадин И.М., Сидоров В.Н. Справочная книга для проектирования электрического освещения – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
11. ТКП 45-2.04-153-2009.
12. Электрическое освещение: практ. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. формы обучения / авт.-сост.: А. Г. Ус, В. Д. Елкин.- Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2005.-111с.
13. Электрическое освещение: справочник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – Минск: Техноперспектива, 2007. – 255 с.
14. Справочная книга по светотехнике /Под ред. Ю.Б. Айзенберга. – 2-е изд. перераб. и дополн. –М.: Энергоатомиздат, 1995. –528 с.

15. ГОСТ 19431-84 "Энергетика и электрофикация".
16. Проектирование систем электроснабжения / В.Н. Винославский, А.В. Проховник, Ф. Клеппель, У. Бутц. – Киев: Вища школа. 1987. — 360 с.
17. Инструкция о порядке определения сметной стоимости строительства и составления сметной документации на основании нормативов расхода ресурсов в натуральном выражении;
18. Методические указания по применению нормативов расхода ресурсов в натуральном выражении НРР 8.01.104-2012;
19. Постановление министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 27 декабря 2012 г;
20. Справочник по проектированию электроснабжение / Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
21. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». – № 5. – 1996. – 108 с.
22. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 2-е изд. – М.: Энергия, 1980.
23. Анастасиев П. Ф., Фролов Ю. А. Линии электропередачи до 10 кВ промышленных предприятий. М.: Энергия, 1980.
24. Белоруссов Н. И. и др. Электрические кабели, провода и шнуры: Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1987.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1

Таблица П1 – Значение коэффициента спроса и мощности для отдельных отраслей промышленности

Отрасль промышленности	Производство, цех, участок			
	Электрооборудование	K_c	$\cos \varphi$	E_{min} , лк
завод по производству инструментов и запасных частей	Механический	0,25	0,6	300
	Сварочный	0,35	0,35	150
	Заготовительный	0,3	0,65	200
	Кузнечный	0,3	0,65	200
	Заточной	0,3	0,65	300
	Закалочный	0,8	0,85	150
	Инструментальный №1	0,3	0,6	300
	Прессовый	0,3	0,6	200
	Термический	0,8	0,85	200
	Шлифовальный	0,25	0,6	300
	Механосборочный	0,25	0,65	300
	Метчиков	0,3	0,6	300
	Плашек	0,3	0,6	300
	предприятие машиностроения	Механический	0,3	0,55
Главный конвейер		0,4	0,75	300
Моторный		0,27	0,7	300
Кузнечный		0,25	0,7	200
Литейный		0,7	0,8	150
Закалочный		0,7	0,75	150
Кузовной		0,4	0,8	200
Сварочный		0,3	0,3	150
Сварочно-сборочный		0,4	0,45	200
Сборки жаток		0,2	0,65	300
Окрасочный		0,5	0,5	150
Высокопрочного чугуна		0,8	0,85	150
Механосборочный		0,25	0,65	300
Заготовительный		0,25	0,6	200
Сборочный		0,2	0,65	300
Экспериментальный		0,2	0,75	300
Редукторов	0,3	0,75	300	

Отрасль промышленно- сти	Производство, цех, участок				
	Электрооборудование	K_c	$\cos \varphi$	E_{min} , лк	
	Мостов	0,3	0,75	300	
	Нестандартного обо- рудования	0,25	0,65	300	
	Термический	0,8	0,85	150	
	Прессовый	0,3	0,6	200	
	Режущего барабана	0,3	0,75	300	
	завод по выпуску ка- бельной продукции и электротехнических из- делий	Главный корпус	0,7	0,9	300
		Обмоточный	0,3	0,75	500
Кузнечный		0,4	0,7	150	
Окрасочный		0,6	0,5	150	
Закалочный		0,7	0,7	150	
Штамповочный		0,4	0,7	200	
Волоочильный		0,7	0,7	200	
Отжига		0,8	0,85	150	
Производства прово- локи		0,7	0,75	300	
Производству кабелей		0,7	0,9	300	
Дроссельный		0,8	0,8	300	
Металлообработки		0,3	0,6	300	
Литья и прессования		0,4	0,7	200	
Ширпотреба		0,25	0,6	200	
завода измерительных приборов		Гальванический	0,3	0,75	200
	Лакокрасочный по- крытий	0,6	0,6	200	
	Печатных плат	0,7	0,8	500	
	Переработки пласт- масс	0,7	0,7	150	
завод по производству котельного оборудова- ния	Испытаний по давле- нием	0,7	0,65	200	
	Агрегатных аппаратов	0,4	0,65	300	
научно- исследовательский экс- периментальный инсти- тут	Главный корпус	0,3	0,75	300	
	Машинный	0,4	0,7	300	
	Электрофизический корпус	0,7	0,65	300	
	Агрегатный корпус	0,65	0,7	300	

Отрасль промышленно- сти	Производство, цех, участок			
	Электрооборудование	K_c	$\cos \varphi$	E_{min} , лк
	Корпус высокого на- пряжения	0,7	0,7	300
судостроительный завод	Окрасочный	0,6	0,6	150
	Корпусно-канальный	0,5	0,4	200
	Главный корпус	0,5	0,6	300
	Кузнечный	0,3	0,65	150
	Сварочный	0,3	0,35	150
	Литейный	0,7	0,7	150
	Сухой ДОК	0,4	0,65	200
приборостроительный завод	Заготовительный	0,4	0,65	200
	Пластмассового литья	0,7	0,8	200
	Гидролизный	0,3	0,75	150
	Сборочный	0,3	0,65	300
	Штамповочный	0,4	0,6	200
	Корпусов	0,4	0,7	300
алмазно- обрабатывающее пред- приятие	Огранки	0,6	0,9	750
	Изготовления ювелир- ных изделий	0,6	0,65	750
	Плавки драгметаллов	0,8	0,85	300
	Производства синте- тического алмазного порошка	0,7	0,65	300
	Производства алмаз- ного инструмента	0,4	0,5	300
	Обработки алмазов	0,5	0,6	750
	Распиловки	0,4	0,7	200
деревообрабатывающий завод	Оцилиндровки	0,45	0,7	200
	Столярный	0,5	0,7	300
	Цех по производству минплиты	0,47	0,69	200
	Мебельный цех	0,4	0,5	300
	Деревоизделий	0,5	0,65	300
	Сушки	0,65	0,7	75
	управление механизации	Землеройной техники	0,2	0,65
	Сварочный	0,3	0,3	150

Отрасль промышленно- сти	Производство, цех, участок			
	Электрооборудование	K_c	$\cos \varphi$	E_{min} , лк
	Ремонта автомобилей	0,25	0,6	300
	Токарный	0,3	0,6	300
	Автоматный	0,4	0,6	300
метизный завод	Метизов	0,4	0,7	300
	ТНП	0,3	0,65	300
	Литья	0,6	0,7	150
	Термический	0,8	0,85	150
	Сдаточный	0,4	0,65	200
	предприятие легкой промышленности	Вязально-трикотажный	0,4	0,6
Красильный		0,6	0,7	300
Швейный		0,8	0,8	750
Подготовительный		0,4	0,6	500
Экспериментальный		0,4	0,6	750
Пошивочный №1		0,8	0,8	750
Ширпотреба		0,8	0,8	750
Ткацкий		0,4	0,6	750
Прядильный		0,5	0,7	500
Раскройный		0,4	0,6	500
Нетканого полотна		0,7	0,7	500
Литья пластмасс		0,7	0,8	300
Чулочный		0,6	0,8	500
фабрика меховых изде- лий		Главный производст- венный корпус	0,65	0,75
	Чесальный	0,4	0,75	300
	Искусственного меха	0,65	0,75	500
	ТНП	0,4	0,6	500
	Производства ватина	K_c 0,65	0,79	300
комбинат переработки продуктов	Приемное отделение	0,3	0,6	200
	Мельница	0,55	0,65	200
	Производства сорто- вой муки	0,55	0,65	200
	Производства рассып- чатых комбикормов	0,4	0,6	200

Отрасль промышленно- сти	Производство, цех, участок				
	Электрооборудование	K_c	$\cos \varphi$	E_{min} , лк	
	Производства грану- лированных комби- кормов	0,4	0,6	200	
	Свеклоочистительный	0,4	0,6	150	
	Свеклоперерабаты- вающий	0,4	0,6	200	
	Продуктовый	0,5	0,6	300	
	Моечное отделение	0,65	0,65	100	
	завод напитков	Производства солода	0,45	0,6	150
		Бродильно-лагерное отделение	0,5	0,6	100
Переработки сырья		0,4	0,6	150	
Сиропо-варочный		0,6	0,7	200	
Бродильно-купажное отделение		0,5	0,6	150	
Отделение выдержки		0,5	0,6	150	
Розлива		0,3	0,65	300	
По производству хо- лода		0,8	0,8	300	
Варочный		0,6	0,7	300	
Безалкогольных на- питков		0,45	0,6	300	
молокозавод		Приемное отделение	0,4	0,6	200
	Тарный	0,6	0,65	150	
	Аппаратный	0,4	0,6	300	
	Творожный	0,4	0,65	300	
	Маслоцех	0,4	0,6	300	
	Розлива	0,3	0,6	300	
	СОМ	0,75	0,8	250	
цементный завод	Сырьевых мельниц	0,45	0,6	150	
	Первичного дробления	0,6	0,8	150	
	Вторичного дробления	0,6	0,8	150	
	Цементных мельниц	0,45	0,6	100	
	Отделение электро- фильтрации	0,65	0,7	100	

Отрасль промышленно- сти	Производство, цех, участок			
	Электрооборудование	K_c	$\cos \varphi$	E_{min} , лк
химический завод	Сернокислотное отделение	0,65	0,7	150
	Печное отделение	0,8	0,7	150
	Операционное отделение	0,45	0,65	300
	Фторсолей	0,68	0,8	300
	Тукосмесей	0,68	0,8	300
	Суперфосфата	0,68	0,8	300
комбинат строительных материалов	Эмульсий	0,68	0,8	300
	Сортировочный	0,4	0,6	300
	Сушки древесины	0,65	0,75	100
	Деревообрабатывающих	0,5	0,65	200
	Производства железобетона	0,45	0,7	200
	Асфальтобетонный завод	0,4	0,55	100
газопере-рабатывающий завод	Комримиования газа	0,7	0,8	300
	Товарно-сырьевой	0,95	0,85	300
	Холодильное отделение	0,9	0,85	200
	Пропелентов	0,95	0,88	300
	Переработки ШФЛУ	0,7	0,84	300
	Компрессорная	K_c 0,9	0,85	200
авиаремонтный завод	Ремонта двигателей	0,7	0,8	500
	Испытания двигателей	0,7	0,8	300
	Штамповочный	0,3	0,7	200
	Сборочный	0,25	0,65	300
	Токарный	0,25	0,6	300
	Разборочный	0,25	0,65	300
	Гальванический	0,5	0,5	150
	Испытательный	0,6	0,7	300
вагоноремонтный завод	Сталепроволочный	0,7	0,75	150
	Травильное отделение	0,5	0,5	150
	Потенцирования	0,7	0,75	300
	Латунирования	0,7	0,75	150

Отрасль промышленности	Производство, цех, участок			
	Электрооборудование	K_c	$\cos \varphi$	E_{min} , лк
	Регенерации	0,7	0,75	200
	Выпаривания эмульсии	0,7	0,75	150
	Газокислородная станция			
	до 1000В	0,7	0,7	300
	высоковольтное	0,75	0,9	150
	Переработки окалины	0,6	0,7	150
	Станция разгрузки	0,25	0,55	100

Таблица П2 – Значения коэффициентов спроса и мощности для отдельных цехов, корпусов, установок и потребителей

Наименование	K_c	$\cos \varphi$
Ремонтно-механические	0,2–0,3	0,65–0,75
Электроремонтные	0,3–0,4	0,7–0,8
Насосные, кислородные и компрессорные станции с электродвигателями низкого напряжения	0,7–0,8	0,7–0,85
То же с электродвигателями высокого напряжения:		
а) асинхронные	0,75–0,85	0,8–0,9
б) синхронные	0,75–0,85	0,9–0,95
Вентиляционные установки и отопление	0,65–0,8	0,8
Газогенераторные станции	0,4 – 0,6	0,7 – 0,8
Литейные черных металлов	0,6 – 0,8	0,7–0,9
Литейные цветных металлов	0,7–0,8	0,7–0,9
Блоки основных цехов	0,3	0,75
Блоки вспомогательных цехов	0,3	0,75
Штамповочные, механические и токарные	0,25–0,4	0,6–0,8
Инструментальные	0,2–0,25	0,65–0,8
Механосборочные и заготовительные	0,25–0,4	0,65–0,75
Металлоконструкций	0,5–0,7	0,6
Закалочные	0,7	0,75
Кузнечно-прессовые	0,25–0,4	0,65–0,7
Термическая нагрузка (нагревательные печи)	0,8–0,9	0,85–0,95
Кроновая нагрузка, подъемники	0,3–0,4	0,5–0,7
Электросварка	0,3–0,5	0,3–0,5
Деревообделочные, солярные	0,2–0,4	0,6–0,8
Малярные, модельные	0,5–0,6	0,5–0,6
Собственные нужды электростанций	0,7–0,8	0,75–0,8
Лаборатории	0,6–0,9	0,7–0,9
Заводоуправление	0,3–0,5	0,5–0,7
Депо (жд., пожарные)	0,4–0,6	0,6–0,8
Депо электрокар	0,6–0,8	0,75–0,9
Гаражи	0,4–0,6	0,65–0,8
Котельные	0,6–0,8	0,7–0,8
Склады открытые	0,2–0,4	0,6–0,7
Склады закрытые, готовой продукции, магазины	0,6–0,8	0,8–0,1
Столовые	0,6–0,8	0,9
Лесозаводы	0,4–0,6	0,7
Лесосушки	0,76–0,8	0,75–0,9

Таблица ПЗ – Удельная мощность общего равномерного освещения светильников с лампами ДРЛ

Светильники с лампами ДРЛ при освещенности 100 лк				
H_p , м	S , м ²	УПДРЛ	РСП05	СЗ4ДРЛ
6 ... 8	50 ... 65	13	7,3	6,7
	65 ... 90	11,2	6,8	6,3
	90 ... 135	9,4	6,2	5,9
	135 ... 250	7,9	5,6	5,3
	250 ... 500	6,8	5	4,9
	> 500	5,4	4,5	4,3
8...12	70 ... 100	15,8	7,9	7,4
	100 ... 130	13,1	7,4	6,8
	130 ... 200	11,2	6,7	6,2
	200 ... 300	9,3	6,1	5,7
	300 ... 600	7,8	5,5	5,3
	600 ...	6,2	4,8	4,7
	1500	5,3	4,4	4,2
	> 1500			

Таблица П4 – Удельная мощность общего равномерного освещения светильников с люминесцентными лампами

Светильники группы 1 с люминесцентными лампами при освещенности 100 лк					
H_p , м	S , м ²	ЛБ40, 65	ЛД40, ЛБ80, ЛХБ65	ЛХБ80, ЛДЦ40, ЛД65	ЛД80, ЛДЦ65, 80
2 ... 3	10 ... 15	9,8	11	12,4	14,9
	15 ... 25	7,8	8,7	9,7	11,2
	25 ... 50	5,8	6,8	7,5	8,6
	50 ... 150	4,4	5,4	6	6,9
	150 ... 300	4	4,7	5,2	6,1
	> 300	3,6	4,1	4,7	5,4
3 ... 4	10 ... 15	13	15,2	17,6	20
	15 ... 20	11,6	13,6	15,5	18
	20 ... 30	9,9	11,2	13	15,6
	30 ... 50	7,7	8,6	10	12,1
	50 ... 120	5,5	6,4	7,4	8,4
	120 ... 300	4,4	5,2	5,9	6,7
	> 300	3,6	4,1	4,7	5,4

4 ... 6	10 ... 17	15	17,3	20,1	22
	17 ... 25	13,6	15,8	18,2	20
	25 ... 35	12,4	14,4	16,5	18,5
	35 ... 50	10,8	12,1	14,2	15,8
	50 ... 80	8,5	9,5	10,5	11,8
	80 ... 150	6	7	7,9	9,2
	150 ... 400	4,6	5,4	6,2	7
	> 400	3,5	4,1	4,7	5,4

Таблица П5 – Нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов

Группы и виды основных фондов	Норма амортизационных отчислений, %
Воздушные линии электропередачи напряжением от 0,4 до 20 кВ: – на металлических или железобетонных опорах – на опорах из пропитанной древесины и непропитанной лиственницы – на опорах из непропитанной древесины	3,0 4,0 6,0
Воздушные линии электропередачи напряжением 35 – 220, 330 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах	2,0
Воздушные линии электропередачи напряжением 35 – 220 кВ на деревянных опорах из пропитанной древесины и непропитанной лиственницы	3,3
Кабельные линии электропередачи напряжением 10 кВ: со свинцовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях; с алюминиевой оболочкой, проложенные в помещениях	2,0
Кабельные линии электропередачи со свинцовой оболочкой напряжением 6 – 10 кВ, проложенные под водой; кабельные линии электропередачи с алюминиевой оболочкой напряжением до 10 кВ, проложенные в земле	4,0
Кабельные линии электропередачи напряжением до 10 кВ с пластмассовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях; кабельные линии электропередачи напряжением 20 - 35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные под водой	5,0
Кабельные линии электропередачи напряжением 20 – 35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях	3,0
Кабельные линии электропередачи напряжением 110 – 220 кВ, маслонаполненные низкого, среднего и высокого давления, проложенные в земле, в помещениях и под водой	2,0
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства (электрооборудование открытых и закрытых распределительных устройств, выключатели, реакторы, шины, измерительные трансформаторы, изоляторы, силовые трансформаторы, распределительные шины и сборки со всей аппаратурой, преобразователи и другое оборудование)	4,4
Выпрямители селеновые, кремниевые и тиристорные, выпрямительные и преобразовательные устройства всех видов, стабилизаторы напряжений всех видов, инверторы	7,1
Трансформаторы малой мощности шахтные, рудничные (типа ТСШ)	25,0
Взрывобезопасные трансформаторы шахтные, подстанции передвижные, ящики распределительные высоковольтные, комплектные распределительные устройства высокого напряжения (шкафы КРУ), преобразовательные подстанции, конденсаторы, выпрямители всех типов, трансформаторы и трансформаторные подстанции, используемые при строительстве нефтяных и газовых скважин, комплектные трансформаторные подстанции (типа ТСВП-100-630, ПСТП-100-400, ТСВЭ-400-630)	10,0

Таблица П6 – Длительно допустимые токовые нагрузки для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6, 10, 35кВ

Ток при прокладке в земле, А (кабели 6, 10 кВ)				
Номинальное сечение жилы, мм ²	кабель с медной жилой при расположении		кабель с алюминиевой жилой при расположении	
	в плоскости	треугольником	в плоскости	треугольником
35	221	193	172	147
50	250	225	195	170
70	310	275	240	210
95	336	326	263	253
120	380	370	298	288
150	416	413	329	322
185	466	466	371	364
240	531	537	426	422
300	590	604	477	476
400	633	677	525	541
500	697	759	587	614
630	762	848	653	695
800	825	933	719	780
Ток при прокладке в земле, А (кабели 35 кВ)				
50	230	225	185	175
70	290	270	225	215
95	336	326	263	253
120	380	371	298	288
150	417	413	330	322
185	466	466	371	365
240	532	538	426	422
300	582	605	477	476
400	635	678	426	541
500	700	762	588	615
630	766	851	655	699
800	830	942	722	782
Ток при прокладке на воздухе, А (кабели 6, 10 кВ)				
35	250	203	188	155
50	290	240	225	185
70	360	300	280	230
95	448	387	349	300
120	515	445	403	346
150	574	503	452	392
185	654	577	518	450
240	762	677	607	531
300	865	776	693	609
400	959	891	787	710
500	1081	1025	900	822
630	1213	1166	1026	954
800	1349	1319	1161	1094

Продолжение таблицы П6

Ток при прокладке на воздухе, А (кабели 35 кВ)				
50	290	250	225	190
70	365	310	280	240
95	446	389	348	301
120	513	448	402	348
150	573	507	451	394
185	652	580	516	452
240	760	680	605	533
300	863	779	690	611
400	957	895	783	712
500	1081	1027	897	824
630	1213	1172	1023	953
800	1351	1325	1159	1096

Таблица П7 – Среднее число часов использования максимальной нагрузки для различных категорий потребителей и отраслей промышленности

Тип нагрузки	T _{max} , ч
По категориям потребителей	
Внутреннее освещение городов	1500-2500
Наружное освещение городов	2000-3600
Промышленные предприятия, работающие:	
1) в одну смену	2000-3000
2) в две смены	3000-4500
3) в три смены	4500-7000
По отраслям промышленности	
Топливная промышленность: угледобыча закрытая	4200
Топливная промышленность: угледобыча открытая	5000
Топливная промышленность: нефтедобыча	7500
Топливная промышленность: нефтепереработка	8000
Топливная промышленность: торфоразработка	2500
Металлургия черная (в среднем)	6500
Тип нагрузки	
Металлургия доменное производство	5000
Металлургия мартеновское производство	7000
Металлургия ферросплавное производство	5800
Металлургия коксохимическое производство	6500
Металлургия цветная	7500
Горнорудная промышленность	5000
Химия (в среднем)	8000

Продолжение таблицы П7

Химия: анилинокрасочный завод	7000
Химия: завод азотных удобрений	8000
Химия: завод синтетических волокон	8000
Машиностроение: завод тяжелого машиностроения	4000
Машиностроение: станкостроительный завод	4500
Машиностроение: инструментальный завод	4200
Машиностроение: шарикоподшипниковый завод	5300
Машиностроение: автотракторный завод	5000
Машиностроение: завод подъемно-транспортного оборудования	3500
Машиностроение: завод сельхозмашин	5300
Машиностроение: авторемонтный завод	4000
Машиностроение: паровозовагоноремонтный завод	4000
Машиностроение: приборостроительный завод	3200
Машиностроение: завод электротехнического оборудования	4500
Машиностроение: металлообрабатывающий завод	4400
Целлюлозно-бумажная промышленность	6000
Деревообрабатывающая и лесная промышленность	3000

Таблица П8 – Длительно допустимые токовые нагрузки для кабелей с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами для выбора сетей питания ВРУ

Сечение жил, мм ²	Длительно допустимый ток, А				
	Одножильный в воздухе	Двухжильный		Трехжильный	
		в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4,0	31	29	42	27	38
6,0	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385

Таблица П9 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	1001 – 3000	3001 – 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины			
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
Медные	3,0	2,5	2,0
Алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
Медные	3,5	3,1	2,7
Алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Таблица П10 – Время действия токов КЗ для различных участков сети 6 – 10 кВ

Участок сети	Число ступеней защиты в схеме сети	Время действия токов КЗ, с
ГПП – ЦРП	3	2,6
ГПП – РП	2	1,6 (1,1)
ЦРП – РП	2	1,6 (1,1)
РП – ТП	2 – 3	0,6
ГПП – ТП	2 – 3	0,6

Таблица П11 – Технические характеристики трансформаторов для комплектных трансформаторов подстанций (на 6 и 10 ТМЗ)

Тип	Номинальная мощность, кВА	Потери, кВт		Uкз, %	Iхх, %
		хх	кз		
ТМЗ-160/6-10					
ТМЗ-250/10					
ТМЗ-400/10					
ТМЗ-630/10	630	1,31	7,6	5,5	1,8
ТМЗ-1000/10	1000	1,9	10,8	5,5	1,2
ТМЗ-1600/10	1600	2,65	16,5	6,0	1,0
ТМЗ-2500/10	2500	3,75	24	6,0	0,8
ТМВМЗ-630/10	630	1,2	8,5	5,5	0,4
ТМВМЗ-1000/10	1000	1,65	11,0	5,5	0,4
ТСЗЛ-630/10	630	1,65	7,1	5,5	1,4
ТСЗЛ-1000/10	1000	2	10,2	5,5	1,0
ТСЗЛ-1600/10	1600	2,8	15,0	5,5	0,7
ТСЗЛ-2500/10	2500	4,6	20,5	6,0	0,65

Таблица П12 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6, 10 кВ

Тип	S _{ном} , кВ·А	Каталожные данные					
		U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТМ-25/6	25	6,3	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	0,6 – 0,69	0,105 – 0,125	3,2
ТМ-25/10	25	10	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	0,6 – 0,69	0,105 – 0,125	3,2
ТМ-40/6	40	6,3	0,23	4,5 – 4,7	0,88	0,24	4,5
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,5	0,88 - 1	0,15 – 0,18	3,0
ТМ-63/6	63	6,3	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	1,28 – 1,47	0,36	4,5
ТМ-63/10	63	10	0,4; 0,23	4,7	1,28 – 1,47	0,22	2,8
ТМ-100/6	100	6,3	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	1,97 – 2,27	0,31 – 0,365	2,6
ТМ-100/10	100	10	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	1,97 – 2,27	0,31 – 0,365	2,6
ТМ-160/6-10 У1*	160	6,3; 10	0,4; 0,23; 0,69	4,5 – 4,7	2,67 – 3,1	0,46 – 0,54	2,4
ТМ-250/10 У1*	250	10	0,4; 0,23	4,5 – 4,7	3,7 – 4,2	1,05	2,3 – 3,7
ТМ-400/10 У1*	400	10	0,4; 0,23; 0,69	4,5	5,5 – 5,9	0,92 – 1,08	2,1 – 3,0
ТМ-630/10 У1*	630	10	0,23; 0,4; 0,69	5,5	7,6 – 8,5	1,42 – 1,68	2,0 – 3,0
ТМГ12	630	6;10	0,4	5,5	6,75	0,8	0,6
ТМ-1000/6	1000	6,3	0,23; 0,4; 0,69	8	12,2	2,3 – 2,75	1,5
ТМ-1000/10	1000	10	0,23; 0,4; 0,69	5,5	12,2 – 11,6	2,1 – 2,45	1,4 – 2,8
ТМГ12	1000	6;10	0,4	5,5	10,5	1,1	0,5
ТМ-1600/10	1600	10	0,4; 0,69	5,5	18	2,8 – 3,3	1,3 – 2,6
ТМ-2500/10	2500	10	0,69 – 10,5	5,5	25 – 23,5	3,9 – 4,6	1,0
ТМ-4000/10 У1*	4000	10	3,15; 6,3	7,5	20	4,1	1,2
ТМ-6300/10 У1*	6300	10	3,15; 6,3; 10,5	7,8	21	4,9	1,5

Примечания: 1. ТМГ12 – энергосберегающие трансформаторы Минского электротехнического предприятия имени В.И. Козлова;
2. * – трансформаторы ОАО «Запорожтрансформатор» 1999-2000 гг. выпуска.

Таблица П13 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 20; 35 кВ

Тип	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные					
		U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТМ-100/35	0,1	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6
ТМ-160/35	0,16	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4
ТМ-250/35	0,25	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5
ТМН(ТМ)-1000/35 У1*	1	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4
ТМН(ТМ)-1600/35 У1*	1,6	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1
ТМН(ТМ)-2500/35 У1*	2,5	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1
ТМН(ТМ)-4000/35 У1*	4,0	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0
ТМН(ТМ)-4000/20 У1*	4,0	20	6,3; 11	7,5	34	6,8	1,1
ТМН(ТМ)-6300/35 У1*	6,3	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9
ТМН(ТМ)-6300/20 У1*	6,3	20	6,3; 11	7,5	47	9,5	0,8
ТД-10000/35	10	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8
ТМН-10000/35	10	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8
ТДНС-10000/35 У1*	10	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6
ТД-16000/35	16	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6
ТДНС-16000/35 У1*	16	36,75	6,3; 10,5	10	85	18	0,55
ТДНС-16000/20 У1*	16	36,75	6,3; 10,5	10	83	15	0,53
ТРДНС-25000/35	25	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,5
ТРДНС-32000/35	32	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45
ТРДНС-40000/35	40	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,4
ТРДНС-63000/35	63	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,3

Примечания: 1. Трансформаторы типа ТМ, указанные в скобках, имеют ПБВ ±2×2,5% на стороне ВН.

2. * - трансформаторы ОАО «Запорожтрансформатор» 1999-2000 гг. выпуска.

Таблица П14 – Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	S _{ном} , МВ·А	Каталожные данные								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5(11); 13,8	6,3(6,6)	7,5	7,5	16,5	55	12	0,85
ТДТН-10000/35	10	36,75	10,5(11); 13,8(15,75)	6,3(6,6)	16,5/8	8/16,5	7,2/7,2	75	18	0,85
ТДТН-16000/35	16	36,75	10,5(11); 13,8(15,75)	6,3(6,6)	17/8	8/17	7,5/7,5	115	0,65	0,65

Таблица П15 – Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S ном, МВ·А	Каталожные данные								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/110 У1*	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2
ТДТН-10000/110 У1*	10	115	22; 38,5; 16,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1
ТДТН-16000/110	16	115	22; 38,5; 11	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1
ТДТН-25000/110 У1*	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДТНЖ-25000/110 У1*	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	140	42	0,9
ТДТН-40000/110 У1*	40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	43	0,6
ТДТНЖ-40000/110 У1*	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	63	0,8
ТДТН-63000/110 (ТДЦТН) У1*	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7

Примечания: 1. *- трансформаторы ОАО «Запорожтрансформатор» 1999-2000 гг. выпуска.

2. в обозначении: Ж – для электрификации железных дорог.

Таблица П16 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{но} м, МВ· А	Каталожные данные					
		U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5
ТМН-6300/110 У1*	6,3	115	6,6; 11; 16,5	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110 У1*	10	115	6,6; 11; 16,5	10,5	60	14	0,7
ТДН-16000/110 У1*	16	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7
ТДНЖ-25000/110	25	115	27,5	10,5	120	30	0,7
ТРДН-25000/110 У1* (ТРДНФ)-25000/110	25	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7
ТДН-40000/110 У1*	40	121	3,15; 6,3; 10,5	17	160	50	0,65
ТРДН-40000/110 У1*	40	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65
ТРДНС-40000/110	40	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	175	42	0,7
ТРДН-63000/110 У1*	63	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6
ТРДЦНК-63000/110	63	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,6
ТДН-80000/110	80	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и ТД с ПБЗ на стороне ВН.

2. * – трансформаторы ОАО «Запорожтрансформатор» 1999-2000 гг. выпуска.

Таблица П16 - Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
		ВН	НН				
ТРДН-32000/220	32	230	6,6/6,6; 11/11; 6,6/11	12	167	53	0,9
ТРДНС-40000/220 У1*	40	230	6,6/6,6; 11/11	12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,8
ТДЦ-80000/220 У1*	80	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6

Примечание: * – трансформаторы ОАО «Запорожтрансформатор» 1999-2000 гг. выпуска.

Таблица П17-Технические характеристики синхронных двигателей насосов 6 кВ

Типоразмер двигателей	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %
СДН-2			
16-31-6	800	1000	95,3
16-36-6	1000		95,5
16-49-6	1250		95,9
16-59-6	1600		96,2
16-74-6	2000		96,6
17-56-6	2500		96,7
17-71-6	3200		96,9
17-89-6	4000		97,1
16-36-10	630	600	94,4
16-44-10	800		94,9
16-56-10	1000		95,1
СДН-3			
16-36-12	500	500	93,7
16-44-12	630		94,2
17-31-12	800		94,3
17-39-12	1000		94,9
17-49-12	1250		95,3
18-64-12	2500		96,2
17-19-16	315	375	91,1
17-21-16	400		91,4
17-26-16	500		92,5
СТД-630-2УХЛ4	630	300	95,8
СТД-800-2УХЛ4	800		96
СТД-1000-2УХЛ4	1000		96,3
СТД-1000-2ЗУ5	1000	500	96,3
СТД-1600-2УХЛ4	1600		96,8
СТД-1600-2ЗУ5	1600		96,9
СТД-2000-2УХЛ4	2000		96,9
СТД-2500-2УХЛ4	2500	750	97,2
СТД-3150-2УХЛ4	3150		97,3
СТД-4000-2УХЛ4	4000		97,5

Таблица П18-Технические характеристики синхронных двигателей насосов 10 кВ

Типоразмер двигателей	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %
СДН-2			
16-31-8	630	750	94,3
16-36-8	800		94,9
16-46-8	1000		95,4
16-59-8	1250		95,7
17-21-8	2000		96,2
17-71-8	2500		96,5
17-44-10	1250	600	94,4
17-51-10	1600		94,9
17-64-10	2000		95,1
СДН-3			
17-31-16	630	375	93,3
17-41-16	800		94,1
19-39-16	1600		95,3
17-26-20	315	300	91
17-31-20	400		91,7
17-41-20	500		92,8
20-49-20	3150		96
18-34-24	500	250	92,8
19-34-24	1250		94,5
19-49-24	1600		95,3
СТД-630-2УХЛ4	630	300	95,6
СТД-800-2УХЛ4	800		95,8
СТД-1000-2УХЛ4	1000		96
СТД-1000-23У5	1000	500	96
СТД-1600-2УХЛ4	1600		96,5
СТД-1600-23У5	1600		96,6
СТД-2000-2УХЛ4	2000		96,6
СТД-2500-2УХЛ4	2500	750	96,8
СТД-3150-2УХЛ4	3150		97
СТД-4000-2УХЛ4	4000		97,2

Таблица П19 - Технические характеристики синхронных двигателей компрессоров 6кВ

Типоразмер двигателей	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %
СД2 (6000) 74/41 -6У3	315	1000	93,8
СД2 (6000) 74/41 -6О4	280		94,6
СД2 (6000) 74/47 -6У3	400		94,8
СД2 (6000) 74/47 -6О4	355		95,6
СД2 (6000) 74/49 -8У3	315	750	96,2
СД2 (6000) 74/49 -8О4	280		96,2
СД2 (6000) 85/37 -6У3	500	1000	96
СД2 (6000) 85/37 -6О4	450		96,5
СД2 (6000) 85/40 -10У3	315	600	96,3
СД2 (6000) 85/40 -10О4	280		96,3
СД2 (6000) 85/40 -8У3	400	750	95,5
СД2 (6000) 85/40 -8О4	355		95,6
СД2 (6000) 85/45 -6У3	630	1000	96,5
СД2 (6000) 85/45 -6О4	560		95,8
СД2 (6000) 85/47 -10У3	400	600	96
СД2 (6000) 85/47 -10О4	355		96,3
СД2 (6000) 85/47 -8У3	500	750	96,3
СД2 (6000) 85/47 -8О4	450		96,8
СД2 (6000) 85/57 -10У3	500	600	96,9
СД2 (6000) 85/57 -10О4	450		96,9
СД2 (6000) 85/57 -6У3	800	1000	96,9
СД2 (6000) 85/57 -6О4	710		97,2
СД2 (6000) 85/57 -8У3	630	750	97,3
СД2 (6000) 85/57 -8О4	560		97,5
СТД 3150 23УХЛ4	3150	3000	96,2
СТД 1600 2РУХЛ4	1600	3000	96,2
СТД2-4000-2УХЛ4	4000	3000	96
СТД 1250 2РУХЛ4	1250	3000	96,5
СТД2-3150-2УХЛ4	3150	3000	96,3
СТД 4000 2РУХЛ4	4000	3000	96,3
СТД 1000 23У5	1000	3000	95,5
СТД 2500 23УХЛ4	2500	3000	96,5
СТД 1000 23УХЛ4	1000	3000	95,8
СТД 3150 2РУХЛ4	3150	3000	96
СТДП-4000-2УХЛ4	4000	3000	96,3
СТД 800 23УХЛ4	800	3000	96,3
СТД 1600 23УХЛ4	1600	3000	96,8
СТД 630 2РУХЛ4	630	3000	97,2

Таблица П20 -Технические характеристики синхронных двигателей компрессоров 10кВ

Типоразмер двигателя	Мощность		Частота вращения, об/мин	КПД, %
	активная, кВт	полная, кВА		
СД КМ2-16-24-12КУХ Л4	315	385	500	92,2
СД КМ2-16-29-12КУ Х Л 4	400	480	500	93
СД КМ2-16-36-12КУ ХЛ4	800	940	500	94,5
СД КМ2-17-26-12КУХЛ4	630	740	500	94
СД КМ2-17-31 -12КУХЛ4	800	940	1000	94,5
СТДП-1250-2УХЛ4	1250	1450	1500	96,5
СТДП-1600-2УХЛ4	1600	1850	1500	96,7
СТДП-2000-2УХЛ4	2000	2300	1500	96,6
СТДП-2500-2УХЛ4	2500	3870	1500	96,7
СТДП-3150-2УХЛ4	3150	3680	1000	96,8
СТДП-4000-2УХЛ4	4000	4560	1000	96,9
СТДП-5000-2УХЛ4	5000	5740	1000	97,2
СТДП-6300-2УХЛ4	6300	7230	1000	97,4
СТД-630-2УХЛ4	630	735	1000	95,8
СТД-800-2УХЛ4	800	935	1000	95,9
СТД-1000-2УХЛ4	1000	1160	750	96,3
СТД-1250-2УХЛ4	1250	1450	750	96,5
СТД-1600-2УХЛ4	1600	1850	750	97,2
СТД-2000-2УХЛ4	2000	2300	1000	97,2
СТД-3150-2УХЛ4	3150	3680	1000	97,3
СТД-4000-2УХЛ4	4000	4580	750	97,5

Таблица П21–Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий

Провод		Длительно допустимый ток, А	Общая стоимость, тыс. у.е. /км		
Марка	сечение		Деревянные опоры	Деревянные опоры с ж/б приставками	Железобетонные опоры
6-10кВ					
А	25	135	1,65	1,35	1,1
	35	170	1,75	1,45	1,12
	50	215	1,8	1,6	1,26
	70	265	2,15	1,83	1,45
	95	320	2,4	2,1	1,75
	120	375	2,65	2,35	2
АС	16	105	1,65	1,38	1,17
	25	130	1,75	1,5	1,25
	35	175	1,85	1,63	1,35
	50	210	1,97	1,75	1,5
	70	265	2,18	1,95	1,7
	95	320	2,45	2,2	1,95
	120	375	2,7	2,45	2,2

Таблица П22 - Технико-экономические характеристики двухцепных воздушных линий

Провод		Длительно допустимый ток, А	Общая стоимость, тыс. у.е. /км		
Марка	сечение		Стальные	Ж/б с одновременной подвеской двух цепей	Ж/б с одновременной подвеской одной цепи
110кВ					
А	70	265	15,9	13,3	10,8
	95	320	16,5	13,8	11,4
	120	375	17,1	14,4	11,9
	150	440	17,7	15,1	12,5
	185	500	18,7	15,8	13,3
	240	590	19,7	17,1	14,5
	300	690	21,1	18,2	15,7
АС	70	265	16,1	13,5	11,0
	95	330	16,6	14,0	11,6
	120	380	17,2	14,6	12,1
	150	445	17,9	15,2	12,8
	185	510	18,7	16,0	13,6
	240	610	19,9	17,2	14,7
	300	690	21,3	18,4	15,9

Таблица П.23 -Технико-экономические характеристики кабелей с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией без стоимости траншей и конструкций

	Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А	Стоимость 1 км линии, тыс. у.е.		
			Вид прокладки		
			в траншее	на конструкциях	В блоке
6кВ	10	60	1,94	2,1	2,
	16	80	2,1	2,2	2,5
	25	105	2,3	2,4	2,7
	35	125	2,5	2,6	2,9
	50	155	2,8	2,9	3,2
	70	190	3,2	3,2	3,6
	95	225	3,6	3,7	4,2
	120	260	4,0	4,2	4,7
	150	300	4,6	4,8	5,4
	185	340	5,2	5,6	6,2
10кВ	240	390	6,1	6,4	7,4
	16	75	2,36	2,44	3,95
	25	90	2,54	2,6	3,16
	35	115	2,77	2,8	3,39
	50	140	3,1	3,2	3,8
	70	165	3,5	3,6	4,24
	95	205	4,0	4	4,8
	120	240	4,6	4,7	5,4
	150	275	5,2	5,3	6,1
	185	310	5,9	6,1	6,9
240	365	7,1	7,2	8,2	

Таблица П24 - Техничко-экономические характеристики кабелей с медными жилами и пластмассовой изоляцией без стоимости траншей и конструкций

	Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А	Стоимость 1 км линии, тыс. у.е.		
			Вид прокладки		
			в траншее	на конструкциях	В блоке
6кВ	10	80	2,31	2,3	2,9
	16	105	2,55	2,5	3,1
	25	135	2,93	2,8	3,5
	35	180	3,36	3,2	3,8
	50	200	3,95	3,8	4,5
	70	245	4,76	4,5	5,4
	95	295	5,74	5,37	6,3
	120	340	6,7	6,4	7,4
	150	390	7,9	7,4	8,6
	185	440	9,3	8,7	10,1
	240	510	11,5	10,8	12,4
10кВ	16	95	2,9	2,8	3,2
	25	120	3,4	3,1	3,5
	35	150	3,7	3,5	4,0
	50	180	4,4	4,1	4,6
	70	285	3,8	3,8	4,9
	95	340	4,9	4,9	5,1
	120	390	5,9	5,9	6,2
	150	435	7,2	7,2	7,5
	185	490	8,5	8,7	9,3
		240	570	10,9	10,9

Таблица П25 - Строительные работы по прокладке кабеля в траншеях на 1км

Количество кабелей	Стоимость работ, тыс. у.е.
1	21,42
2	22,97
3	24,57
4	29,14
5	33,76
6	36,37
7	41,08
8	45,75
9	56,47
10	67,2

Таблица П26 - Техничко-экономические показатели трансформаторных подстанций

Напряжение, кВ	Тип и мощность подстанции	Стоимость, тыс. у.е.
36/6-10	ГПП-35 1x4000	86,19
	ГПП-35 1x6300	88,69
	ГПП-35 1x10000	97,32
	ГПП-35 2x4000	158,44
	ГПП-35 2x6300	163,44
	ГПП-35 2x10000	180,69
110/6-10	ГПП-110 1x6300	96,37
	ГПП-110 1x10000	109,79
	ГПП-110 1x16000	116,1
	ГПП-110 2x6300	178,6
	ГПП-110 2x10000	205,2
	ГПП-110 2x16000	217,1
	ГПП-110 2x25000	302,5
	ГПП-110 2x32000	320,6
	ГПП-110 2x40000	342,2
	ГПП-110 2x63000	357,9

Таблица П27 - Технико-экономические характеристики закрытых распределительных устройств

Оборудование	Уровень напряжения, кВ	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. у.е.
Ввод или отходящая линия с ЗА	10	10000	2,18
Ячейка с выключателем	10	600,1500	2,65
Воздушный выключатель	10		8,14
Воздушный выключатель	110		31,9

Министерство образования Республики Беларусь
Учреждение образования
"Гомельский государственный технический университет
имени П.О. Сухого"

Наименование факультета Энергетический

Утверждаю

Зав. кафедрой _____

"__" _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

по курсовому проектированию

Студенту Иванову Петру Николаевичу, гр. Э-44

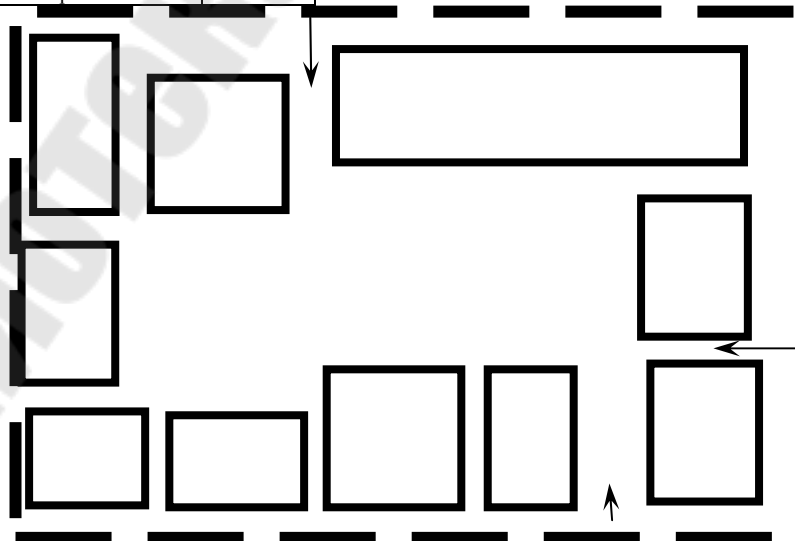
1. Тема проекта Электроснабжение ... предприятия

2. Срок сдачи студентом законченного проекта 10.12.201 г.

3. Исходные данные к проекту

$S_{нт}, мВА$	$U_{вн}, кВ$	$U_{нн}, кВ$	$S_{кз}, кВА$	$L, км$

№ на плане	Наименование цеха	Руст, квт
1	Механический	840
2	Сварочный	560
3	Заготовительный	1200
4	Кузнечный	1620
5	Заточной	480
6	Закалочный	2460
7	Шлифовальный	380
8	АБК	420
9	Ремонтно-механический	По расчету
10	Механо-сборочный	620



4. Содержание расчетно-пояснительной записки

Введение 1. Характеристика и анализ основных исходных данных для проектирования систем внешнего и внутрив заводского электроснабжения.

2. Определение расчетных электрических нагрузок цехов и предприятия в целом. 2.1 Определение расчетных силовых нагрузок цехов. 2.2 Определение расчетных осветительных и суммарных (силовой и осветительной) нагрузок цехов. 2.3 Определение расчетной нагрузки предприятия.

3. Составление картограммы и определение условного центра электрических нагрузок предприятия.

4. Техничко-экономическое обоснование (по укрупненным показателям) выбора напряжения внешнего электроснабжения по минимуму приведенных затрат. 5. Выбор единичных мощностей и количества трансформаторов цеховых ТП предприятия. 6. Компенсация реактивных нагрузок в электрических сетях предприятия. 6.1 Определение экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы. 6.2 Расчет мощности и выбор батарей конденсаторов для сети напряжением до 1 кВ. 6.3 Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями. 6.4 Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела энергоснабжающей организации и потребителя и при необходимости определение мощности батарей конденсаторов для сети напряжением выше 1 кВ.

7. Разработка схемы электроснабжения завода.

8. Расчет токов КЗ и выбор основного электрооборудования и электроаппаратуры. 9. Выбор и описание способов прокладки электрических сетей внешнего и внутрив заводского электроснабжения.

10. Электрический расчет сетей внешнего и внутрив заводского электроснабжения. Заключение. Список используемой литературы.

5. Перечень графического материала

1 лист (А1) – генплан промышленного предприятия с электрической сетью и картограммой нагрузок. Кабельный журнал.

2 лист (А1) Полная однолинейная схема электроснабжения предприятия.

6. Консультанты по проекту Ус А.Г.

7. Дата выдачи задания 05.09.201 г.

8. Календарный график работы над проектом на весь период проектирования (с указанием сроков выполнения и трудоемкости отдельных этапов)

п. 1, 2, 3 – 15.09

п. 10, 11, 12 – 27.10

п. 4, 5 – 29.09

п. 13, 14 – 10.11

п. 6, 7 – 13.10

лист 1 – 17.11

п. 8, 9 – 20.10

сдача проекта на проверку – _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(дата и подпись студента)

Таблица П11 – Условные обозначения элементов сети

Условное обозначение	Наименование
	Провод, кабель
	Кабель 10 кВ
	Распределительный пункт
	Трансформаторная подстанция
	Вводно-распределительное устройство
	Счетчик активной энергии
	Счетчик реактивной энергии
	Заземление
	Соединение разъемное
	Силовой двухобмоточный трансформатор
	Трансформатор тока с двумя вторичными обмотками
	Выключатель высокого напряжения
	Выключатель нагрузки
	Предохранитель

**Ус Анатолий Георгиевич
Бахмутская Валентина Владимировна
Капанский Алексей Александрович и др.**

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**Учебно-методическое пособие
к курсовому проектированию для студентов
специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
электрооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 16.03.16.

Рег. № 31Е.
<http://www.gstu.by>