

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Омский государственный технический университет»

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА БАКАЛАВРА
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

Учебное пособие

Под общей редакцией В. К. Грунина

Омск
Издательство ОмГТУ
2016

УДК 621.311(075)
ББК 31.28я73
В92

Авторы:

*В. К. Грунин, В. Н. Горюнов, В. А. Ощепков,
П. В. Рысев, Е. П. Жилenko*

Рецензенты:

П. А. Катрич, к.т.н., начальник управления энергоинспекции
ООО «Омская энергосбытовая компания»;

Ю. И. Кондратьев, к.т.н., доцент кафедры
«Электроснабжение железнодорожного транспорта» ОмГУПС

В92 Выпускная квалификационная работа бакалавра по проектированию систем электроснабжения промышленных объектов : учеб. пособие / [В. К. Грунин и др.] ; под общ. ред. В. К. Грунина ; Минобрнауки России, ОмГТУ. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2016. – 156 с. : ил.

ISBN 978-5-8149-2185-7

Изложены требования к оформлению выпускной работы, описаны структура и этапы разработки ВКР по программе бакалавриата. Подробно рассмотрены вопросы оформления расчётно-пояснительной записки и графического материала, приведен пример выполнения ВКРБ. Изложены требования к подготовке выпускной работы к защите, описана процедура защиты в ГЭК.

Предназначено для выпускников вузов, обучающихся по программе бакалавриата и направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», очной и заочной форм обучения.

УДК 621.311(075)
ББК 31.28я73

*Печатается по решению редакционно-издательского совета
Омского государственного технического университета*

ISBN 978-5-8149-2185-7

© ОмГТУ, 2016

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
АД – асинхронный двигатель;
БСК – батарея статических конденсаторов;
ВКР – выпускная квалификационная работа;
ВКРБ – выпускная квалификационная работа бакалавра;
ВН – высшее напряжение;
ВРУ – вводно-распределительное устройство;
ГРЩ – главный распределительный щит;
ГЭК – государственная экзаменационная комиссия;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ИП – источник питания;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КСО – камера стационарная одностороннего обслуживания;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЭП – линия электропередачи;
НН – низшее напряжение;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПАР – послеаварийный режим;
ПВ – продолжительность включения;
ПГВ – подстанция глубокого ввода;
ПKN – предохранитель кварцевый для защиты ТН;
ПКТ – предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов;
ППЭ – пункт приема электрической энергии;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
РЗ – релейная защита;
РМЦ – ремонтно-механический цех;
РП – распределительный пункт электроэнергии;
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
СД – синхронный двигатель;
СП – силовой распределительный пункт электроэнергии;
СЭС – система электроснабжения;
ТН – трансформатор напряжения;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ – трансформатор тока;
ЦЭН – центр электрических нагрузок;
ЭП – приемник электрической энергии (электроприемник);
ЭУ – электроустановка.

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Аварийный режим – кратковременный переходный режим, связанный с нарушением нормального режима и продолжающийся до отключения поврежденного элемента. ПУЭ.

Вводное устройство – запирающийся щиток, укрепленный на наружной стене здания и предназначенный для ввода наружной проводки или кабеля, их последующего ввода в здание и транзитного вывода, идущего к следующему зданию. ГОСТ Р 50669-94.

Взрывобезопасное электрооборудование – взрывозащищенное электротехническое изделие, в котором взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты. ГОСТ 18311-80.

Взрывобезопасность – состояние производственного процесса, при котором исключается возможность взрыва или в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей вызываемых им опасных и вредных факторов и обеспечивается сохранение материальных ценностей. ГОСТ 12.1.010-76. СТ СЭВ 3517-81.

Воздушная линия электропередачи – линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов. ГОСТ 24291-90.

Встроенная подстанция – электрическая подстанция, занимающая часть здания. ГОСТ 24291-90.

Выключатель – аппарат, который предназначен для осуществления оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах и для выполнения операций включения и отключения отдельных цепей. СТ МЭК 50(441)-84.

Выключатель нагрузки – выключатель, предназначенный для коммутации электрических цепей в нормальных условиях эксплуатации и в определенных условиях перегрузки, а также для пропускания в течение заданного интервала времени токов в условиях, отличных от нормальных. СТ СЭВ 1936-79.

Главная схема электрических соединений – совокупность основного электрооборудования подстанции (трансформаторы, ЛЭП), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Допустимая перегрузка трансформатора – перегрузка трансформатора, разрешенная нормативным документом. ГОСТ 14209-97.

Допустимый длительный ток проводника – ток, который может длительно протекать по проводнику, причем установившаяся температура проводника не должна превышать заданное значение при определенных условиях. ГОСТ Р 50571.1-93.

Заземление – преднамеренное электрическое соединение какой-либо части электроустановки с заземляющим устройством. ГОСТ 14291-90.

Заземленная нейтраль – нейтраль генератора (трансформатора), присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление. ГОСТ 12.1.030-81.

Заземляющее устройство – совокупность электрически соединенных заземлителя и заземляющих проводников. ГОСТ 14291-90.

Закрытая подстанция – электрическая подстанция, оборудование которой расположено в здании. ГОСТ 24291-90.

Закрытое распреустройство (ЗРУ) – электрическое распреустройство, оборудование которого расположено в помещении. ГОСТ 24291-90.

Измерительный трансформатор – трансформатор, предназначенный для передачи информационного сигнала измерительным приборам, счетчикам, устройствам защиты и управления. СТ МЭК 50(321)-86.

Изолированная нейтраль – нейтраль генератора (трансформатора), не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление. ГОСТ 12.1.030-81.

Кабельная линия электропередачи – линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на конструкции. ГОСТ 24291-90.

Класс точности трансформатора тока (напряжения) – обобщенная характеристика трансформатора тока (напряжения), определяемая установленными пределами допустимых погрешностей при заданных условиях работы. ГОСТ 18685-73.

Код IP – система кодификации, применяемая для обозначения степеней защиты, обеспечиваемых оболочкой, от доступа к опасным частям, попадания внешних твердых предметов и воды. ГОСТ 14254-96.

Коммутационный электрический аппарат – электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрических цепей и проведения тока. ГОСТ 17703-72.

Компенсация реактивной мощности – целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения, а в распределительных сетях и с целью снижения потерь электроэнергии.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) – подстанция, состоящая из шкафов или блоков со встроенными в них трансформаторами и другим оборудованием распределительного устройства, поставляемая в собранном или подготовленном для сборки виде. ГОСТ 24291-90.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – электрическое распределительное устройство, состоящее из шкафов или блоков со встроенными в них оборудованием, устройствами управления, контроля, защиты, автоматики и сигнализации, поставляемое в собранном или подготовленном для сборки виде. ГОСТ 24291-90.

Конденсаторная установка – электроустановка, состоящая из конденсаторов и относящегося к ней вспомогательного электрооборудования. ГОСТ 27389-87.

Короткое замыкание – замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима. ГОСТ 26522-85.

Коэффициент замыкания на землю – отношение наибольшего фазного напряжения в месте металлического замыкания на землю к напряжению в той же точке при отсутствии замыкания. ГОСТ 24291-90.

Коэффициент использования установленной мощности электроустановки – отношение среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за установленный интервал времени. ГОСТ 19431-84.

Коэффициент мощности – отношение активной мощности к полной. ГОСТ 19880-74.

Коэффициент одновременности – отношение совмещенного максимума нагрузки энергоустановок потребителей к сумме максимумов нагрузки этих же установок за тот же интервал времени. ГОСТ 19431-84.

Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности – отношение действующего значения напряжения обратной последовательности к действующему значению напряжения прямой последовательности. ГОСТ 32144-2013.

Коэффициент нулевой последовательности напряжения (тока) – величина, равная отношению напряжения (тока) нулевой последовательности к фазному напряжению (току) прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения. ГОСТ 23875-88.

Коэффициент спроса – отношение совмещенного максимума нагрузки приемников энергии к их суммарной установленной мощности. ГОСТ 19431-84.

Линия электропередачи (ЛЭП) – электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии. ГОСТ 24291-90.

Магистральная линия электропередачи – линия электропередачи, от которой отходят несколько ответвлений. ГОСТ 24291-90.

Маслонаполненный кабель – кабель давления, в котором масло является средой, создающей давление, и который обеспечивает свободное продвижение масла по кабелю. СТ МЭК 50(461)-84.

Масляный выключатель – выключатель, контакты которого размыкаются и замыкаются в масле. СТ МЭК 50(441)-84.

Масляный трансформатор – трансформатор с жидким диэлектриком, в котором основной изолирующей средой и теплоносителем служит трансформаторное масло. ГОСТ 16110-82.

Мачтовая трансформаторная подстанция – открытая трансформаторная подстанция, оборудование которой установлено на одной или нескольких опорах линии электропередачи, не требующая наземных ограждений. ГОСТ 24291-90.

Межсистемная связь – одна или несколько линий электропередачи, непосредственно соединяющие разные энергосистемы по ГОСТ 24291-90.

Многотарифный счетчик – счетчик, снабженный несколькими счетными механизмами, приводимыми в движение в течение строго определенных интервалов времени, которым соответствуют различные тарифы. ГОСТ 6570-96.

Мощность электроустановки – суммарная активная мощность, отдаваемая в данный момент времени генерирующей электроустановкой (группой электроустановок) приемникам электрической энергии, включая потери в электрических сетях. ГОСТ 19431-84.

Напряжение короткого замыкания трансформатора – напряжение короткого замыкания пары обмоток для двухобмоточного и три значения напряжения короткого замыкания для трех пар обмоток: высшего и низшего, высшего и среднего, среднего и низшего напряжения – для трехобмоточного трансформатора. ГОСТ 16110-82.

Надежность – свойство объекта (электроустановки) обеспечивать требуемые функции (бесперебойное электроснабжение потребителей) в заданном объеме и нужного качества. ПУЭ.

Напряжение смещения нейтрали – напряжение между реальной или искусственной нейтралью и землей или корпусом электротехнического оборудования. ГОСТ 23875-88.

Нейтраль – общая точка соединенных в звезду фазных обмоток (элементов) электрооборудования. ГОСТ 24291-90.

Независимые источники питания – источники питания, схема и конструктивное исполнение которых и питающих их электрических сетей таковы, что при отказе одного из них снижение качества электроэнергии на другом (других) ИП не превышает установленных пределов в любой момент времени, включая время аварийного режима на первом ИП.

Примечание. К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

1) каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин. ПУЭ.

Низковольтное комплектное устройство – совокупность низковольтных аппаратов, устройств управления, измерения, сигнализации, защиты, регулирования и т.п., смонтированных на единой конструкторской основе со всеми внутренними элементами и механическими соединениями и конструктивными элементами. ГОСТ 22789-94. СТ МЭК 439-1-85.

Номинальная мощность конденсатора – реактивная мощность, на которую рассчитан конденсатор, при номинальном напряжении, номинальной емкости и номинальной частоте. ГОСТ 1282-88.

Номинальный ток динамической стойкости – наибольшее мгновенное значение первичного тока, которое оборудование может выдерживать без механических повреждений из-за возникающих электромагнитных воздействий. СТ МЭК 50(321)-86.

Номинальный ток термической стойкости – действующее (эффективное) значение тока, термическое действие которого должна выдерживать данная электроустановка в течение заданного времени без повреждений, нарушающих ее работоспособность. СТ СЭВ 2726-80.

Номинальный ударный ток короткого замыкания – ударный ток короткого замыкания, динамическое действие которого должна выдерживать электроустановка без повреждений, нарушающих ее работоспособность. СТ СЭВ 2726-80.

Номинальное напряжение – напряжение, на которое рассчитана электроустановка (или ее часть). ГОСТ Р МЭК 449-96.

Нормальный режим – установившийся режим работы электроустановки, продолжающийся как угодно долго.

Открытая подстанция – электрическая подстанция, оборудование которой расположено на открытом воздухе. ГОСТ 24291-90.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено на открытом воздухе. ГОСТ 24291-90.

Перегрузка трансформатора – нагрузка трансформатора, при которой расчетный износ изоляции обмоток, соответствующий установившимся превышениям температуры, превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. ГОСТ 14209-97. (МЭК 354-91).

Перенапряжение в системе электроснабжения – превышение напряжения над наибольшим рабочим напряжением, установленным для данного оборудования. ГОСТ 23875-88.

Подстанция (ПС) – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств по ГОСТ 24291-90.

Подстанция глубокого ввода (ПГВ) – подстанция с высшим классом напряжения 35–220 кВ, располагающаяся с приближением высшего класса напряжения к электропотребителю (как правило, находится в центре электрических нагрузок предприятия).

Пожароопасная зона – пространство внутри и вне помещения, в пределах которого постоянно или периодически обращаются горячие (сгораемые) вещества и в котором они могут находиться при нормальном технологическом процессе или при его нарушениях. ПУЭ.

Помещения без повышенной опасности – помещения, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность. ПУЭ.

Помещения особо опасные – помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность: особой сырости (относительная влажность воздуха близка к 100 %); химически активной или органической среды; одновременно двух и более условий повышенной опасности. ПУЭ.

Помещения с повышенной опасностью – помещения, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность: сырости (относительная влажность воздуха длительно превышает 75 %); токопроводящих полов (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т. п.), токопроводящей пыли; высокой температуры (температура постоянно или периодически – более 1 сут превышает 35 °С); возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям здания, технологическим аппаратам, механизмам и т. п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой. ПУЭ.

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

Полезная мощность – мощность, отдаваемая устройством в определенной форме и для определенной цели. СТ МЭК 50(151)-78.

Посадка напряжения – внезапное значительное снижение напряжения в системе электроснабжения. ГОСТ 23875-88.

Послеаварийный режим – режим, длящийся до восстановления поврежденного элемента. ПУЭ.

Потери мощности – разность между потребляемой мощностью и полезной мощностью какой-либо системы или устройства. СТ МЭК 50(151)-78.

Потери мощности в трансформаторе – мощность, расходуемая в магнитной системе, обмотках и других частях трансформатора при различных режимах работы. ГОСТ 16110-82.

Потребитель электрической энергии – электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории. ПУЭ.

Потребляемая мощность – общая мощность, получаемая устройством или совокупностью устройств. СТ МЭК 50(151)-78.

Предохранитель – устройство, которое путем разрушения одного или нескольких специально предназначенных элементов размыкает цепь, в которую оно включено, отключая ток, когда он превышает заданное значение в течение достаточного времени; предохранитель содержит все детали, которые образуют комплектное устройство. СТ МЭК 50(441)-84.

Приемник электрической энергии (электроприемник) – аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии. ПУЭ.

Принципиальная электрическая схема электростанции (подстанции) – схема, отображающая состав оборудования и его связи, дающая представление о принципе работы электрической части электростанции (подстанции). ГОСТ 24291-90.

Присоединение (электрического) распределительного устройства – часть распределительного устройства, относящаяся к трансформатору, генератору или другой цепи. ГОСТ 24291-90.

Присоединенная мощность электроустановки (присоединенная мощность) – сумма номинальных мощностей трансформаторов и приемников электрической энергии потребителя, непосредственно подключенных к электрической сети. ГОСТ 19431-84.

Пункт приема энергии – электрическая подстанция с высшим классом напряжения, получающая питание от электроэнергетической системы и распределяющая электрическую энергию на более низком классе напряжения.

Пыльные помещения – помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль в таком количестве, что она может оседать на проводах, проникать внутрь машин, аппаратов и т. п. ПУЭ.

Рабочее напряжение в системе электроснабжения – значение напряжения при нормальном режиме в рассматриваемый момент времени в данной точке системы электроснабжения. ГОСТ 23875-88.

Радиальная линия электропередачи – линия электропередачи, в которую электрическая энергия поступает только с одной стороны. ГОСТ 24291-90.

Радиальная электрическая сеть – электрическая сеть, состоящая из радиальных линий, передающих электрическую энергию от одного источника питания. ГОСТ 24291-90.

Разъединитель – выключатель, который имеет в отключенном состоянии изоляционный промежуток, удовлетворяющий определенным условиям. СТ СЭВ 1936-79.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты. ГОСТ 24291-90.

Распределительное устройство закрытое (ЗРУ) – электрическое распредустройство, оборудование которого расположено в помещении. ГОСТ 24291-90.

Распределительное устройство комплектное (КРУ) – распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и электроавтоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. ГОСТ 24291-90.

Распределительное устройство открытое (ОРУ) – распределительное устройство, где все или основное оборудование расположено на открытом воздухе. ГОСТ 24291-90.

Распределительный пункт (РП) – электрическое распределительное устройство, не входящее в состав подстанции. ГОСТ 24291-90.

Распределительная электрическая сеть – электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления. ГОСТ 24291-90.

Расчётные счётчики – счётчики, устанавливаемые для расчётного учёта. ПУЭ.

Расчётный учёт электрической энергии – учёт выработанной, а также отпущенной потребителям электрической энергии для денежного расчета за неё. ПУЭ.

Расщепленная обмотка – обмотка, состоящая из двух или более гальванически не связанных частей, суммарная номинальная мощность которых, как правило, равна номинальной мощности трансформатора. Напряжения короткого замыкания частей расщепленной обмотки относительно других обмоток (обмотки) практически равны между собой. ГОСТ 16110-82.

Силовая электрическая цепь (силовая цепь) – электрическая цепь, содержащая элементы, функциональное назначение которых состоит в производстве или передаче основной части электрической энергии, ее распределении, преобразовании в другой вид энергии или в электрическую энергию с другими значениями параметров. ГОСТ 18311-80.

Силовой кабель – кабель для передачи электрической энергии токами промышленной частоты. ГОСТ 15845-80.

Силовой трансформатор – трансформатор для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии. ГОСТ 14209-85 (МЭК 354-91).

Система сборных шин – комплект элементов, связывающих между собой все присоединения электрического распределительного устройства. ГОСТ 24291-90.

Система электроснабжения – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. ПУЭ.

Счётчики технического учёта – счётчики, устанавливаемые для технического учёта. ПУЭ.

Статическая устойчивость энергосистемы – способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после малых его возмущений. ГОСТ 21027-75.

Степень защиты – способ защиты, обеспечиваемый оболочкой от доступа к опасным частям, попадания внешних твердых предметов и (или) воды и проверяемый стандартными методами испытаний ГОСТ 14254-96.

Стойкость элемента электроустановки к току короткого замыкания – способность элемента электроустановки выдерживать термическое и электродинамическое действие тока короткого замыкания без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе. ГОСТ 26522-85.

Сухие помещения – помещения, в которых относительная влажность воздуха не превышает 60 %. ПУЭ.

Сухой трансформатор – трансформатор, в котором основной изолирующей средой служит атмосферный воздух, или другой газ, или твердый диэлектрик, а охлаждающей средой – атмосферный воздух. ГОСТ 16110-82.

Схема электрической цепи – графическое изображение электрической цепи, содержащее условные обозначения ее элементов, показывающее соединения этих элементов. ГОСТ 19880-74.

Сырые помещения – помещения, в которых относительная влажность воздуха длительно превышает 75 %. ПУЭ.

Тариф на электрическую энергию (тепло) – система ставок, по которой взимают плату за потреблённую электрическую энергию (тепло). ГОСТ 12.1.009-76.

Термическое действие тока короткого замыкания в электроустановке – изменение температуры элементов электроустановки под действием тока короткого замыкания. ГОСТ 26522-85.

Технический (контрольный) учёт электрической энергии – учёт для контроля расхода электрической энергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, в зданиях, квартирах и т. п. ПУЭ.

Ток короткого замыкания – сверхток, появляющийся в результате короткого замыкания, вызываемого повреждением или неправильным соединением в электрической цепи. СТ МЭК 50(441)-84.

Токоограничивающий выключатель – выключатель, в конструкции которого предусмотрены специальные меры для ограничения в заданном диапазоне тока отключаемой им цепи. ГОСТ 17703-72.

Токопровод – устройство, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии, состоящее из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций. ПУЭ.

Ток отключения ожидаемый – ожидаемый ток, определенный в момент времени, соответствующий началу процесса отключения коммутационного аппарата. ГОСТ 12.1.009-76.

Ток замыкания на землю – ток, проходящий через место замыкания на землю. ГОСТ 12.1.009-76.

Ток нулевой последовательности – сумма мгновенных значений токов трёх фаз трёхфазной системы. СТ МЭК 50(321)-86.

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока. ГОСТ 16110-82.

Трансформатор напряжения – измерительный трансформатор, в котором при нормальных условиях применения вторичное напряжение практически пропорционально первичному напряжению и при правильном включении сдвинуто относительно него по фазе на угол, близкий к нулю. СТ МЭК 50(321)-86.

Трансформатор напряжения нулевой последовательности – трёхфазный трансформатор напряжения или группа из трёх однофазных трансформаторов напряжения со вторичными обмотками, соединёнными в разомкнутый треугольник так, чтобы между соответствующими выводами получить напряжение, пропорциональное напряжению нулевой последовательности, существующему в приложенном к первичным зажимам трёхфазном напряжении. СТ МЭК 50(321)-86.

Трансформатор тока – измерительный трансформатор, в котором при нормальных условиях применения вторичный ток практически пропорционален первичному току и при правильном включении сдвинут относительно него по фазе на угол, близкий к нулю. СТ МЭК 50(321)-86.

Трансформаторная подстанция (ТП) – электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов. ГОСТ 24291-90.

Ударный ток короткого замыкания – наибольшее мгновенное значение тока короткого замыкания, определяемое как сумма мгновенных значений вынужденного тока и свободного тока в процессе короткого замыкания. ГОСТ 16110-82.

Установившийся режим работы энергосистемы – режим работы энергосистемы, при котором параметры режима могут приниматься неизменными. ГОСТ 21027-75.

Установленная мощность электроустановки – наибольшая активная электрическая мощность, с которой электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование. ГОСТ 19431-84.

Устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (РПН) – устройство регулирования, предназначенное для регулирования напряжения без перерыва нагрузки и без отключения обмоток трансформатора. ГОСТ 16110-82.

Электрическая сеть – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, предназначенных для передачи, преобразования и распределения электрической энергии по ГОСТ 4291-90.

Электрическая сеть с заземленной нейтралью – электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого, все или часть из них, соединены с заземляющими устройствами непосредственно или через устройство с малым

сопротивлением по сравнению с сопротивлением нулевой последовательности сети. ГОСТ 24291-90.

Электрическая сеть с изолированной нейтралью – электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого не присоединены к заземляющим устройствам или присоединены к ним через устройства измерения, защиты и сигнализации с большим сопротивлением. ГОСТ 24291-90.

Электрооборудование – совокупность объединенных общими признаками электротехнических устройств, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления электроэнергии, например, машины, трансформаторы, аппараты и т. д. ГОСТ 18311-80.

Электропомещения – помещения или отгороженные, например сетками, части помещения, доступные только для квалифицированного обслуживающего персонала, в которых расположены электроустановки. ПУЭ.

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв 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. ПУЭ.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. ПУЭ.

Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий. ПУЭ.

Электроустановка действующая – электроустановка или ее часть, которая находится под напряжением либо на которую напряжение может быть подано включением коммутационных аппаратов. МПБЭЭ.

Электрическая сеть с компенсированной нейтралью – электрическая сеть, содержащая оборудование, нейтрали которого, все или часть из них, заземлены через дугогасящие реакторы. ГОСТ 24291-90.

Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью – электрическая сеть, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает нормируемого значения. ГОСТ 24291-90.

Электрический кабель (кабель) – кабельное изделие, содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий про-

кладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в который может входить броня, и пригодное, в частности, для прокладки в земле и под водой. ГОСТ 15845-80.

Электроустановка – совокупность взаимоподключенного друг к другу электрооборудования, выполняющая определенную функцию, например, производство, преобразование, передачу, распределение, накопление или потребление электрической энергии. ГОСТ 19431-84.

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии и распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений. ГОСТ 24291-90.

Электроснабжение – обеспечение потребителей электрической энергией. ПУЭ.

Электрическая установка (электроустановка) – совокупность машин, аппаратов, линий электропередачи, вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, преобразования, передачи и распределения электрической энергии или преобразования ее в другой вид энергии. ПУЭ.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Выпускная квалификационная работа бакалавра (ВКРБ) является заключительным этапом обучения студента на соответствующем уровне образования.

ВКРБ оформляется в виде проекта системы электроснабжения объекта.

Цель ВКРБ – демонстрация уровня подготовленности выпускника к самостоятельной профессиональной деятельности.

В рамках работы над ВКРБ студент должен показать [1]:

- способность осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, представлять её в требуемом формате с использованием компьютерных технологий (ОПК-1);
- умение принимать участие в проектировании в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая технические, энергоэффективные и экологические требования (ПК-3);
- способность рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности (ПК-6);
- готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности (ПК-5);
- способность выбирать структуру систем электроснабжения;
- умение применять технические средства для измерения и контроля основных параметров энергопотребления (ПК-8);
- готовность приводить обоснование проектных решений (ПК-4);
- способность оформлять отчетную документацию (ПК-9).

Задачами ВКРБ являются:

- закрепление и систематизация теоретических знаний;
- приобретение навыков практического применения этих знаний при решении конкретных технических задач;
- развитие навыков ведения самостоятельных теоретических и проектно-технологических решений;
- приобретение опыта обработки, анализа и систематизации результатов теоретических и инженерных расчетов в оценке их практической значимости и возможной области применения;
- углубленная проработка специальных вопросов проектирования электроснабжения объектов;
- приобретение опыта представления и публичной защиты результатов своей деятельности.

Задание на ВКРБ выдается в осеннем семестре, индивидуально, в виде шифра из сборника заданий, подписывается студентом, руководителем ВКР и заведующим кафедрой. Задание может быть изменено только распоряжением по кафедре, при соответствующем уведомлении деканата.

Представленная выпускная квалификационная работа и особенно её защита в ГЭК служат основанием для определения уровня подготовки специалиста и присвоения квалификации «бакалавр» по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Цель настоящего пособия – оказать практическую помощь студентам-выпускникам вуза при выполнении и оформлении выпускных квалификационных работ.

В издании, в соответствии с нормативными документами, изложены общие организационные положения по ВКРБ. Приведены общие требования к структуре, оформлению расчетно-пояснительной записки и графического материала, даны рекомендации по подготовке выпускной работы для защиты в ГЭК, описан порядок защиты ВКРБ в Государственной экзаменационной комиссии.

Кроме того, рассмотрены общие вопросы проектирования систем электроснабжения: расчет электрических нагрузок, определение оптимального перетока реактивной мощности, выбор класса напряжения и топологии распределительной сети, выбор и проверка основного электрооборудования с учетом специфики промышленных объектов.

Для расширения кругозора студентов приведены общепринятые в энергетике термины и определения, а также используемые сокращения.

В пособии сделана попытка на основе обобщения требований различных стандартов разработать объединенные правила оформления выпускной бакалаврской работы.

Издание предназначено для студентов-выпускников, обучающихся по программе бакалавриата и направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

1. ОБЩИЕ ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выполнение выпускной квалификационной работы (ВКР) является завершающим и наиболее ответственным этапом обучения студентов в высшем учебном заведении. Выпускная работа демонстрирует уровень подготовленности выпускника к самостоятельной профессиональной деятельности.

Общие правила подготовки, оформления и защиты ВКР нормируются федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования [1] и положением СМК П ОмГТУ 71.08-2015 «О текущем контроле и промежуточной аттестации студентов» [2].

Целью итоговой государственной аттестации является установление уровня подготовки выпускника высшего учебного заведения к выполнению профессиональных задач и соответствия его подготовки требованиям государственного образовательного стандарта высшего образования (включая федеральный, национально-региональный и компонент образовательного учреждения).

Тематика ВКРБ должна быть актуальной, соответствовать современному состоянию и перспективам развития науки, техники и технологии и по своему содержанию отвечать требованиям [1, 2].

Тема ВКРБ выбирается студентом из числа тем, предложенных выпускающей кафедрой, заявленных предприятиями, либо может быть сформулирована самим студентом с необходимым обоснованием целесообразности ее разработки.

Для подготовки ВКРБ студенту назначается руководитель и, при необходимости, консультанты по отдельным разделам для их углублённой проработки.

Закрепление за студентом темы ВКРБ по представлению кафедры оформляется приказом по факультету не позднее начала периода подготовки выпускной квалификационной работы (за 6 месяцев до защиты). Этим же приказом утверждается руководитель выпускной квалификационной работы. Изменение тем ВКРБ после этого не допускается.

В соответствии с утвержденной темой руководитель ВКРБ выдает студенту под роспись задание и исходные данные для проработки ВКРБ (за 6 месяцев до защиты). Одновременно выдают задания на разработку специальных разделов ВКРБ консультанты по закреплённым за ними разделам.

Руководитель выпускной работы:

- рекомендует студенту основные научные источники и справочные материалы;
- помогает осознанно разобраться в существе проблемы, проанализировать современное состояние разрабатываемого вопроса и самостоятельно решить поставленные в выпускной квалификационной работе задачи;
- проводит индивидуальные консультации по содержанию и оформлению работы;
- проверяет выполнение выпускной квалификационной работы в соответствии с утвержденным графиком.

Контроль за ходом выполнения выпускной работы осуществляется кафедрой и руководителем ВКР.

Календарный план-график работы над ВКРБ составляется студентом совместно с руководителем, в нем определяются объемы и сроки выполнения отдельных этапов ВКРБ (прил. А).

Руководитель ВКРБ и консультанты по отдельным разделам проводят консультации согласно графику консультаций, но не реже одного раза в неделю.

Завершение оформления ВКРБ необходимо предусматривать не позднее 10 дней до начала работы ГЭК. Руководитель проверяет содержание ВКРБ на соответствие заданию, оценивает качество выполненной работы. Консультанты проверяют закреплённые за ними разделы выполненной работы в соответствии с их заданием. Выпускная квалификационная работа бакалавра – это самостоятельная работа студента. Ответственность за правильность принятых технических решений, расчётов и оформление результатов несёт автор работы.

Оценка степени самостоятельности выполнения ВКРБ проводится по электронной базе ВКР ОмГТУ с использованием инструментов портала «Антиплагиат» (www.antiplagiat.ru). Допускается наличие воспроизведения чужого текста в объёме не более 35 % текста для технического профиля. При обнаружении прямых заимствований или перефразирования в объёме более установленной нормы работа к заслушиванию на кафедре не допускается. Студенту даётся 5 дней на устранение замечаний. Через 5 дней работа проверяется повторно, при устранении замечаний работа допускается к кафедральной экспертизе. В случае если ВКР

не соответствует критериям оригинальности, работа к защите не допускается и студент подлежит отчислению из университета.

Полностью оформленная ВКРБ, подписанная автором, консультантами и прошедшая нормоконтроль, проверяется и подписывается руководителем работы. Выпускающая кафедра проводит кафедральную экспертизу выпускной работы студента на ее соответствие государственному образовательному стандарту направления, заслушивает доклад студента по работе.

Заведующий кафедрой решает вопрос допуска к защите в ГЭК.

Подписанная работа вместе с письменным отзывом руководителя передается в ГЭК не позднее чем за 7 календарных дней до дня защиты выпускной квалификационной работы. Руководитель ВКР проводит консультации по подготовке выступления на защите, согласование тезисов доклада и содержания раздаточного материала.

В ГЭК студент представляет ВКРБ и графические (иллюстрационные) материалы к ней. На защиту могут быть представлены и другие материалы, характеризующие научную и практическую ценность ВКРБ: печатные статьи, документы практического применения работы, программные продукты, макеты и др.

Защита ВКР проводится на открытом заседании государственной экзаменационной комиссии с участием не менее двух третей ее состава. На защитах рекомендуется участие руководителей ВКРБ. Продолжительность защиты одной квалификационной работы, как правило, не должна превышать 30–35 мин. Рекомендуется вести видеозапись процедуры защиты ВКРБ.

Результаты защиты объявляются в тот же день после оформления протоколов заседания государственной экзаменационной комиссии.

По результатам защиты выпускных работ ГЭК принимает решение о присвоении им квалификации по направлению и выдаче диплома о высшем образовании, отмечает научную и практическую ценность работы, дает рекомендации в магистратуру.

При несогласии с результатом государственных аттестационных испытаний обучающийся имеет право на апелляцию.

Апелляция подается лично обучающимся в апелляционную комиссию не позднее следующего рабочего дня после объявления результатов государственного аттестационного испытания.

2. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СТРУКТУРЕ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ БАКАЛАВРА

Выпускная квалификационная работа бакалавра (ВКРБ) для защиты в государственной экзаменационной комиссии (ГЭК) должна быть представлена расчётно-пояснительной запиской (далее – пояснительная записка) и графическим (демонстрационным) материалом. Все составные части выпускной работы должны быть выполнены в соответствии с действующими стандартами ЕСКД.

2.1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ

Текстовой частью ВКРБ является расчётно-пояснительная записка. Объем пояснительной записки выпускной бакалаврской работы (без учета библиографического списка и приложений), выполненной на ПК, должен быть не менее 50–60 страниц.

В записке кратко излагается методика расчётов, даётся обоснование принятым решениям, приводятся необходимые для расчётов формулы и схемы. Результаты расчётов представляются в табличной форме, а пояснения к ним выполняются на конкретном примере.

Для бакалаврских выпускных работ рекомендуется следующая структура пояснительной записки:

- титульный лист,
- задание,
- исходные данные на проектирование,
- аннотация,
- содержание,
- введение,
- основные разделы ВКРБ,
- дополнительный раздел для углублённой проработки (по заданию консультанта),
- заключение,
- библиографический список,
- приложения.

В приложения должны входить: материалы, дополняющие основную часть работы; материалы, вынесенные в графическую часть ВКРБ.

Требования к оформлению пояснительной записки выпускной работы рассмотрены в разделе 3 настоящего пособия.

2.2. ГРАФИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ

Графическая часть ВКРБ должна с достаточной полнотой раскрывать принятые в работе решения и оказывать существенную помощь при защите выпускной квалификационной работы. Содержание листов графической части определяет автор, по согласованию с руководителем работы.

Информация, приведенная в графической части должна показывать основные проектные решения, принятые в ВКР, позволять оценивать компетенции выпускника в части принятия проектных решений, анализа технологического процесса и системы электроснабжения объекта, проведения расчетов систем электроснабжения.

Графический материал должен быть информативен, нагляден, выполнен в соответствии с требованиями единой системы конструкторской документации [7, 17–21], не перенасыщен текстом или второстепенными рисунками, ухудшающими восприятие комиссией графического материала. Листы графического материала рекомендуется располагать в той же последовательности, в которой они упоминаются в докладе по ВКР.

Объем графического материала ВКР, выносимого на защиту, должен составлять в случае представления его:

- на листах формата А1 – не менее 5 листов,
- в виде презентации – от 5 до 7 слайдов с распечаткой раздаточного материала формата А3 для экзаменационной комиссии на период защиты.

Весь графический материал оформляется в виде приложения к пояснительной записке бакалаврской работы на листах формата А4.

Требования к оформлению графического материала выпускной работы рассмотрены в разделе 11 настоящего пособия.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выпускная работа бакалавра представляет собой технический отчёт студента-выпускника за период работы над ВКРБ.

Пояснительная записка – это текстовый материал, он должен оформляться в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-95 [3] или ГОСТ 7.32-2001 [4] и ГОСТ 7.89-2005 [5].

Текст ВКРБ должен отвечать основным формальным требованиям, предъявляемым к законченным работам: четкость структуры; логичность и последовательность; точность приведенных сведений; ясность и лаконичность изложения материала; соответствие изложения нормам русского литературного языка.

Текст выполняется с использованием ПК и принтера. Печатается на одной стороне листа белой бумаги формата А4. Цвет шрифта черный, кегль 14, шрифт текстового процессора – Times New Roman, формат книжный. Величина абзацного отступа 10 мм. Текст необходимо оформлять с соблюдением следующих размеров полей: левое – 25 мм; правое – 10 мм; верхнее – 20 мм; нижнее – 20 мм. Межстрочный интервал 1,0 процессора «Word». Текст пояснительной записки выполняется на листах в рамке.

В состав пояснительной записки входят разделы, подразделы и (реже) пункты и подпункты. Разделы и подразделы должны иметь заголовки, которые печатаются с прописной буквы. Переносы и сокращения слов не допускаются! Точка в конце названия не ставится, заголовок раздела отделяется сверху и снизу межстрочным интервалом (МСИ). Нумерация разделов начинается с основных разделов пояснительной записки и выполняется арабскими цифрами в пределах всего текстового документа без точки после цифры. Например: «**1 Анализ технологического процесса...**». Нумерованные заголовки и подзаголовки должны выравниваться по левому краю с абзацным отступом.

Нумерация разделов: «**Аннотация**», «**Содержание**», «**Перечень условных обозначений и сокращений**», «**Введение**», «**Заключение**» и «**Библиографический список**» – не производится, а их заголовки сле-

дует выравнивать по центру строки. Каждый из разделов рекомендуется начинать с нового листа.

Подразделы начинаются с абзацного отступа, пишутся с прописной буквы и нумеруются арабскими цифрами в пределах каждого раздела. Номер подраздела должен состоять из номера раздела и номера подраздела, разделённого точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Например: «1.2» (подраздел второй первого раздела).

Нумерация страниц пояснительной записки должна быть сквозной. Номер страницы проставляется арабскими цифрами в правом нижнем углу листа.

Текст документа должен быть кратким, чётким и не допускать различных толкований. При изложении обязательных требований в тексте должны применяться слова «должен», «следует», «необходимо», «требуется чтобы», «разрешается только», «не допускается», «разрешается», «не следует». При описании других положений следует применять слова «как правило», «при необходимости», «в случае» и т. п. При этом рекомендуется использовать глаголы в третьем лице множественного числа или в безличной форме, например: «применяют», «указываются» и т. п.

В пояснительной записке должны применяться научно-технические термины, обращения и определения, установленные соответствующими стандартами, а при их отсутствии – общепринятые в научно-технической литературе.

В тексте пояснительной записки не допускается:

- применять обороты разговорной речи;
- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины, близкие по смыслу, а также иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;
- применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии;
- сокращать обозначения единиц физических величин, если они употребляются без цифр, за исключением единиц физических величин в заголовках таблиц и в расшифровках буквенных обозначений, входящих в формулы и рисунки.

Если в тексте принята особая система сокращения слов или наименований, то должен быть приведён перечень принятых сокращений, который помещают в начале записки.

В пояснительную записку должны входить материалы и схемы, вынесенные в графическую часть ВКРБ.

Выпускная работа на степень бакалавра является законченной работой, содержащей решение задачи по соответствующему направлению. Она должна также содержать: обоснование выбора темы (актуальность поставленной задачи); обзор состояния вопроса по выбранной теме на основании опубликованных источников; обоснование путей решения задачи; изложение и анализ полученных результатов; выводы; библиографический список.

3.2. ОФОРМЛЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Титульный лист

Титульный лист является первой страницей текстового документа. Перенос слов на титульном листе не разрешается, сокращения и аббревиатуры на титульном листе не допускаются.

Подписи и даты подписания выполняют только синим цветом. Элементы даты приводят арабскими цифрами в одной строке в последовательности: день месяца, месяц, год (например, 10.04.2015).

Сначала печатаются должности, степени и звания, затем оставляется свободное поле для подписи и помещаются инициалы и фамилии, ниже личных подписей проставляют даты подписания.

Бланк титульного листа ВКР приведен в прил. Б пособия.

На титульном листе пояснительной записки ВКР должен быть шифр:

ВКРБ – 02068999-29-хх-00.00.00.0.ПЗ,

где **ВКРБ** – выпускная квалификационная работа бакалавра;

02068999 – шифр **ОКПО** ОмГТУ;

29 – шифр кафедры;

хх – порядковый номер студента в приказе по университету на выполнение ВКР;

00.00.00.0 – шифр: задания (академическая тема), или **НИ** – научно-исследовательской темы, или **УМ** – учебно-методической темы.

ПЗ – пояснительная записка.

Задание на разработку ВКРБ

В соответствии с темой руководитель ВКРБ выдаёт студенту (под роспись) задание и исходные данные для разработки ВКРБ. В задании указывается перечень разделов для разработки темы. Одновременно консультантом по закреплённому за ним разделом ВКРБ выдается задание (для академических тем) на углублённую его разработку. В задании указывается перечень графического материала для представления на защиту. Бланк задания приведён в прил. В пособия.

Для исследовательских тем задание для разработки ВКРБ выдаёт студенту (под роспись) научный руководитель выпускной работы. В задании должны быть указаны все разделы работы. В задании указывается перечень демонстрационного материала для представления на защиту.

Исходные данные на проектирование

Исходные данные на разработку выпускной бакалаврской работы (академическая тема) выдаются из «Сборника заданий для выпускных бакалаврских работ по направлению подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника» в виде шифра.

Исходные данные на разработку выпускной бакалаврской работы (исследовательская тема) выдаётся руководителем выпускной работы с уточнением разделов и глубины их проработки.

Аннотация

В аннотации отражаются основные положения работы. Аннотация включает характеристику темы, цели и проблемы работы, ее результаты и выводы по работе. В аннотации указываются новизна и область внедрения работы. Рекомендуемый объем аннотации – не более 1000 знаков.

Обозначения и сокращения

Если в тексте принята особая система сокращения слов или наименований, то должен быть приведён перечень принятых сокращений, который помещают в начале записки. Их запись производится в порядке их упоминания в тексте с подробной расшифровкой и пояснениями. Если перечень не приведён, то обозначения и сокращения следует детально расшифровать в тексте только при первом их упоминании.

Содержание

Содержание должно соответствовать тексту ВКРБ и включать условные обозначения и сокращения, введение, наименование всех разделов и подразделов, заключение, библиографический список, обозначение и наименование приложений с указанием номеров страниц, с которых начинаются эти элементы ВКРБ. Сокращения и другие формулировки в заголовках не допускаются. В содержание не включают титульный лист, задание, исходные данные, аннотацию.

Введение

Во введении даются краткая характеристика области, в которой выполнена работа, обоснование и формулировка актуальности и новизны темы ВКРБ, цель и практическая значимость работы.

Введение должно отражать основание и исходные данные для выполнения ВКРБ. Необходимо указать структуру и объем выпускной работы, сведения об ожидаемом результате, связь работы с практическими приложениями. Объем введения, как правило, составляет 1–2 страницы.

Основная часть ВКРБ

В пояснительной записке должны применяться научно-технические термины, обращения и определения, установленные соответствующими стандартами, а при их отсутствии – общепринятые в научно-технической литературе.

В записке кратко излагается методика расчётов, даётся обоснование принятым решениям, приводятся необходимые для расчётов формулы и схемы. Результаты расчётов представляются в табличной форме, а пояснения к ним выполняются на конкретном примере.

Количество разделов основной части согласовывается с руководителем. Распределение основного материала ВКРБ по разделам и подразделам определяется автором ВКРБ.

В основных разделах ВКРБ (расчётная часть для академических тем) необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- описание основного технологического процесса производства проектируемого предприятия;
- расчёт электрических нагрузок проектируемого объекта;
- построение графиков электрических нагрузок потребителей;

- расчёт и построение картограммы электрических нагрузок, определение центра электрических нагрузок объекта в целом;
- расчёт и выбор системы питания;
- расчёт и выбор системы распределения электроэнергии;
- компенсация реактивной мощности на всех уровнях СЭС;
- расчёт токов короткого замыкания на всех классах напряжения СЭС;
- выбор и проверка проводников, основного и вспомогательного оборудования напряжением до и выше 1 кВ.

Рекомендации по оформлению основных разделов пояснительной записки ВКРБ подробно изложены в разделах 4, 5 и 6 пособия.

Основная часть (для исследовательских тем) в соответствии с заданием на ВКР может содержать:

- критический анализ научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта по тематике исследования;
- обоснование выбора направления исследований, включающий обоснование направления исследования, актуальность темы, методы решения задач;
- описание результатов теоретических и (или) экспериментальных исследований;
- обобщение и оценку результатов исследований и предложения по использованию материалов работы.

Количество разделов основной части согласовывается с руководителем ВКР.

Каждый раздел должен заканчиваться выводами, содержащими в краткой форме результаты данного этапа работы.

В тексте документа, как правило, приводятся расчётные и иллюстрационные материалы.

Формулы оформляются в редакторе Word Equation и должны иметь сквозную нумерацию. Номер формулы записывается на одном уровне с формулой в круглых скобках справа на границе текста. Формулы, помещаемые в приложениях, должны нумероваться отдельно в пределах каждого приложения с добавлением перед каждой цифрой обозначения приложения.

В формулах в качестве символов следует применять обозначения, установленные соответствующим государственным стандартом. Поясне-

ния символов и числовых коэффициентов, входящих в формулу, если они не были пояснены ранее, должны быть приведены непосредственно под формулой. Первая строка пояснения должна начинаться со слова «где» без двоеточия после него. Пояснение каждого символа следует давать с новой строки в той последовательности, в которой символы приведены в формуле.

При оформлении расчётной части в пояснительной записке рекомендуется использовать следующую последовательность:

- расчётная формула;
- числовая подстановка значений;
- результат вычислений с указанием размерности (при этом необходимо учитывать, что округление числовых значений величин до определённого знака после запятой должно быть одинаковым в пределах всей пояснительной записки, а размерность всех единиц измерения должна соответствовать системе СИ).

При большом объёме однотипных расчётов в записке рекомендуется произвести расчёт на одном примере, а результаты остальных свести в таблицы.

Таблицы следует нумеровать арабскими цифрами. Нумерация должна быть сквозная. Каждая таблица должна иметь название. Название таблице следует давать точное и краткое. Слово «Таблица», её номер и название пишутся слева над самой таблицей. Точка после номера и названия таблицы не ставится. Заголовки и подзаголовки граф указывают в единственном числе. Головка таблицы должна быть отделена чертой от остальной части таблицы.

Пример оформления названия таблицы: **«Таблица 3 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов»**. Таблицу, в зависимости от её размеров, помещают под текстом, в котором впервые дана ссылка на неё, или на следующей странице.

При переносе таблицы на другую страницу название помещают только над первой частью таблицы, а над перенесённой частью пишется: «Продолжение таблицы» с указанием её номера, но название таблицы не повторяется. Графу «Номер по порядку» в таблицу включать не допускается. Также не допускается заменять кавычками повторяющиеся в таблице цифры, математические знаки и т. п. При отсутствии в таблице некоторых данных следует ставить прочерк. Все значения величин (чисел), за-

несённых в таблицу, должны иметь одинаковое количество десятичных знаков.

Иллюстрации (фотографии, графики, схемы, чертежи и др.) могут быть расположены как по тексту (по возможности ближе к соответствующим частям текста), так и в конце текста. Иллюстрации, расположенные на отдельных листах, должны иметь сквозную нумерацию с учетом нумерации иллюстраций, расположенных в тексте. Допускается альбомное расположение иллюстрации формата А4 или оформление на формате А3. Все иллюстрации в рамках технической документации называются рисунками. Их следует нумеровать арабскими цифрами сквозной нумерацией. Иллюстрации должны иметь наименование. Наименования, приводимые в тексте записки и на иллюстрациях, должны быть одинаковыми. Слово «Рисунок» и наименование иллюстрации не должны иметь сокращений. Наименование иллюстрации должно находиться непосредственно под рисунком. Точка после номера рисунка и наименования не ставится. Например: **«Рисунок 1 – Графики электрических нагрузок...»**. Наименование иллюстрации допускается печатать через один интервал.

При оформлении пояснительной записки ссылки на источники (нормативные документы, техническую литературу и др.), используемые при разработке ВКРБ, обязательны.

Ссылки следует делать на источник информации в целом. При ссылке в тексте на источник информации следует приводить порядковый номер по библиографическому списку, заключая его в квадратные скобки. Ссылку необходимо располагать сразу после упоминания данного источника. Например: **«Рекомендуется [100] принимать следующие параметры...»**. При ссылках на стандарты указывается только их обозначение, а полное название и год утверждения прописываются в библиографическом списке. Например: **«...оформляется согласно ГОСТ 2.105-95 [3]...»**. Нумерация ссылок сквозная. Допускается делать ссылки на таблицы, пункты, формулы и иллюстрации, рассмотренные в данной пояснительной записке. Ссылки в тексте на формулы, используемые в данной записке, оформляются в виде круглых скобок. Например: **«При расчётах по формуле (1)...»**. При ссылках на материал, приведённый в приложении данной записки, следует писать: при ссылке на иллюстрацию **«(смотри рисунок Б.2)»**. В тексте пояснительной записки на все приложения должны быть даны ссылки.

Дополнительный раздел для углублённой проработки (для академических тем).

Задание для углублённой проработки темы специального раздела ВКР выдаётся консультантом по данной теме, назначенным заведующим кафедрой.

В качестве разделов для углублённой проработки рекомендуется (по заданию руководителя ВКРБ) рассмотреть одну из тем:

1. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения;
2. Молниезащита и заземляющие устройства проектируемого объекта;
3. Самозапуск электродвигателей;
4. Режимы работы нейтрали электрических сетей среднего класса напряжения;
5. Учёт электропотребления;
6. Энергосбережение.

Заключение

В заключении дается обобщенная оценка результатов работы, а именно, соответствия выполненной разработки заданию, техническим требованиям и современному уровню научно-технического развития объекта проектирования. Заключение должно содержать краткие выводы по результатам ВКРБ, оценку полноты выполнения задания и рекомендации по практическому и научному применению результатов работы. Заключение не должно содержать рисунков, формул и таблиц. Объем заключения, как правило, составляет 1–2 страницы.

Библиографический список

Список всех источников, которые прорабатывались в процессе работы над ВКР, должен иметь заголовок «**Библиографический список**», написанный с прописной буквы и размещённый симметрично тексту.

Библиографический список должен содержать сведения о литературных источниках и информационных ресурсах Internet, использованных при выполнении ВКР, на которые обязательно по тексту должны быть ссылки с указанием номера источника, заключённого в квадратные скобки.

В список следует включать все виды использованной литературы: монографии, справочники, статьи, стандарты, обзорные материалы, авторские свидетельства и патенты, каталоги и т. п.

Если в пояснительной записке сделаны ссылки на научно-техническую информацию, позволяющую принять конкретное решение, включение первоисточника в список является обязательным.

Каждый источник указывается с новой строки, начинающейся с порядкового номера с точкой после номера. Нумерация источников должна производиться в порядке их упоминания по тексту пояснительной записки. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ 7.1-84 [6] и имеет общую с основной частью записки сквозную нумерацию.

В среднем список использованных источников должен содержать не менее 20 наименований в академических темах ВКРБ и не менее 30 наименований в исследовательских темах.

Приложения

В приложения включается материал, дополняющий основную часть ВКРБ. В приложения рекомендуется включать материалы, связанные с выполненной работой, которые по каким-либо причинам не могут быть включены в основную часть. В приложениях целесообразно приводить графический материал большого объёма или формата, таблицы большого формата, а также:

- промежуточные математические доказательства, формулы и расчёты;
- тексты программ для ПК, разработанных в процессе выполнения ВКРБ;
- распечатки с ПК;
- материалы о внедрении результатов ВКРБ.

Приложения оформляются как продолжение пояснительной записки и должны иметь общую с основной частью записки сквозную нумерацию страниц. Приложения располагаются в порядке следования ссылок на них в тексте записки.

Каждое приложение рекомендуется начинать с новой страницы с указанием наверху страницы слова «**Приложение**» и его обозначения. Приложения обозначаются заглавными буквами русского алфавита, начиная с **А**. Приложение должно иметь заголовок, который записывается симметрично относительно текста с прописной буквы отдельной строкой.

Приложения, как правило, выполняются на листах формата А4. Допускается оформлять приложения на листах формата А3 по ГОСТ 2.301-68 [7]. Приложение формата больше А4 учитывается как одна страница.

Все приложения должны быть перечислены в содержании пояснительной записки с указанием их обозначения и заголовка.

4. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

4.1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА

При проектировании СЭС на первом этапе необходимо провести подробный анализ технологического процесса.

Для построения оптимального варианта схемы электроснабжения необходимо установить возможные последствия перерыва электроснабжения с целью обоснования категории электроприёмников в отношении надежности электроснабжения согласно ПУЭ [8], отметить наличие ЭП особой группы первой категории. С целью обоснования выбора соответствующего типа электрооборудования нужно дать характеристику производственной среды в помещениях основного и вспомогательного производств (классы взрывоопасных и пожароопасных зон, влажность, химическая активность) [9]. Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала следует указать классификацию помещений по степени опасности поражения электрическим током.

Результаты анализа технологического процесса рекомендуется занести в таблицу. Нумерация подразделений в таблице должна соответствовать их номерам на генеральном плане объекта (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Фрагмент характеристики технологического процесса

Цех	Категория ЭП	Производственная среда цеха
Чугунолитейный цех	I	Технологическая пыль, локальное воздействие температур
Компрессорная	I	Нормальная
Насосная	I	Сырая
Заготовительное отделение	II	Технологическая пыль
Деревообрабатывающий цех	III	Пожароопасная, П1
Гальванический цех	II	Химически активная
Административный корпус	III	Нормальная
Склад ЛВЖ	III	Взрывоопасная, В1
и т. д.	и т. д.	и т. д.

4.2. РАСЧЁТ НАГРУЗОК ПО УРОВНЯМ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Расчет электрических нагрузок является главным вопросом при проектировании любой электрической сети. По расчетным значениям нагрузок (P_p , Q_p , S_p , I_p) производится выбор элементов системы электроснабжения на всех уровнях СЭС.

При проектировании выбор метода расчёта нагрузок во многом зависит от наличия исходной информации [10]. При выполнении ВКРБ расчетные нагрузки определяются по номинальной мощности и коэффициенту спроса с учётом осветительной нагрузки, потерь мощности в элементах систем электроснабжения и коэффициента одновременности максимумов.

Расчётная нагрузка на шинах до 1 кВ цеховых подстанций или силовых пунктов, питающих данное подразделение, определяется по следующим выражениям:

– для силовой нагрузки:

$$P_{p.c} = K_c P_n, \quad (4.1)$$

$$Q_{p.c} = P_{p.c} \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (4.2)$$

где $P_{p.c}$ – активная расчетная мощность нагрузки цеха, кВт; K_c – коэффициент спроса по цеху (справочная величина) [10, 11], о.е.; P_n – суммарная мощность электроприёмников, подключённых к данному узлу нагрузки, кВт; $Q_{p.c}$ – реактивная расчётная мощность нагрузки цеха, квар; $\operatorname{tg} \varphi_n$ – соответствует средневзвешенному значению $\cos \varphi_n$ приёмников узла нагрузки, о.е.;

– для осветительной нагрузки:

$$P_{p.o} = K_{c.o} K_{пра} P_{н.o}, \quad (4.3)$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (4.4)$$

где $P_{p.o}$ – расчётная активная мощность осветительной нагрузки данного цеха (подразделения), кВт; $K_{c.o}$ – коэффициент спроса для осветительной нагрузки данного цеха, о.е. (справочная величина) [11]; $K_{пра}$ – коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре при применении газораз-

рядных источников света, о.е. (справочная величина) [11]; $P_{н.о}$ – номинальная мощность осветительной нагрузки данного цеха, кВт; $Q_{р.о}$ – расчётная реактивная мощность осветительной нагрузки (при применении разрядных источников света), квар; $\operatorname{tg}\varphi_n$ – соответствует $\cos\varphi_n$ осветительной нагрузки, о.е.

Номинальная мощность осветительной нагрузки определяется исходя из удельной мощности на единицу площади подразделения (цеха):

$$P_{н.о} = p_{уд} F, \quad (4.5)$$

где $p_{уд}$ – удельная мощность осветительной нагрузки на единицу площади цеха, Вт/м² (справочная величина) [11]; F – площадь цеха, м².

Удельная мощность осветительной нагрузки зависит от нормы освещённости на рабочем месте, типа источников света, высоты подвеса и других факторов.

Таким образом, расчётные значения нагрузок подразделения определяются по следующим выражениям:

– расчетная активная мощность

$$P_{р.ц} = P_{р.с} + P_{р.о}, \quad (4.6)$$

где $P_{р.ц}$ – расчётное значение активной мощности цеха, кВт;

– расчетная реактивная мощность

$$Q_{р.ц} = Q_{р.с} + Q_{р.о}, \quad (4.7)$$

где $Q_{р.ц}$ – расчётное значение реактивной мощности цеха, квар;

– полная мощность

$$S_{р.ц} = \sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_{р.ц}^2}, \quad (4.8)$$

где $S_{р.ц}$ – расчётное значение полной мощности цеха, кВ·А;

– расчетный ток нагрузки цеха в нормальном режиме

$$I_{р.ц} = \frac{S_{р.ц}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (4.9)$$

где $I_{р.ц}$ – расчётное значение тока узла нагрузки (цеха), А; U_n – номинальное напряжение в узле нагрузки, кВ.

Результаты расчетов сводятся в таблицу по форме (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Расчетные нагрузки до 1 кВ подразделений

Цех	P_n	$\cos\varphi$	K_c	$P_{p.c}$	$Q_{p.c}$	K_{co}	$p_{уд.o}$	$P_{p.o}$	$Q_{p.o}$	$P_{p.ц}$	$Q_{p.ц}$	$S_{p.ц}$	$I_{p.ц}$
	кВт	о.е.	о.е.	кВт	квар	о.е.	Вт/м ²	кВт	квар	кВт	квар	кВ·А	А

Расчётные электрические нагрузки цехов необходимы для выбора мощности распределительных трансформаторов, сечения питающих линий и шин ТП, коммутационно-защитной аппаратуры РУ низшего напряжения ТП.

Расчётные значения нагрузок на стороне высшего напряжения трансформаторов, питающих цех, определяют по следующим выражениям:

– расчетная активная мощность

$$P_{p.v.ц} = P_{p.ц} + \Delta P_{тр}, \quad (4.10)$$

где $P_{p.v.ц}$ – расчётное значение активной мощности, потребляемой цехом на стороне высшего напряжения, кВт; $\Delta P_{тр}$ – потери активной мощности в цеховом трансформаторе, кВт;

– расчетная реактивная мощность

$$Q_{p.v.ц} = Q_{p.ц} + \Delta Q_{тр}, \quad (4.11)$$

где $Q_{p.v.ц}$ – расчётное значение реактивной мощности, потребляемой цехом на стороне высшего напряжения, квар; $\Delta Q_{тр}$ – потери реактивной мощности в цеховом трансформаторе, квар.

Так как тип силового трансформатора ещё не определён, можно принимать:

$$\Delta P_{тр} \approx 0,02 S_{p.ц}, \quad (4.12)$$

$$\Delta Q_{тр} \approx 0,1 S_{p.ц}, \quad (4.13)$$

– расчетная полная мощность

$$S_{p.v.ц} = \sqrt{P_{p.v.ц}^2 + Q_{p.v.ц}^2}, \quad (4.14)$$

где $S_{p.v.ц}$ – расчётное значение полной мощности, потребляемой цехом на стороне высшего напряжения, кВ·А;

– расчетный ток $I_{p.v.ц}$ в нормальном режиме, А

$$I_{p.v.ц} = \frac{S_{p.v.ц}}{n\sqrt{3}U_n}, \quad (4.15)$$

где U_n – номинальное напряжение, кВ; n – число питающих линий.

По полученным расчётным значениям нагрузок выбирают линии, питающие цеховые ТП и коммутационно-защитную аппаратуру этих линий.

Результаты расчета целесообразно представить в виде таблицы (табл. 4.3), при этом приемники электрической энергии на 0,4 кВ и ЭП на 6, 10 кВ необходимо выделить отдельно.

Таблица 4.3

Расчетные нагрузки цехов предприятия

Цех	$\Delta P_{тр}$	$\Delta Q_{тр}$	$P_{p.v.ц}$	$Q_{p.v.ц}$	$S_{p.v.ц}$	$I_{p.v.ц}$
	кВт	квар	кВт	квар	кВ·А	А
ЭП до 1 кВ						
ЭП 6, 10 кВ						

Расчётные нагрузки на шинах РП определяются по расчётным активным и реактивным нагрузкам потребителей, питающихся от шин данного РП, с учётом коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки. В зависимости от числа присоединений и средневзвешенного коэффициента использования (K_n) находится значение коэффициента одновременности максимумов (K_o) [11].

Электрические нагрузки рассчитываются следующим образом:

– расчетная активная мощность:

$$P_{\text{рп}} = (\sum P_{\text{р.в.ц}} + \sum P_{\text{р.с.в}}) \cdot K_o, \quad (4.16)$$

где $P_{\text{рп}}$ – расчётное значение активной мощности на шинах РП, кВт;
 $\sum P_{\text{р.в.ц}}$ – суммарная расчётная активная мощность на стороне высшего напряжения цеховых ТП, питающихся от шин данного РП, кВт;
 $\sum P_{\text{р.с.в}}$ – суммарная расчётная активная мощность силовых приёмников напряжением выше 1 кВ, питающихся от шин РП, кВт; K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузки в рассматриваемом узле потребления, о.е.;

– расчётная реактивная мощность:

$$Q_{\text{рп}} = (\sum Q_{\text{р.в.ц}} + \sum Q_{\text{р.с.в}}) K_o, \quad (4.17)$$

где $Q_{\text{рп}}$ – расчётное значение реактивной мощности на шинах РП, квар;
 $\sum Q_{\text{р.в.ц}}$ – суммарная расчётная реактивная мощность на стороне высшего напряжения цеховых ТП, питающихся от шин данного РП, квар; $\sum Q_{\text{р.с.в}}$ – суммарная расчётная реактивная мощность силовых приёмников напряжением выше 1 кВ, питающихся от шин РП, квар;

– расчётное значение полной мощности:

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рп}}^2 + Q_{\text{рп}}^2}, \quad (4.18)$$

где $S_{\text{рп}}$ – расчётное значение полной мощности на шинах РП, кВ·А;

– расчётный ток линий, питающих РП, в нормальном режиме:

$$I_{\text{рп}} = \frac{S_{\text{рп}}}{n\sqrt{3}U_n}, \quad (4.19)$$

где $I_{\text{рп}}$ – расчётный ток линий, питающих РП, А; U_n – номинальное напряжение на шинах РП, кВ; n – число питающих линий.

По полученным расчётным значениям нагрузок выбирают шинные конструкции РП, линии, питающие РП и коммутационно-защитную аппаратуру питающих линий.

Расчётные значения нагрузок на шинах НН ППЭ определяются по расчётным значениям активной и реактивной мощности всех отходящих линий с учётом коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки и расчётной мощности осветительной нагрузки территории предприятия.

Расчетные нагрузки на шинах 6–10 кВ:

– расчётная активная мощность

$$P_{\text{рппэ}} = K_o (\sum P_{\text{р0,4}} + \sum P_{\text{р6-10}}) + P_{\text{р.о.тер}}, \quad (4.20)$$

где $P_{\text{рппэ}}$ – расчётное значение активной мощности, потребляемой от шин низшего напряжения ППЭ, кВт; $\sum P_{\text{р0,4}}$, $\sum P_{\text{р6-10}}$ – суммарное значение расчётных активных мощностей всех отходящих линий, кВт; K_o – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки в рассматриваемом узле потребления; $P_{\text{р.о.тер}}$ – расчётное значение активной мощности осветительной нагрузки территории предприятия, кВт;

– расчётная реактивная мощность

$$Q_{\text{рппэ}} = K_o (\sum Q_{\text{р0,4}} + \sum Q_{\text{р6-10}}) + Q_{\text{р.о.тер}}, \quad (4.21)$$

где $Q_{\text{рппэ}}$ – расчётное значение реактивной мощности, потребляемой от шин низшего напряжения ППЭ, квар; $\sum Q_{\text{р0,4}}$, $\sum Q_{\text{р6-10}}$ – суммарное значение расчётных реактивных мощностей всех отходящих линий, квар; $Q_{\text{р.о.тер}}$ – расчётное значение реактивной мощности осветительной нагрузки территории предприятия, квар;

– расчётная полная мощность

$$S_{\text{рппэ}} = \sqrt{P_{\text{рппэ}}^2 + Q_{\text{рппэ}}^2}, \quad (4.22)$$

где $S_{\text{рппэ}}$ – расчётная полная мощность, потребляемая от шин низшего напряжения ППЭ, кВ·А;

– расчётный ток линий, питающих распределительное устройство низшего напряжения ППЭ, в нормальном режиме

$$I_{\text{р.ппэ}} = \frac{S_{\text{р.ппэ}}}{n\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (4.23)$$

где $I_{\text{р.ппэ}}$ – расчётный ток питающих линий, А; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение на шинах РУ НН ППЭ, кВ; n – количество питающих линий.

Расчётные значения нагрузок осветительных электроустановок, расположенных на территории предприятия и подключенных к трансформатору СН, определяются по аналогии с формулами (4.3), (4.4), (4.5) настоящего пособия.

По полученным расчётным значениям нагрузок выбирают мощность силовых трансформаторов ППЭ, токоведущие части и коммутационно-защитную аппаратуру РУ низшего напряжения ППЭ.

Расчётные нагрузки на высшем напряжении ППЭ (110–220 кВ) определяют по расчётным нагрузкам на шинах РУ низшего напряжения ППЭ с учётом потерь в силовых трансформаторах ППЭ.

Расчётная активная мощность

$$P_{\text{р.в.ппэ}} = P_{\text{р.ппэ}} + \Delta P_{\text{тр}}, \quad (4.24)$$

где $P_{\text{р.в.ппэ}}$ – расчётное значение активной мощности на стороне высшего напряжения ППЭ, кВт; $\Delta P_{\text{тр}}$ – потери активной мощности в силовом трансформаторе, кВт.

Расчётная реактивная мощность

$$Q_{\text{р.в.ппэ}} = Q_{\text{р.ппэ}} + \Delta Q_{\text{тр}}, \quad (4.25)$$

где $Q_{\text{р.в.ппэ}}$ – расчётное значение реактивной мощности на стороне высшего напряжения ППЭ, квар; $\Delta Q_{\text{тр}}$ – потери реактивной мощности в силовом трансформаторе ППЭ, квар.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе приближённо можно определить по формулам (4.12), (4.13) настоящего пособия.

Расчётная полная мощность

$$S_{p.вппэ} = \sqrt{P_{p.вппэ}^2 + Q_{p.вппэ}^2}, \quad (4.26)$$

где $S_{p.вппэ}$ – расчётное значение полной мощности на стороне высшего напряжения ППЭ, кВ·А.

Расчётный ток линий, питающих ППЭ от источника питания, в нормальном режиме

$$I_{p.вппэ} = \frac{S_{p.вппэ}}{n\sqrt{3}U_H}, \quad (4.27)$$

где $I_{p.вппэ}$ – расчётное значение тока линий, питающих ППЭ предприятия от источника питания, А; U_H – номинальное напряжение системы питания, кВ; n – количество питающих линий.

Расчетный ток линий, питающих ППЭ в ПАР ($I_{p.вппэ.пар}$), А:

$$I_{p.вппэ.пар} = \frac{S_{p.вппэ}}{(n-1)\sqrt{3}U_H}. \quad (4.28)$$

Таким образом, расчётные значения нагрузок по заданному объекту:

- активная мощность ($P_{об}$), определённая по формуле (4.24);
- реактивная мощность ($Q_{об}$), определённая по формуле (4.25);
- полная мощность ($S_{об}$), определённая по формуле (4.26);
- расчётный ток ($I_{об}$), определённый по формуле (4.27).

Примечание. Полученные значения расчетных нагрузок необходимо скорректировать на всех уровнях СЭС объекта с учётом мощности компенсирующих устройств, установленных в данном узле нагрузки, уточнённых значений потерь мощности в трансформаторах и потерь мощности в компенсирующих устройствах.

4.3. ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК

Картограмма электрических нагрузок позволяет достаточно наглядно представить характер и распределение нагрузок по подразделениям промышленного предприятия.

Картограмма нагрузок необходима для рационального выбора места размещения ППЭ предприятия, цеховых подстанций и РП, источников компенсации реактивной мощности. Вследствие этого рекомендуется строить картограммы как активных, так и реактивных нагрузок.

Распределение нагрузок по подразделениям предприятия наглядно изображают в виде кругов, площади которых соответствуют в выбранном масштабе расчётным активным мощностям подразделений предприятия:

$$P_{pi} = \pi r_i^2 m, \quad (4.29)$$

где r_i – радиус круга, мм; m – масштаб; $\pi = 3,14$.

$$\text{Из формулы (4.28) следует } r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}}. \quad (4.30)$$

При построении картограммы нагрузок центры окружностей совмещают с центром тяжести геометрических фигур, изображающих отдельные подразделения (цеха) предприятия.

Для наглядности представления структуры нагрузок окружности делят на секторы, каждый из которых соответствует силовой нагрузке до 1 кВ и осветительной нагрузке. Угол сектора осветительной нагрузки цеха (в градусах) определяется по формуле

$$\alpha_i = \frac{P_{p.o.i} \cdot 360}{\pi r_i^2 m}, \quad (4.31)$$

где $P_{p.o.i}$ – активная мощность осветительной нагрузки i -го цеха, кВт.

Силовую нагрузку цеха (выше 1 кВ) рекомендуется выделить отдельной окружностью (например, пунктиром).

Результаты расчетов сводятся в таблицу (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Результаты расчета картограммы нагрузок

№ цеха	U_n	$P_{p.c}$	x_i	y_i	r_i	$P_{p.o}$	α_i
	кВ	кВт	мм	мм	мм	кВт	град

4.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

ЦЭН предприятия будем называть точку с координатами X_0, Y_0 (мм), относительно которой показатели разброса нагрузок наименьшие.

Для определения условного центра электрических нагрузок на генеральном плане предприятия наносят оси координат X и Y и по известным расчётным мощностям цехов (P_i) и координатам их центров нагрузки (x_i, y_i) определяется центр нагрузок предприятия в целом.

Координаты ЦЭН рассчитываются по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum P_{pi} x_i}{\sum P_{pi}}, \quad (4.32)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{pi} y_i}{\sum P_{pi}}. \quad (4.33)$$

Условный центр электрических нагрузок предприятия определяет то место, при размещении в котором ППЭ приведённые затраты будут минимальны.

Однако следует отметить, что при окончательном выборе места размещения ППЭ учитываются следующие факторы:

- наличие необходимой свободной площади;
- влияние окружающей среды;
- возможность ввода линии электропередачи, для питания ПГВ, на территорию предприятия.

Допускается смещение места размещения ППЭ от найденного центра электрических нагрузок в сторону источника питания.

Подробно построение картограммы нагрузок и определение места размещения ППЭ рассматриваются в курсе лекций [10].

4.5. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК

При проектировании систем электроснабжения промышленных объектов наибольшее применение нашли суточные и годовые графики электрических на-

грузок. Суточные графики используются при определении пере-грузочной способности трансформаторов ППЭ, поэтому чаще всего строятся по полной мощности.

При учебном проектировании за основу принимают суточные графики (летний, зимний, выходного дня), характерные для отрасли промышленности, к которой относится данное предприятие [11]. Данные графики приводятся в справочной литературе [11] в процентах от максимальной нагрузки.

За максимальную нагрузку принимается расчётная нагрузка по предприятию в целом с учётом потерь в элементах электрических сетей.

Таким образом, по характерным отраслевым графикам нагрузок строят графики нагрузок данного предприятия.

Годовой график по продолжительности строится по характерным суточным графикам нагрузок. При построении рекомендуется принять продолжительность зимнего периода – 213 сут, летнего – 152 сут (для западной Сибири). При использовании в качестве исходных данных помимо графиков за характерные летние и зимние сутки графиков за характерные весенние, осенние сутки, графиков выходных и праздничных дней и т.д. продолжительность каждого периода определяется дополнительно. После построения годового графика по продолжительности обязательно необходимо выполнить расчет времени использования максимальных нагрузок Т_{мах}.

Подробно построение графиков нагрузок и их обработка рассмотрены в [10, 11]. Табличные данные типовых графиков по отраслям промышленности приведены в [11].

5. ВЫБОР СХЕМ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Расчёт и выбор схем электрических сетей различного назначения подробно рассматриваются в курсе «Электрические системы и сети».

В курсе «Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий» изучаются питающие (система питания) и распределительные (система распределения) сети. Как те, так и другие имеют свои особенности.

5.1. СИСТЕМА ПИТАНИЯ

При проектировании системы питания в выпускной бакалаврской работе достаточно рассмотреть следующие вопросы:

- выбор силовых трансформаторов пункта приёма электроэнергии (ППЭ);
- выбор схемы ввода питающих линий;
- выбор питающих линий электропередачи.

Выбор силовых трансформаторов ППЭ производится в следующей последовательности:

- число трансформаторов на подстанции;
- номинальная мощность трансформаторов;
- тип трансформаторов.

Выбор числа трансформаторов на подстанции определяется исходя из обеспечения надёжности питания потребителей с учётом категории ЭП по надёжности электроснабжения. Так как на любом предприятии, как правило, присутствуют электроприёмники 1-й и 2-й категорий, то необходима установка не менее двух двухсиловых трансформаторов.

Выбор мощности трансформаторов ППЭ производится согласно [12, 13]. Мощность трансформаторов выбирается по среднеквадратичной мощности ($S_{\text{ср.кв}}$) графика перетока мощности через трансформатор при максимальной нагрузке и проверяется на систематическую и послеаварийную перегрузку. Так как при учебном проектировании задаётся график нагрузок по объекту в целом, а на подстанции устанавливается два трансформатора, то мощность трансформатора определяется

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{ср.кв}}}{n}, \quad (5.1)$$

где n – число трансформаторов на подстанции.

Проверка трансформаторов на перегрузочную способность:

– коэффициент загрузки в нормальном режиме K_1

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{тр}n}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{\sum t_i}}; \quad (5.2)$$

– коэффициент максимума

$$K_{\text{max}} = S_{\text{max}} / S_{\text{тр}}; \quad (5.3)$$

– коэффициент перегрузки K_2

$$K_2'' = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{\sum S_{\Delta t_i}^2 \Delta h_i}{\sum \Delta h_i}}, \quad (5.4)$$

где $S_{\Delta t_i}$ – полная мощность по графику нагрузки, превышающая $S_{\text{ном}}$ ($K_1 = 1$), за период времени Δh_i .

Если $K_2'' \geq 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = K_2''$, если $K_2'' \leq 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$.

При выборе типа трансформаторов на главных понизительных подстанциях (ГПП или ПГВ) следует применять трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН или АРПН). Применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН или АРПН) обусловлено переменным графиком нагрузки. Пример выбора трансформаторов рассмотрен в [11, 12].

При выборе схемы устройства ввода питающих линий рекомендуются упрощённые схемы, с минимальным числом коммутационных аппаратов. Разъединители необходимо применять с заземляющими ножами. Пример выбора схемы рассмотрен в [11, 12].

Выбор питающих линий электропередачи производится согласно требованиям ПУЭ [8]. Необходимо представить расчёт сечения проводников и конструктивное исполнение сети. Применение кабельных линий электропередачи требует дополнительного обоснования.

Выбранные сечения проводников необходимо проверить:

- по нагреву длительным рабочим током;
- падению напряжения в проводниках в нормальном и послеаварийном режимах;

- механическая прочность;
- коронирование (для воздушных линий 35 кВ и выше).

Пример выбора линий электропередачи приведён в [11, 12].

5.2. СИСТЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

При проектировании системы распределения в выпускной бакалаврской работе необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- выбор схемы распределительного устройства низшего напряжения ППЭ;
- выбор напряжения системы распределения;
- выбор схем распределения электроэнергии по подразделениям объекта.

Распределительные устройства низшего напряжения ППЭ выполняются *по упрощённым схемам*. При установке двух двухобмоточных трансформаторов применяется одна секционированная система сборных шин; при использовании трансформаторов с расщеплённой обмоткой – две секционированные системы сборных шин [12].

Рациональное напряжение системы распределения электроэнергии выше 1 кВ в основном зависит от доли мощности приёмников электрической энергии напряжением 6 и 10 кВ от общей мощности предприятия.

При учебном проектировании допускается принимать:

- если установленная мощность ЭП 6 кВ составляет менее 10–15 % от суммарной установленной мощности предприятия. В этом случае рациональное напряжение системы распределения принимается равным 10 кВ, а ЭП на напряжение 6 кВ (при их наличии) получают питание через понижающие трансформаторы 10/6 кВ;
- если мощность ЭП 6 кВ составляет более 40 % от суммарной мощности предприятия. В этом случае рациональное напряжение системы распределения принимается равным 6 кВ;
- если мощность ЭП 6 кВ составляет от 15 до 40 %, необходимо технико-экономическое обоснование.

Кроме того, при выборе напряжения распределения электроэнергии в сетях выше 1 кВ следует учитывать напряжение распределительных сетей до 1 кВ. В случае применения последних на напряжении 660 В предпочтение отдаётся напряжению 10 кВ.

Схемы распределительных сетей выбираются в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величины, требуемой степени надёжности питания и других характерных особенностей технологического процесса производства заданного объекта. Традиционно в распределительных сетях применяются радиальные, магистральные или смешанные схемы.

Радиальные схемы целесообразны: для питания ЭП первой категории и особой группы ЭП по надёжности питания; мощных РП; удалённых от ППЭ мощных сосредоточенных потребителей с единичной мощностью распределительного трансформатора 2500 кВ·А.

Магистральные схемы целесообразно применять при распределённых нагрузках и при упорядоченном расположении распределительных подстанций на территории проектируемого объекта. Магистральные схемы выполняются как одиночные, так и двойные, а с точки зрения питания – с односторонним и двусторонним питанием.

Одиночные магистральные линии рекомендуется применять для питания неответственных потребителей (третья категория).

Двойные магистральные линии используются для питания потребителей второй категории, а двойные магистрали с двусторонним питанием – и для первой категории.

Число цеховых трансформаторов, подключённых к одной магистральной линии, зависит от их мощности: в пределах двух-трёх при мощности 1500–1000 кВ·А и четырёх-пяти при мощности 630–400 кВ·А. Подключение трансформаторов к магистрали осуществляется через коммутационно-защитный аппарат.

Смешанные схемы – совокупность и радиальных и магистральных схем питания. Такое решение позволяет создать схему распределительной сети с наилучшими технико-экономическими показателями.

6. КОМПЕНСАЦИЯ ПЕРЕТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Передача реактивной мощности по электрическим сетям вызывает ряд серьезных отрицательных последствий:

- дополнительные потери мощности и энергии в элементах сети;
- снижение пропускной способности элементов сети;
- рост потерь напряжения в элементах сети;
- снижение статической устойчивости узлов нагрузки.

Эти последствия приводят к росту затрат на сооружение и эксплуатацию сетей системы электроснабжения.

Теоретические основы компенсации реактивной мощности (РМ), негативные последствия перетоков и способы их снижения рассмотрены в [12].

Энергосистема как поставщик электрической энергии накладывает свои ограничения на отпуск электрической энергии. Это касается и перетока реактивной мощности от источника питания к потребителю.

6.1. РАСЧЁТ ОПТИМАЛЬНОГО ПЕРЕТОКА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ОТ ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ К ПОТРЕБИТЕЛЮ

Согласно приказу Минпромэнерго РФ № 49 от 22.02.2007 [14] значение соотношения потребления активной и реактивной мощности на границе балансовой принадлежности строго нормируется:

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети напряжением, кВ		$\text{tg}\varphi_{\text{доп}}$
110		0,50
35		0,40
6–20		0,40
0,4		0,35

Таким образом, значение мощности перетока реактивной мощности от источника питания к потребителю определяется

$$Q_o = P_{об} \operatorname{tg} \varphi_{доп}, \quad (6.1)$$

где Q_o – значение оптимального перетока реактивной мощности от источника питания к потребителю, квар; $P_{об}$ – расчетная активная мощность по заданному объекту в целом, определённая по формуле (4.24), кВт; $\operatorname{tg} \varphi_{доп}$ – допустимое значение коэффициента реактивной мощности для энергосистемы (см. выше), о.е.

6.2. РАСЧЁТ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПО ОБЪЕКТУ В ЦЕЛОМ

Суммарная мощность компенсирующих устройств в СЭС заданного объекта ($\Sigma Q_{ку.об}$) при оптимальном значении мощности перетока от энергосистемы (Q_o) определяется по балансу реактивной мощности на границе балансовой принадлежности в режимах наибольших активных нагрузок энергосистемы

$$\Sigma Q_{ку.об} = Q_{об} - Q_o, \quad (6.2)$$

где $Q_{об}$ – расчётная реактивная мощность, потребляемая объектом в целом, вычисленная по формуле (4.25), квар; Q_o – значение оптимального перетока реактивной мощности от источника питания к потребителю, квар.

Значение суммарной мощности компенсирующих устройств необходимо распределить по характерным узлам нагрузки СЭС заданного предприятия.

Возникает задача выбора мощности, средств и мест размещения компенсирующих устройств (источников реактивной мощности), обеспечивающих баланс реактивной мощности в режиме максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы при минимуме затрат на производство и передачу полной мощности.

В качестве средств компенсации РМ на промышленных предприятиях в сетях напряжением до 1 кВ применяются батареи статических конденсаторов (БСК), в сетях напряжением 6, 10 кВ – синхронные электродвигатели (СД) или высоковольтные БСК.

Компенсировать РМ необходимо в узлах её потребления. В первую очередь производится расчёт мощности и размещения компенсирующих устройств системы потребления (в сетях до 1 кВ).

6.3. РАСЧЁТ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В УЗЛЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ

По расчетным значениям активной (P_p) и реактивной (Q_p) мощностей, потребляемых в конкретном узле нагрузки до 1 кВ, определяется средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности данного узла нагрузки

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{с.вз}} = \frac{Q_p}{P_p}, \quad (6.3)$$

где P_p – активная расчетная мощность узла нагрузки, кВт; Q_p – реактивная расчетная мощность узла нагрузки, квар.

Компанией «МАТИК-ЭЛЕКТРО» предложен простой метод определения мощности компенсирующих устройств ($Q_{\text{ку}}$) в узле нагрузки.

$$Q_{\text{ку}} = P_p \cdot (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \quad (6.4)$$

где P_p – расчетная активная мощность узла нагрузки, кВт; $\operatorname{tg}\varphi_1$ – текущее средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности узла нагрузки, о.е.; $\operatorname{tg}\varphi_2$ – требуемое значение коэффициента реактивной мощности узла нагрузки (соответствует желаемому $\cos\varphi$), о.е.

Расчёт мощности компенсирующих устройств на шинах до 1 кВ необходимо произвести для всех распределительных подстанций системы электроснабжения заданного объекта. По полученным расчетным значениям требуется выбрать номинальную мощность по стандартной шкале мощностей БСК. Выбранная суммарная мощность БСК узла нагрузки равномерно распределяется по секциям шин, питающих данный узел нагрузки.

Примечание:

– если потребляемая реактивная мощность в узле нагрузки не превышает 150 квар, установка компенсирующих устройств экономически не целесообразна;

- при питании нескольких узлов нагрузки по магистральной схеме подключение БСК осуществляется только в самом мощном узле нагрузки;
- установка БСК во взрывоопасных и пожароопасных зонах производственных помещений запрещена [8].

После выбора мощности БСК по цеховым подстанциям определяется суммарная мощность **реально** установленных БСК в сетях до 1 кВ системы электроснабжения ($\sum Q_{\text{кв}} 0,4$).

6.4. РАСЧЁТ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ СЕТЕЙ 6, 10 кВ

После определения суммарной мощности компенсирующих устройств в сетях до 1 кВ ($\sum Q_{\text{кв}} 6(10)$) и суммарной мощности компенсирующих устройств в системе электроснабжения заданного объекта в целом ($\sum Q_{\text{кв.об}}$) рассчитывается суммарная мощность КУ в сетях 6 (10) кВ ($\sum Q_{\text{кв}} 6(10)$).

$$\sum Q_{\text{кв}} 6(10) = \sum Q_{\text{кв.об}} - \sum Q_{\text{кв}} 0,4. \quad (6.5)$$

Если мощность КУ в распределительных сетях 6, 10 кВ СЭС меньше значения оптимального перетока РМ от источника питания к проектируемому объекту (Q_0), то компенсацию перетоков реактивной мощности в распределительных сетях 6, 10 кВ можно не осуществлять. В противном случае необходимо вычислить мощность КУ, необходимую для установки в этих сетях ($\sum Q_{\text{кв}}^* 6(10)$).

$$\sum Q_{\text{кв}}^* 6(10) = \sum Q_{\text{кв}} 6(10) - \sum Q_0. \quad (6.6)$$

В качестве средств компенсации РМ в распределительных сетях 6, 10 кВ могут применяться синхронные двигатели (режим перевозбуждения), если они предусмотрены технологическим процессом, или высоковольтные БСК.

В первую очередь рассматривается вопрос об использовании как источников реактивной мощности СД. Если РМ, вырабатываемая СД, оказывается недостаточной для компенсации перетоков, то дополнительно устанавливаются высоковольтные БСК. Высоковольтные БСК выбираются аналогично низковольтным и подключаются в узлах нагрузки к шинам 6, 10 кВ РП или ППЭ при равномерном распределении по секциям шин.

Необходимо отметить, что высоковольтные БСК соединяются в звезду. Мощность компенсирующих устройств на различных уровнях СЭС определяется пропорционально потребляемой реактивной мощности в рассматриваемом узле нагрузки. Вопросы компенсации реактивной мощности рассматриваются в нормативной [14] литературе.

6.5. КОРРЕКТИРОВКА НАГРУЗОК С УЧЕТОМ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

После выбора и расстановки БСК необходимо осуществить корректировку значений потребления полной мощности в узлах нагрузки.

Полная мощность, потребляемая цехом с учетом мощности установленных компенсирующих устройств в узле нагрузки

$$S_{ц}^1 = \sqrt{P_{р.ц}^2 + (Q_{р.ц} - Q_{ку})^2}, \quad (6.7)$$

где $S_{ц}^1$ – полная мощность, потребляемая подразделением (цехом) с учетом мощности установленных компенсирующих устройств, кВ·А; $P_{р.ц}$ – расчетная активная мощность цеха, кВт; $Q_{р.ц}$ – расчетная реактивная мощность потребляемая цехом, квар; $Q_{ку}$ – мощность установленных компенсирующих устройств, квар.

Расчёт мощности распределительных трансформаторов цеховых ТП производится по полной мощности, рассчитанной по формуле (6.7).

Полная мощность, потребляемая предприятием на уровне РУ НН ППЭ с учетом мощности компенсирующих устройств по заводу в целом

$$S_{об}^1 = \sqrt{P_{об}^2 + (Q_{об} - \sum Q_{ку.об})^2}, \quad (6.8)$$

где $Q_{ку.об}$ – суммарная мощность установленных компенсирующих устройств в сетях 6, 10 и 0,4 кВ, квар.

После корректировки значений потребляемой мощности в узлах нагрузки следует произвести расчет значений токов в узлах нагрузки на всех уровнях СЭС.

7. ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Все элементы системы электроснабжения должны работать в длительном режиме при номинальных параметрах сети и их номинальной нагрузке. Их выбор производится по номинальным параметрам в нормальном режиме работы СЭС.

7.1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

К основному электрооборудованию СЭС относятся: выключатели, выключатели нагрузки, разъединители.

Основные условия выбора:

- номинальное напряжение элемента СЭС должно соответствовать номинальному напряжению сети;
- номинальный ток элемента (паспортная величина) не должен быть меньше максимального рабочего тока цепи, где установлен данный элемент;
- конструктивное исполнение элемента должно удовлетворять требованиям его эксплуатации как в нормальном, так и аварийном режиме работы.

Выбор по номинальным параметрам

Максимально возможный ток электрической цепи не должен превышать номинальный ток элемента СЭС. При нарушении этого условия происходит перегрев элемента, что приводит к необратимым процессам старения изоляции. При выборе по номинальному току рекомендуется учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также систематическую перегрузочную способность данного элемента.

Выбор электрооборудования по конструктивному исполнению

Элементы СЭС должны соответствовать условиям их эксплуатации. При выборе элементов СЭС по конструктивному исполнению необходимо учитывать:

- тип электрооборудования;
- климатическое исполнение электрооборудования;
- категорию размещения электрооборудования;
- технико-технологические условия эксплуатации электрооборудования.

Выбор типа электрооборудования

При выборе типа оборудования необходимо строго определиться с местом его установки и учитывать рекомендации производителя данного электрооборудования, а именно: климатическое исполнение, категорию размещения, виды и степени защиты электрооборудования от воздействия окружающей среды. При выборе типа проводников ЛЭП необходимо учитывать способ транспорта электроэнергии (воздушные, кабельные линии и шинопроводы) и условия их прокладки (земля, воздух, вода).

Выбор элементов по климатическому исполнению

Одним из основных условий функционирования электроустановки являются погодно-климатические и геологические факторы природной среды.

Электроустановка считается климатически стойкой, если она способна выдержать без разрушения и заметных нарушений нормальных эксплуатационных характеристик, и может использоваться для работы, для которой она предназначена. «Климатическая защита» охватывает широкий комплекс мер, в том числе и защиту от коррозии, обеспечивающих установленный срок службы и надежную работу в том или ином климатическом районе.

Характеристики макроклиматов и условное обозначение климатического исполнения электрооборудования приведены в [15].

Выбор категории размещения электрооборудования

Категория размещения электрооборудования характеризует гарантированную работоспособность электрооборудования при размещении его в определенных условиях. Исполнение и условное обозначение категории размещения электрооборудования приведены в [15].

Выбор по технико-технологическим условиям эксплуатации

Технико-технологические условия эксплуатации зависят от вида и типа технологического процесса и определяют условия окружающей среды в помещениях (температура, влажность, запыленность, химически активная среда, пожаро- и взрывоопасные зоны) и на наружных установках (загрязнение атмосферы и грунта агрессивными веществами и т. п.).

Все элементы СЭС имеют определенные виды и степени защиты, предназначенные для обеспечения надежной их работы в условиях, характерных для технологического процесса того или иного производственного процесса.

Для защиты электрооборудования в пыльных и сырых помещениях существует международная защита IP (international protection), а взрывозащищенное электрооборудование подразделяется по уровням и видам взрывозащиты, группам и температурным классам [15]. При правильном выборе по конструктивному исполнению элементов СЭС должны работать как угодно долго без нарушения нормальных эксплуатационных характеристик.

Особенности выбора коммутационных аппаратов до 1 кВ

В настоящее время основным коммутационным аппаратом в сетях до 1 кВ являются выключатели автоматические (автоматы).

Выбор выключателя по номинальным параметрам: по номинальному напряжению, по номинальному току, по току уставки теплового и электромагнитного расцепителя. Выбранный тип автомата должен иметь соответствующие виды и степени защиты по условиям окружающей их среды и роду установки (сухие помещения, влажные, взрывоопасные и пожароопасные зоны и т. п.).

Наиболее современными в настоящее время являются автоматические выключатели серии ВА, имеющие встроенные тепловой и (или) электромагнитный расцепители и защиту от замыканий на землю.

7.2. ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

К вспомогательному электрооборудованию относятся трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Их выбирают по номинальным параметрам, конструктивному исполнению, схеме соединения обмоток, классу точности вторичной обмотки. Выбор типа трансформатора определяется его назначением.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному току и классу точности вторичной обмотки.

Условия выбора по номинальным параметрам такие же, как и у основного электрооборудования. Класс точности вторичной обмотки необходимо принимать не ниже 0,5 для подключения расчётных приборов и 1,0 для подключения приборов технического учёта. Для подключения токовых защит класс точности вторичной обмотки не нормируется. Особенность выбора по конструктивному исполнению – выбор типа определяется местом установки трансформатора тока (опорные, проходные, шинные, встроенные).

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, конструктивному исполнению и назначению.

Условия выбора по номинальным параметрам и классу точности вторичной обмотки для подключения приборов и защит по напряжению такие же, как и у трансформаторов тока. Особенность выбора по конструктивному исполнению – выбор типа определяется назначением и местом установки. Необходим выбор по количеству и схеме соединения обмоток – однофазные, трехфазные, антирезонансные (серии НАМИ), климатическому исполнению и категории размещения.

7.3. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ

Сечения кабельных линий выбираются исходя из условий прокладки (механические воздействия, коррозионная активность среды и т. д. [1]), по экономической плотности тока аналогично проводам воздушных линий и проверяются по допустимому нагреву (току) и потерям напряжения.

Проверка сечения проводников производится по допустимому нагреву рабочим током нормального режима работы сети.

ПУЭ [8] нормирует значения допустимых токовых нагрузок для проводников в зависимости от типа и материала проводника, условий его эксплуатации.

Условия эксплуатации проводников, как правило, отличаются от условий, для которых приведены значения допустимых токов в [8]. Поэтому значения допустимых токовых нагрузок (I_d) необходимо принимать с соответствующими поправками.

Допустимая токовая нагрузка проводников в случае отклонения нормируемых условий определяется выражением

$$I_d = I_T K_1 K_2 K_3 K_4, \quad (7.1)$$

где I_T – допустимое значение тока нагрузки по таблицам [8] для выбранной марки проводника; K_1 – коэффициент, учитывающий фактическое рабочее напряжение; K_2 – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды (воздуха, воды, земли); K_3 – коэффициент, учитывающий количество параллельно проложенных кабелей в одной траншее; K_4 – коэффициент, учитывающий фактическое тепловое сопротивление грунта.

При проверке сечения проводников по допустимому нагреву в послеаварийном режиме необходимо учитывать допустимую перегрузку проводников, установленную ПУЭ.

$$I_{\text{пар}} = I_{\text{д}} K_{\text{п}}, \quad (7.2)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент допустимой перегрузки ЛЭП в послеаварийном режиме.

Коэффициент допустимой перегрузки выбирается в зависимости от типа изоляции проводника [8].

Условие проверки по потерям напряжения имеет вид

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (7.3)$$

где ΔU – расчетная потеря напряжения в сети, %; $\Delta U_{\text{доп}}$ – максимально допустимая потеря напряжения, %.

Расчетная потеря напряжения в линии равна

$$\Delta U = l \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_{\text{н}}^2} 100 \%, \quad (7.4)$$

где l – длина линии, км; P и Q – мощности, передаваемые по линии, МВт и Мвар; r_0 и x_0 – сопротивления линии на 1 км длины, Ом/км; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, кВ.

В распределительных сетях 35 кВ и ниже величина $\Delta U_{\text{доп}}$ определяется из расчета сети на допустимые отклонения напряжения у потребителей; при приближенных расчетах допускается принимать $\Delta U_{\text{доп}} = 6 \%$. Если условие (7.4) в распределительной сети не выполнилось, то необходимо увеличить сечение проводов.

При прокладке кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на наклонных и вертикальных трассах необходимо учитывать разность уровней [1].

Выбранные сечения проводников необходимо проверить к воздействию токов короткого замыкания и по падению напряжения в линии в нормальном и послеаварийном режимах.

8. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В электроустановках переменного тока расчет токов короткого замыкания должен осуществляться согласно [16]. Расчет можно проводить различными методами. При учебном проектировании, как правило, применяется метод эквивалентных ЭДС. Данный метод используется для расчета токов трехфазного короткого замыкания и токов прямой последовательности несимметричных коротких замыканий. При расчете приняты следующие допущения: все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают с номинальной нагрузкой; расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5 % выше номинального напряжения сети. При расчете учитывается влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети электрических машин. Исходными данными для расчетов токов КЗ являются паспортные данные всех элементов исследуемой системы электроснабжения, а также исходные данные питающей системы.

Алгоритм расчёта:

- составить расчетную схему электрической цепи, для которой производится расчет токов короткого замыкания;
- составить схему замещения;
- произвести расчет сопротивлений элементов, входящих в схему замещения;
- свернуть схему относительно точки КЗ;
- произвести расчет токов КЗ для каждой намеченной точки.

Расчетная схема для определения токов КЗ представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены все элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ.

По расчетной схеме составляют схему замещения. Все элементы расчетной схемы вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники электроэнергии – сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения, как правило, к напряжению ступени короткого замыкания.

Если нет данных о действительных значениях сверхпереходных сопротивлений (x'') и ЭДС (E'') источников электроэнергии, можно принимать их средние значения по табл. 8.1.

Таблица 8.1

Средние значения параметров источников в относительных единицах

Источник	x''	E''
Источник неограниченной мощности	0	1,00
Синхронный двигатель	0,20	1,10
Асинхронный двигатель	0,20	0,90
Обобщенная нагрузка	0,35	0,85

Значения сопротивлений элементов схемы замещения рассчитываются по формулам, приведенным в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Формулы для расчёта сопротивлений элементов цепи

Элемент	В именованных единицах	В относительных единицах
Любая электрическая машина, обобщенная нагрузка	$x''_d = x''_d \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.I}}^2}{S_{\text{ном}}}$	$x''_{\text{д.б}} = x''_d \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}}$
Трансформатор	$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{k\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.I}}^2}{S_{\text{тр.ном}}}$	$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{k\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{тр.ном}}}$
Реактор	$x_p = x_p \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.I}}^2}{U_{\text{ср.ном.II}}^2}$	$x_{\text{р.б}} = x_p \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср.ном}}^2}$
Воздушная или кабельная линия	$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.I}}^2}{U_{\text{ср.ном.II}}^2}$	$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср.ном}}^2}$
Система при известном токе КЗ	$x_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_k} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.I}}^2}{U_{\text{ср.ном.II}}^2}$	$x_{\text{с.б}} = \frac{I_{\text{б}}}{I_k}$
Система при известной мощности КЗ	$x_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_k''} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.I}}^2}{U_{\text{ср.ном.II}}^2}$	$x_{\text{с.б}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_k''}$

В таблице I_k – ток КЗ энергосистемы, кА; x_p – реактивное сопротивление реактора, Ом; x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км; l – длина линии, км; $U_{\text{ср.ном.I}}$, $U_{\text{ср.ном.II}}$ – соответственно среднее номинальное напряжение основной ступни приведения и ступени, на которой находится элемент.

Место короткого замыкания выбирается в зависимости от цели расчета. При выборе элементов системы электроснабжения принимается, что замыкание произошло непосредственно у выводов со стороны питания данного элемента.

Далее схему замещения следует преобразовать (свернуть) относительно места КЗ. При этом определяются суммарная эквивалентная ЭДС всей схемы (E''_{Σ}) и суммарное эквивалентное сопротивление (x''_{Σ}) от источника до точки КЗ.

При расчетах токов трехфазного КЗ для выбора аппаратов и проводников принято считать, что максимальное мгновенное значение тока КЗ или ударный ток наступает через 0,01 секунды с момента возникновения короткого замыкания.

8.2. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ВЫШЕ 1 кВ

В электроустановках напряжением выше 1 кВ необходимо учитывать индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи от источника энергии до точки короткого замыкания (КЗ). Активные сопротивления следует учитывать только при условии, если $R_{\Sigma} \geq 0,3X_{\Sigma}$.

При определении тока КЗ в узле нагрузки должна учитываться подпитка синхронными и асинхронными электродвигателями, подключенными к данному узлу. Влияние подпитки не учитывается, если электродвигатели отделены от места КЗ ступенью трансформации.

Расчет можно проводить как в относительных, так и в именованных единицах.

8.3. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЁТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ДО 1 кВ

Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ необходимо проводить в именованных единицах.

При расчете тока трехфазного КЗ следует учитывать не только индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, но и активные сопротивления всех контактных соединений в этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов), а также активное сопротивление дуги.

При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях допускается [16] при расчете токов КЗ в сетях, питаемых

от трансформаторов мощностью до 2500 кВ·А включительно, учитывать их суммарное сопротивление введением в расчет активного сопротивления:

– для распределительных устройств до 1 кВ цеховых ТП мощностью до 1000 кВ·А включительно – 0,015 Ом;

– для распределительных устройств до 1 кВ цеховых ТП мощностью 1600 и 2500 кВ·А значения активных сопротивлений подлежат уточнению;

– для первичных цеховых распределительных пунктов, питаемых радиальными линиями от подстанций, – 0,02 Ом;

– для вторичных цеховых распределительных пунктов – 0,025 Ом;

– для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов, – 0,03 Ом.

Активное сопротивление дуги в месте КЗ рекомендуется принимать по данным табл. 8.3 [11, 15].

Таблица 8.3

Расчетные условия короткого замыкания

Расчетные условия КЗ	Активное сопротивление дуги, мОм, при КЗ за трансформаторами мощностью, кВ·А					
	250	400	630	1000	1600	2500
КЗ вблизи выводов низшего напряжения трансформатора: в разделке кабелей напряжением: 0,4 кВ 0,69 кВ в шинопроводе ШМА напряжением: 0,4 кВ 0,69 кВ						
	15	10	7	5	4	3
	12	7	5	4	3	2
	–	–	–	6	4	3
	–	–	–	4	3	2
КЗ в конце шинопровода ШМА длиной 100–150 м: 0,4 кВ 0,69 кВ						
	–	–	–	6–8	5–7	4–6
	–	–	–	4–6	3–5	2–4

При расчете тока КЗ в сетях напряжением до 1 кВ достаточно оценить его наибольшее значение, так как именно его используют для проверки аппаратов и токоведущих частей. Наибольший ток КЗ имеет место, как правило, при трехфазном замыкании.

Для получения более подробной информации по данному разделу можно обратиться к [11].

9. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проектировании ограничение токов КЗ предусматривается с целью применения более легкого электрооборудования. Ограничение токов КЗ не является самоцелью и в каждом случае должно быть обосновано.

Наиболее распространенным и действенным *способом* ограничения токов КЗ являются раздельная работа электрических сетей и силовых трансформаторов. Данный способ является средством режимного характера и представляет собой отказ от параллельной работы источников питания. В системе электроснабжения рекомендуется раздельная работа питающих линий электропередачи и силовых трансформаторов на всех уровнях системы.

В качестве *средств* ограничения токов КЗ на предприятиях могут быть применены:

- трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
- трансформаторы с повышенным значением напряжения короткого замыкания;
- токоограничивающие реакторы;
- специальные тиристорные быстродействующие токоограничивающие устройства типа ТОУ.

При необходимости ограничения токов КЗ в РП 6–10 кВ следует производить установку токоограничивающих реакторов на питающих линиях или устанавливать групповые реакторы на отходящих линиях 6–10 кВ с присоединением до 4 линий к одному реактору. Индивидуальное реактирование отходящих линий должно быть обосновано.

10. ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Все элементы системы электроснабжения должны удовлетворять условиям работы как в аварийном, так и послеаварийном режимах.

Самым тяжелым аварийным режимом считается режим короткого замыкания (КЗ). Все аппараты и проводники проверяются по режиму трёхфазного КЗ [8]. Расчетное значение тока КЗ следует определять исходя из условий повреждения в такой точке электрической цепи, при коротком замыкании в которой аппараты и проводники находятся в наиболее тяжелых условиях.

Основные условия проверки элементов в аварийном режиме:

– электродинамическая стойкость

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (10.1)$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости аппарата, кА; $i_{\text{уд}}$ – ударный ток при коротком замыкании в сети, кА;

– термическая стойкость

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K, \quad (10.2)$$

где I_T – ток термической стойкости аппарата, кА; t_T – допустимое время протекания тока КЗ, с; B_K – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

– коммутационная способность (для коммутационных аппаратов)

$$I_{\text{отк.а}} \geq I_{\text{н0}}, \quad (10.3)$$

где $I_{\text{отк.а}}$ – ток отключения аппарата, кА; $I_{\text{н0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

Для некоторых элементов системы электроснабжения предусматриваются и другие условия проверки (например, провода воздушных ЛЭП вместо электродинамической стойкости проверяются на схлестывание, проверяются по условиям короны, дополнительно проводники проверяются по потерям напряжения).

Методики расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания подобно изложены в [11, 12].

При расчете термической стойкости в качестве расчетного времени следует принимать сумму времени действия основной защиты, установленной у ближайшего к месту КЗ выключателя, полного времени его отключения и времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [13].

Примечание. Электрические аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями, в режиме КЗ не проверяются.

Особенности проверки кабеля на термическую стойкость

$$F \geq F_{\min}, \quad (10.4)$$

где F – ранее выбранное сечение, мм^2 ; $F_{\min}$ – минимально допустимое сечение по условиям термической стойкости, мм^2 .

Допустимое сечение по условиям термической стойкости

$$F_{\min} = I_{\text{п0}} \sqrt{t_{\text{откл}} + T_a} / C_T, \quad (10.5)$$

где $I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени; $t_{\text{откл}}$ – время отключения короткого замыкания; T_a – постоянная времени апериодической составляющей тока короткого замыкания; C_T – термический коэффициент, $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Время отключения короткого замыкания:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} + T_a, \quad (10.6)$$

где $t_{\text{р.з}}$ – время действия релейной защиты, с; $t_{\text{о.в}}$ – время отключения выключателя, с; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

Примечание. При проверке кабелей на термическую стойкость за время действия РЗ принимать максимальное время срабатывания МТЗ.

Термический коэффициент зависит от вида изоляции и принимается [8]: для кабелей с медными жилами и бумажной пропитанной изоляцией – $140 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией – $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; для кабелей с медными жилами и поливинилхлоридной изоляцией – $120 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; для кабелей с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией – $75 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Основные условия проверки элементов в послеаварийном режиме

Проверка элементов СЭС в послеаварийном режиме производится по коэффициенту допустимой перегрузки данного элемента

$$I_{\text{пар}} \leq K_{\text{п}} I_{\text{н}}, \quad (10.7)$$

где $I_{\text{пар}}$ – ток цепи в послеаварийном режиме, в которой установлен данный элемент, А; $K_{\text{п}}$ – коэффициент допустимой перегрузки элемента.

Проверка кабельных линий по допустимому нагреву током в послеаварийном режиме производится по формуле (10.7).

По потерям напряжения в линии

$$\Delta U_{\text{л}\%,\text{max}} = l \frac{P_{\text{max}} r_0 + Q_{\text{max}} x_0}{U_{\text{н.с}}^2} 100 \% \leq 20 \%, \quad (10.8)$$

где $\Delta U_{\text{л}\%,\text{max}}$ – максимальная потеря напряжения в линии, %; l – длина линии, км; P_{max} и Q_{max} – максимальные мощности, передаваемые по линии, МВт и Мвар; r_0 и x_0 – сопротивления линии на 1 км длины, Ом/км; $U_{\text{н.с}}$ – напряжение сети, кВ.

Проверка по условиям короны производится если сечение провода меньше: для 35 кВ – 35 мм²; для 110 кВ – 70 мм²; для 220 кВ – 240 мм² [8].

11. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ

11.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Графическая часть должна с достаточной полнотой раскрыть принятые в проекте решения и оказать существенную помощь при защите ВКРБ. Содержание графической части определяет автор, по согласованию с руководителем работы. Графический материал может быть представлен на листах формата А1 (не менее 5 листов) или в виде демонстрационного материала (от 5 до 7 слайдов) с распечаткой раздаточного материала форматом А3 для ГЭК. Весь графический материал оформляется в виде приложения к пояснительной записке бакалаврской работы на листах формата А4.

Графическая часть ВКРБ может быть выполнена как карандашом, так и тушью по ГОСТ 2.301-68 [7] или с применением печатающих устройств ПК. На каждом чертеже помещают основную надпись и дополнительные графы к ней (рис. 11.1, 11.2) по ГОСТ 2.104-68 [17].

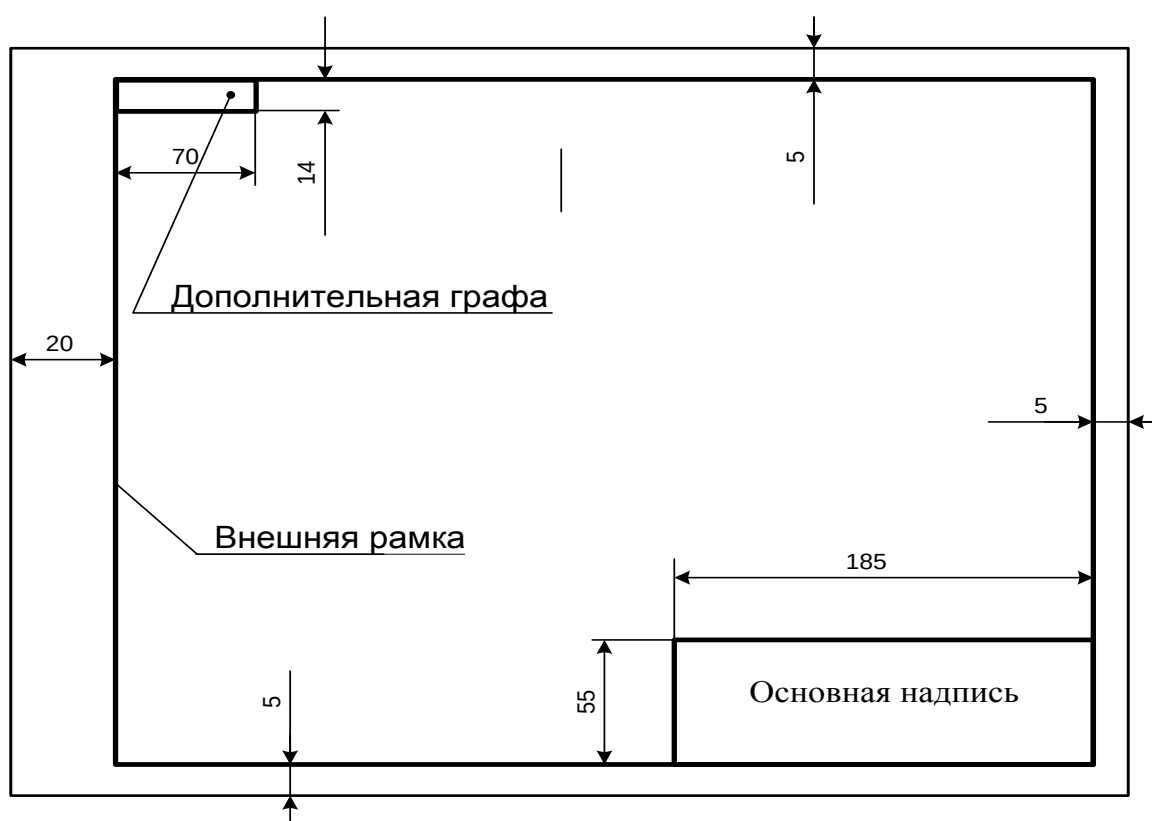


Рис. 11.1. Оформление графической части
выпускной квалификационной работы



Рис. 11.2. Оформление основной надписи для чертежей и схем

Типы линий чертежа установлены ГОСТ 2.303-68 [18]. Основной линией считают сплошную линию видимого контура схемы. Толщина основной линии S должна быть в пределах от 0,5 до 1,4 мм, в зависимости от размера и сложности изображения, а также от формата чертежа. Толщина всех остальных типов линий зависит от толщины основной линии и должна быть в пределах от $S/2$ до $S/3$.

Общие правила выполнения схем устанавливает ГОСТ 2.701-84 [19]. ГОСТ 2.702-75 [20] определяет правила выполнения электрических схем в соответствии с типами схем.

Линии связи на схемах должны состоять из горизонтальных и вертикальных отрезков и иметь наименьшее количество изломов и взаимных пересечений. Линии связи, переходящие с одного листа на другой, следует обрывать за пределами рамки чертежа без стрелок. Расстояние между соседними параллельными линиями связи должно быть не менее 3 мм, между двумя соседними линиями графического обозначения не менее 1 мм, между отдельными графическими обозначениями не менее 2 мм.

Электрические элементы устройства на схеме отображают в состоянии, соответствующем нормальному режиму работы схемы.

Каждый элемент в схеме должен иметь позиционное обозначение в соответствии с требованием ГОСТ 2.710-81 [21]. Позиционное обозначение проставляется на схеме рядом с условными графическими обозначениями элементов с правой стороны или над ними. Цифры и буквы, входящие в буквенно-цифровое обозначение, следует выполнять одним раз-

мером шрифта. Согласно [21] буквенно-цифровые обозначения элементов в электрических схемах состоят из трёх частей, указывающих вид элемента и его номер. Вид элемента состоит из буквенного кода (одна или несколько букв) латинского алфавита. Номер элемента записывается арабскими цифрами, например, TV2 – трансформатор напряжения номер 2.

Контроль правильности оформления дипломного проекта осуществляет ответственный за нормоконтроль, который после проверки подписывает пояснительную записку и графическую часть ВКРБ.

На чертежах выпускной работы должен быть:

ВКРБ – 02068999-29-xx-00.00.00.0.ГМ,

где ВКРБ – шифр выпускной квалификационной работы бакалавра;

02068999 – шифр ОмГТУ;

29 – шифр кафедры «Электроснабжение» ОмГТУ;

xx – индивидуальный номер студента по приказу;

00.00.00.0 – шифр задания на ВКРБ (для академических тем) или

НИ – для научно-исследовательских тем, или

УМ – для учебно-методических тем;

ГМ – графический материал ВКРБ.

11.2. СОСТАВ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

В графической части ВКРБ (академическая тема) рекомендуется отразить:

- технологический процесс производства;
- графики электрических нагрузок;
- генеральный план проектируемого объекта с нанесенными на него картограммой нагрузок и трассами сетей распределения электроэнергии;
- однолинейную схему электроснабжения объекта;
- спецификация оборудования (прил. Г);
- материалы по дополнительному разделу выпускной работы при согласовании с консультантом данного раздела.

Графическая часть ВКРБ научно-исследовательского или учебно-методического направления, как состав, так и характер демонстрационного материала, определяется автором работы по согласованию с научным руководителем выпускной работы.

12. ПОДГОТОВКА ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ К ЗАЩИТЕ

Полностью завершённая и оформленная выпускная работа (пояснительная записка и графический материал), подписанная консультантами и ответственным за нормоконтроль, сдаётся на проверку руководителю работы не позже чем за 10 дней до защиты. Руководитель после проверки при удовлетворительных результатах подписывает пояснительную записку и листы графической части. В случае неудовлетворительного состояния подготовки соискателя к защите руководитель сообщает об этом заведующему выпускающей кафедрой, как правило, за 5 дней до заседания ГЭК. При необходимости выяснения степени готовности студента к защите в ГЭК может быть проведена кафедральная экспертиза (предварительная защита).

Титульный лист и задание установленного образца должны быть полностью оформлены и подписаны соискателем, руководителем работы, консультантами и заведующим кафедрой. Название темы работы должно совпадать с названием темы, утверждённой приказом по университету.

Руководитель даёт письменный отзыв на ВКР с характеристикой работы, сделанной студентом. В отзыве руководитель оценивает работу студента и даёт рекомендацию о присвоении квалификации бакалавра.

Выпускная работа на степень бакалавра считается допущенной к защите после получения всех ранее указанных подписей и отзыва научного руководителя.

Пояснительная записка должна быть сброшюрована или переплетена.

Графический материал, выносимый на защиту, должен быть выполнен с помощью компьютерной графики. Таблицы и графики могут быть представлены членам ГЭК в виде копий стандартных страниц пояснительной записки.

В докладе при защите ВКРБ в ГЭК необходимо отразить:

- актуальность темы;
- цель и задачи работы;
- пути решения поставленной задачи;
- возможность применения результатов работы на практике.

Доклад рекомендуется заучить, допускается обращаться к тексту доклада.

13. ПРОЦЕДУРА ЗАЩИТЫ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ

Расписание защит доводится до сведения студентов за три дня до начала работы ГЭК.

Защита выпускной работы проводится в присутствии всех желающих. Рекомендуется присутствие на защите руководителя работы.

Защита ВКР проходит в следующей последовательности:

- ведущий заседание ГЭК сообщает об авторе, теме и руководителе работы, о допуске к защите и предоставляет слово для доклада;
- доклад автора о проделанной работе и основных выводах. Доклад должен сопровождаться показом графического материала или презентации, выполненной в Power Point (на доклад отводится до 10 мин);
- ответы на вопросы членов ГЭК и присутствующих на защите (как правило, до 15 мин).

PS. На защите могут быть заданы вопросы как теоретического, так и практического характера по разрабатываемой теме.

Ответы на вопросы должны быть конкретными и краткими;

– зачитывается отзыв руководителя выпускной работы и озвучивается ее оценка.

На этом защита объявляется законченной.

На закрытом заседании члены ГЭК выносят решение по докладу и результатам защиты выпускной работы с указанием оценки и принятием рекомендации, если это целесообразно. По просьбе председателя на закрытом заседании ГЭК может присутствовать научный руководитель выпускной работы. В случае равного разделения мнений об оценке защиты среди членов ГЭК окончательное решение принимается председателем комиссии.

После окончания закрытого заседания председатель ГЭК сообщает студентам решение комиссии, включая оценки за работу, и зачитывает рекомендации (если таковые имеются).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В пособии изложены требования к составу, выполнению выпускной квалификационной бакалаврской работы и даны рекомендации по её оформлению. Приведены термины и определения, принятые в электроэнергетике. Подробно рассмотрены состав и оформление расчётно-пояснительной записки и графической части ВКРБ. Уделено внимание оформлению расчётного материала пояснительной записки.

Даны рекомендации по подготовке выпускной работы к защите в ГЭК.

Описана процедура защиты ВКРБ.

В приложениях пособия приведены бланки графика выполнения, титульного листа и задания на разработку ВКРБ, а также образцы их заполнения.

Подробно рассмотрен пример выполнения и оформления выпускной бакалаврской работы.

Все изложенные в пособии требования к ВКРБ соответствуют основным федеральным и региональным нормативным документам.

Авторы пособия считают, что представленное пособие окажет практическую помощь выпускникам вузов по программе бакалавриата при выполнении и защите выпускных работ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования (ФГОСВО) : утв. приказом Минобрнауки России от 03.09.2015 № 955 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_186800/ – 11 с.
2. О текущем контроле и промежуточной аттестации студентов : положение П ОмГТУ 71.08 2015 ; утв. приказом по ОмГТУ от 29.10.2015 № 299 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://omgtu.ru/educational_activities/dokumenty_smk/Pologeniya/OmGTU71.08-2015 О текущем контроле и промежуточной аттестации студентов_(зашифрован).pdf. (Дата обращения: 12.03.2016).
3. ГОСТ 2.105-95. Общие требования к текстовым документам [Электронный ресурс]. – Введ. 1996–07–01. – М. : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. – 28 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-2-105-95-eskd>.
4. ГОСТ 7.32-2001. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления [Электронный ресурс]. – Введ. 2002–07–01. – М. : Стандартинформ, 2008. – 18 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-7-32-2001-sibid>.
5. ГОСТ 7.89-2005. Оригиналы текстовые авторские и издательские. Общие требования [Электронный ресурс]. – Введ. 2006–07–01. – М. : Стандартинформ, 2006. – 16 с. – Режим доступа: http://apel.ieml.ru/storage/files/poleznoe/GOST_7_89_2005.pdf.
6. ГОСТ 7.1-2003. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления [Электронный ресурс]. – Введ. 2004–07–01. – М. : Стандартинформ, 2010. – 47 с. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_7.1-2003.
7. ГОСТ 2.301-68. Единая система конструкторской документации. Форматы [Электронный ресурс]. – Введ. 1971–01–01. – М. : Стандартинформ, 2007. – 4 с. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.301-68.
8. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по состоянию на 1 янв. 2013 г. – М. : КНОРУС, 2013. – 854 с.
9. Технологические процессы производств промышленных предприятий : учеб. пособие / В. Н. Горюнов [и др.] ; ОмГТУ. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2011. – 158 с.
10. Грунин, В. К. Основы электроснабжения объектов. Расчет электрических нагрузок : конспект лекций / В. К. Грунин. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2006. – 72 с.

11. Расчет электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования систем электроснабжения объектов : учеб. пособие / В. К. Грунин [и др.] ; под ред. В. К. Грунина; ОмГТУ. – 2-е изд., испр. и доп. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2005. – 141 с.

12. Грунин, В. К. Основы электроснабжения объектов. Проектирование систем электроснабжения : конспект лекций / В. К. Грунин. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2007. – 68 с.

13. ГОСТ 14.209 85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. – Введ. 1985–07–01. – М. : Стандартинформ, 2009. – 38 с. – Режим доступа: http://docs.nevacert.ru/files/gost/gost_14209-1985.pdf.

14. О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии : приказ Мин. энергетики РФ от 23.06.2015 № 380 [Электронный ресурс]. – Введ. 2015–07–22. – 7 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420285270>.

15. Оборудование и электротехнические устройства систем электроснабжения : справочник / под общ. ред. В. Л. Вязигина, В. Н. Горюнова, В. К. Грунина (гл. редактор). – Омск : Редакция Ом. науч. вестника, 2006. – 268 с.

16. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527 98 / под ред. Б. Н. Неклепаева. – Введ. 1998–03–23. – М. : ЭНАС, 2002. – 152 с.

17. ГОСТ 2.104-2006. Единая система конструкторской документации. Основные надписи [Электронный ресурс]. – Введ. 2006–06–22. – М. : Стандартинформ, 2006. – 14 с. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.104-2006.

18. ГОСТ 2.303 68. Единая система конструкторской документации. Линии [Электронный ресурс]. – Введ. 1971–01–01. – М. : Стандартинформ, 2007. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.303-68.

19. ГОСТ 2.701-2008. Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению [Электронный ресурс]. – Введ. 2009–07–01. – М. : Стандартинформ, 2009. – 14 с. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.701-2008.

20. ГОСТ 2.702-2011. Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем [Электронный ресурс]. – Введ. 2012–01–01. – М. : Стандартинформ, 2011. – 23 с. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.702-2011.

21. ГОСТ 2.710-81. Единая система конструкторской документации. Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах [Электронный ресурс]. – Введ. 1981–07–01. – М. : Стандартинформ, 2008. – 9 с. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_2.710-81.

БЛАНК ГРАФИКА ОФОРМЛЕНИЯ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ОмГТУ)**

Энергетический институт

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Направление подготовки: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ВКРБ

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ «___» _____ 201__ г. «___» _____ 201__ г.

ГРАФИК

написания и оформления

выпускной квалификационной работы бакалавра

Ф.И.О. студента(ки) _____

Тема выпускной квалификационной работы: _____

Мероприятия	Сроки выполнения	Отметка руководителя о выполнении
Подбор литературы, обработка. Составление библиографии.	до «___» _____ 201__ г.	
Составление плана ВКРБ и согласование его с руководителем	до «___» _____ 201__ г.	
Разработка первого раздела	до «___» _____ 201__ г.	
Накопление, систематизация, анализ практических материалов	до «___» _____ 201__ г.	
Разработка второго раздела	до «___» _____ 201__ г.	
Согласование с руководителем выводов и предложений	до «___» _____ 201__ г.	
Доработка ВКРБ в соответствии с замечаниями	до «___» _____ 201__ г.	
Подготовка доклада для защиты	до «___» _____ 201__ г.	
Ознакомление с отзывом	до «___» _____ 201__ г.	
Подготовки к защите	до «___» _____ 201__ г.	

График составлен «___» _____ 201__ г.

Подпись студента _____

					26.09.10.3.ПЗВКРБ 02068999-29-хх-				
			пись-	таДа-					
Разраб.					запасных час- тей»Пояснительная запис- ка РКРБ	.		Лист	стов
Провер.									
Консультант									
Н. Контр.						121ОмГТУ, гр. _____			
Утверд.									

Приложение Б (обязательное)

БЛАНК ТИТУЛЬНОГО ЛИСТА ВКРБ

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ОмГТУ)**

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Допускается к защите:

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор

«__» _____ 201__ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

На тему _____

Студент _____ группа _____

Ф.И.О.

(подпись)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Шифр ВКР 13.03.02

Направление «Электроэнергетика и электротехника»

Консультанты:

Руководитель:

(название раздела) (Ф.И.О.) (подпись, дата)

(Ф.И.О.)

(название раздела) (Ф.И.О.) (подпись, дата)

(подпись, дата)

Разработал:

(название раздела) (Ф.И.О.) (подпись, дата)

(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Омск 201__ г.

					ВКРБ 02068999-29-xx-00.00.00.0.ПЗ			
		Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.					Пояснительная записка ВКРБ « _____ »	Лит.	Лист	Листов
Провер.								
Консультант								
Н. Контр.								
Утверд.					ОмГТУ, гр. _____			

Приложение В (обязательное)

БЛАНК ЗАДАНИЯ НА ВКРБ

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ОмГТУ)**

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующий кафедрой
д.т.н., профессор

«__» _____ 201__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы бакалавра
студенту(ке) _____

Ф.И.О.

Группа _____ Энергетический институт

Направление подготовки: «Электроэнергетика и электротехника»

Код квалификации 13.03.02 Квалификация бакалавр

Тема ВКР (вариант): _____

Руководитель _____

(Ф.И.О., ученое звание, ученая степень,

место работы, должность)

Срок сдачи полностью оформленной работы на кафедру «__» _____ 201__ г.

Задание на ВКР (перечень подлежащих разработке разделов): _____

Перечень графического материала с указанием основных чертежей и (или)
иллюстративного материала

Задание консультанта по спецразделу

(место работы, должность консультанта)

Задание принял к исполнению _____ (_____)
подпись Ф.И.О.

					ВКРБ 02068999-29-xx-00.00.00.0.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Приложение Г (обязательное)

БЛАНК СПЕЦИФИКАЦИИ

[illegible]

ПРИМЕР РАСЧЁТА И ОФОРМЛЕНИЯ ВКРБ

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ОмГТУ)**

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Допускается к защите:

Заведующий кафедрой

д.т.н., проф. _____ В.Н. Горюнов

«__» _____ 2016 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

На тему «Электроснабжение завода по производству тракторных запасных частей»

Студент Сидоров Иван Петрович _____ группа Э-121
Ф.И.О. (подпись)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Шифр ВКР 13.03.02

Направление «Электроэнергетика и электротехника»

Консультанты:

Нормоконтроль Лютаревич А.Г. _____
(название раздела) (Ф.И.О.) (подпись, дата)

Самозапуск Эрнст А.Д. _____
(название раздела) (Ф.И.О.) (подпись, дата)

(название раздела) (Ф.И.О.) (подпись, дата)

Руководитель:

Казаков А.В. _____
(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Разработал:
Сидоров И.П. _____
(Ф.И.О.)

(подпись, дата)

Омск 2016 г.

					ВКРБ-02068999-29-17-			
		Ф.И.О.Ф.И.О.	Подпись	Да-				
Разраб.	Сидоров И.П.				Пояснительная записка «Электроснабжение завода по производству тракторных		Лит.Лит	лист-
Провер.	Казаков А.В.							1
Консультант	Эрнст А.Д.						ОмГТУ, гр. Э-	
Н. Контр.	Лютаревич А.Г.							
Утверд.	Горюнов В.Н.							

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ОмГТУ)**

Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующий кафедрой
д.т.н., профессор В.Н. Горюнов

«__» _____ 201__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы бакалавра

Студенту Сидорову Ивану Петровичу
Ф.И.О.

Группа Э–121 Энергетический институт

Направление подготовки: «Электроэнергетика и электротехника»

Код квалификации 13.03.02 Квалификация бакалавр

Тема ВКР (вариант): Электроснабжение завода по производству тракторных запасных частей (вариант 26-9-10-3)

Руководитель Казаков А.В., доцент, канд. техн. наук,

(Ф.И.О., ученое звание, ученая степень,

кафедра ЭСПП ОмГТУ, доцент

место работы, должность)

Срок сдачи полностью оформленной работы на кафедру «20» мая 2016 г.

Задание на ВКР (перечень подлежащих разработке разделов): технологический процесс производства, расчёт электрических нагрузок, картограмма электрических нагрузок, графики электрических нагрузок, расчёт системы питания, расчет системы распределения, транспорт электрической энергии, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка элементов системы электро-снабжения, проверка кабельных линий на термическую стойкость.

Перечень графического материала с указанием основных чертежей и (или) иллюстративного материала: блок-схема технологического процесса, картограмма нагрузок, графики нагрузок, трассы транспорта электрической энергии, схема СЭС завода.

Задание консультанта по спецразделу: выполнить расчет самозапуска электродвигателей цеха точного литья.

к.т.н., доцент каф.ЭСПП ОмГТУ, Эрнст А.Д.

(место работы, должность консультанта)

Задание принял к исполнению _____ (Сидоров И.П.)
подпись Ф.И.О.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Исходные данные

Тема: Электроснабжение завода по производству тракторных запасных частей.

1. Генеральный план завода (рисунок 1).
2. Мощность системы питания 1200 МВ·А.
3. Питание предприятия можно осуществлять от подстанции энергосистемы на классах напряжения 220, 110, 35 кВ.
4. Индуктивное сопротивление системы (x_c) принимать 0,3; 0,6; 0,9 о.е. соответственно классам напряжения 220, 110, 35 кВ.
5. Расстояние от источника питания до завода 6 км.
6. Сведения об электрических нагрузках завода (таблица 1).

Таблица 1 – Ведомость электрических нагрузок завода

№ на плане	Подразделение завода	Установленная мощность, кВт
1	Сталелитейный цех (0,4 кВ) Сталелитейный цех (6 кВ)	3810 30000
2	Термообрубное отделение сталелитейного цеха	1690
3	Чугунолитейный цех	2920
4	Обрубное отделение чугунолитейного цеха	2225
5	Цех точного литья (0,4 кВ) Цех точного литья (6 кВ)	1210 3000
6	Заготовительное отделение	560
7	Кузнечно-штамповочный цех	10800
8	Главный корпус (0,4 кВ) Главный корпус (6 кВ)	10540 2200
9	Цех втулок и пальцев	6650
10	Инструментальный цех	3490
11	Деревообрабатывающий и модельный цеха	450
12	Ремонтно-механический цех	700
13	Склад ЛВЖ и ГСМ	40
14	Компрессорная (0,4 кВ) Компрессорная (6 кВ – СД)	400 6750
15	Кислородная станция	800
16	Лаборатории (ЦЗЛ) и ЦИЛ	1420
17	Административный корпус	50
18	Столовая	275
19	Насосная станция хозяйственного водоснабжения	100
20	Насосная станция оборотного водоснабжения	520
21	Насосная станция производственного водоснабжения (0,4 кВ) Насосная станция производственного водоснабжения (6 кВ)	200 500
22	Скrapоразделочная база	450
	Освещение цехов и территории комбината	<i>По площади</i>

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		3

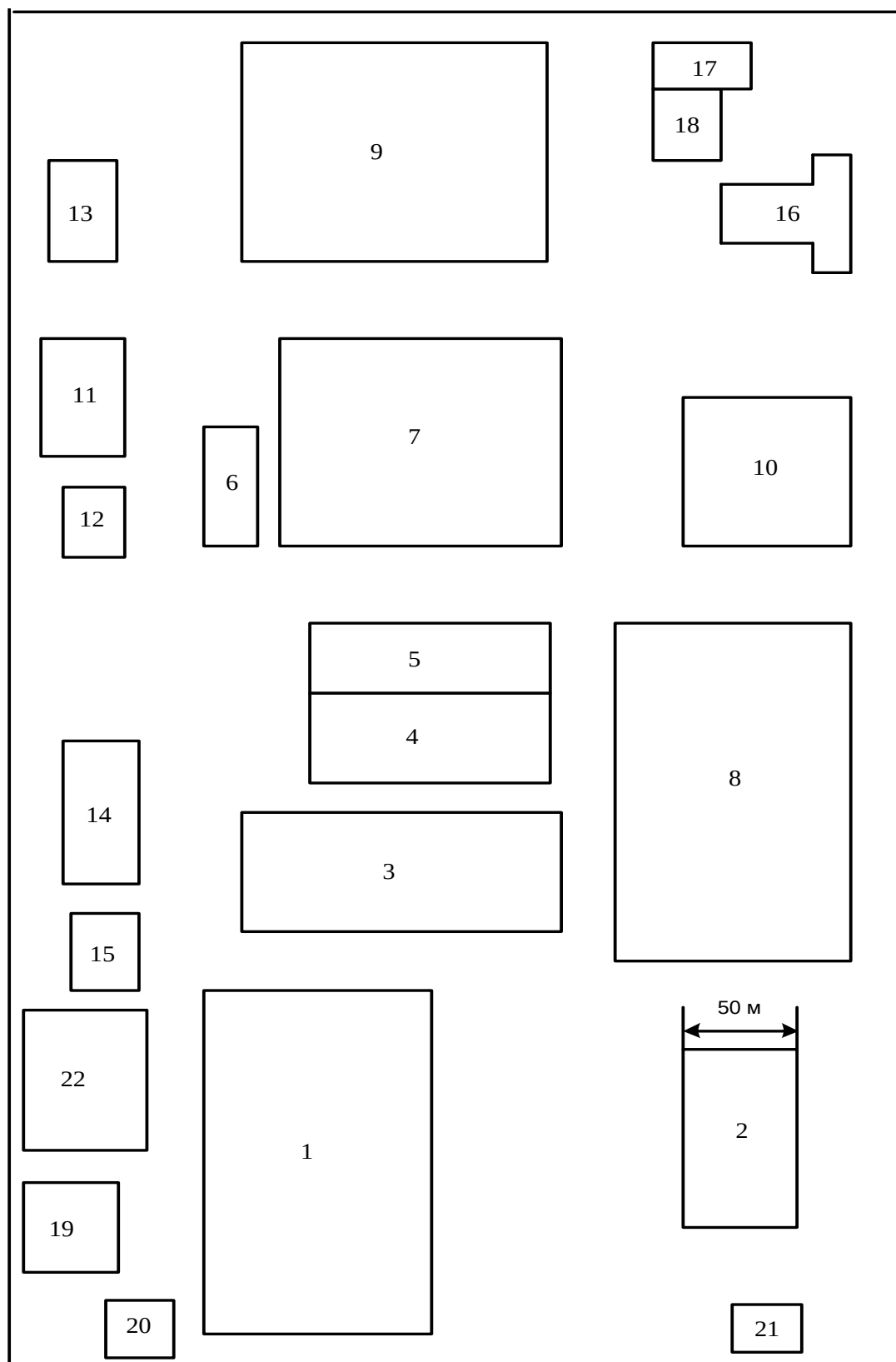


Рисунок 1 – Генеральный план завода по производству тракторных запасных частей

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

Аннотация

Выпускная квалификационная работа. ОмГТУ. Тема работы: «Электроснабжение завода по производству тракторных запасных частей».

Руководитель работы: Казаков А.В. доцент, к.т.н.

Направление подготовки: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Выпуск 2016 г.

Пояснительная записка: 74 с., 17 рис., 25 табл., 12 источников, 1 приложение.

Система электроснабжения. Пункт приема электрической энергии. Цеховая подстанция. Электрооборудование. Транспорт электрической энергии. Компенсация реактивной мощности. Ток короткого замыкания. Самозапуск электродвигателей.

Объектом выполненной работы является система электроснабжения заданного объекта.

Цель работы – разработка системы электроснабжения завода по производству тракторных запасных частей.

В результате анализа технологического процесса производства определены: технологические коэффициенты электрических нагрузок, категории электроприемников по бесперебойности электроснабжения и характеристика окружающей среды подразделений предприятия.

В процессе работы производились: расчет электрических нагрузок предприятия, построение картограммы электрических нагрузок, определение места размещения пункта приёма электрической энергии, построение графиков электрических нагрузок, определение средств и способов транспорта электрической энергии, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрооборудования системы электроснабжения, расчет и выбор средств компенсации перетоков реактивной мощности.

Углубленная проработка темы «Самозапуск электродвигателей» по заданию консультанта.

Основные технико-эксплуатационные показатели:

экономичность, надежность и безопасность эксплуатации системы электроснабжения объекта.

Эффективность электроустановок определяется применением современных технологий и оборудования с учетом особенностей технико-технологических условий функционирования системы электроснабжения заданного объекта.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		5

Содержание

Введение	7
1 Описание и анализ технологического процесса производства	8
2 Определение расчётных электрических нагрузок	12
2.1 Расчётные нагрузки цехов	12
2.2 Расчёт мощности компенсирующих устройств цехов	20
2.3 Расчётные нагрузки на шинах низшего напряжения пункта приёма электроэнергии	23
2.4 Расчётные нагрузки на шинах высшего напряжения пункта приёма электроэнергии	24
3 Построение картограммы нагрузок предприятия	26
4 Расчёт системы питания	29
4.1 Выбор рационального напряжения системы питания	29
4.2 Компенсация реактивной мощности системы распределения	29
4.3 Построение графиков нагрузок	29
4.4 Выбор силовых трансформаторов пункта приёма электрической энергии	33
4.5 Выбор схемы ввода высшего напряжения подстанции	34
4.6 Выбор питающих линий электропередачи	35
4.7 Выбор схемы распределительного устройства низшего напряжения пункта приема электрической энергии	36
5 Расчет системы распределения	38
5.1 Выбор класса напряжения системы распределения	38
5.2 Выбор схем распределения электроэнергии	38
5.3 Выбор распределительных пунктов	38
5.4 Выбор мощности и места размещения цеховых трансформаторных подстанций	39
5.5 Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций	41
5.6 Транспорт электрической энергии в системе распределения	43
5.7 Выбор сечения и марки проводников системы распределения	45
6 Расчёт токов короткого замыкания	48
7 Выбор и проверка элементов системы электроснабжения	55
7.1 Выбор и проверка высоковольтных коммутационных аппаратов	55
7.2 Выбор и проверка вспомогательного электрооборудования	59
7.3 Выбор и проверка коммутационных аппаратов 0,4 кВ	63
8 Проверка кабельных линий на термическую стойкость	64
9 Самозапуск электродвигателей	66
Заключение	70
Библиографический список	71
Приложение А. Спецификация электрооборудования системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам	73

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена проектированию системы электроснабжения завода по производству тракторных запасных частей.

Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий осуществляется, как правило, проектными организациями. В результате обобщения многолетнего опыта проектирования возникли типовые проектные решения.

В настоящее время апробированы методы расчета и проектирование как питающих, так и распределительных сетей, выбора мощности силовых трансформаторов и трансформаторных подстанций и т.п.

Однако существуют проблемные вопросы проектирования систем электроснабжения, а именно:

- правильное определение ожидаемых электрических нагрузок;
- рациональное построение схем систем электроснабжения;
- оптимизация компенсации перетоков реактивной мощности в системах электроснабжения;
- применение современных модульных устройств релейной защиты и автоматики.

В связи с проблемными вопросами проектирования систем электроснабжения и с учётом современных технологий разрабатываются и вводятся в действие новые нормативные документы. Поэтому данную тему выпускной работы можно считать актуальной.

Работа над ВКР развивает: способность осуществлять поиск, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных; умение работать с нормативно-технической документацией; способность выбирать структуру систем электроснабжения объектов и приводить обоснование проектных решений, способность оформлять отчетную документацию.

Все разделы выполнены с соблюдением требований основных действующих нормативных документов [1, 2].

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

1 Описание и анализ технологического процесса производства

Завод по производству тракторных запасных частей относится к предприятиям машиностроения [3].

Литейные цеха. Состав технологических агрегатов очень разнообразный. Плавка черных металлов производится как в дуговых, так и в индукционных электрических печах. Цветные металлы плавят в газовых, индукционных, тигельных или канальных печах, а также в дуговых печах косвенного нагрева. Мощность электрических печей достигает 10 МВ·А.

Основные электроприемники цеха: печи, конвейеры, транспортеры, насосы, сушильные печи, краны, приточная и вытяжная вентиляция, калориферы. Электроприводы вентиляторов и насосов имеют диапазон мощностей 4,0–200 кВт, режим их работы продолжительный. Мощности электроприводов транспортеров, конвейеров и других транспортирующих механизмов составляют 1,7–22 кВт.

Категория приемников по электроснабжению – 1.

Условия среды – технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур.

Категория размещения электрооборудования – 3.

Степени защиты электрооборудования – IP40-IP50 (избирательно).

Термические цеха предназначены для химико-термической или термической обработки изделий. Основные электроприемники: агрегаты для химико-термической обработки, соляные ванны, электрические печи сопротивления, печи высокой частоты. Напряжение питания 0,4 кВ. Закалочные установки питаются от тиристорных преобразователей частоты. Режим работы продолжительный.

Категория приемников по электроснабжению – 1 (2).

Условия среды – технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур.

Категория размещения электрооборудования – 3.

Степени защиты электрооборудования – IP40-IP50 (избирательно).

Кузнечно-штамповочный цех. Основные электроприемники: электроприводы прессов. Мощность приводов 2,0–160 кВт холодной и 30–630 кВт горячей штамповки. Режим работы повторно-кратковременный, напряжение питания переменное 0,4 и 6(10) кВ. В цехах присутствует оборудование общепромышленного назначения – вентиляторы, насосы, подъемно-транспортные механизмы с мощностью электродвигателей 1,6–11 кВт.

Категория приемников по электроснабжению – 2 (3).

Условия среды – технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур.

Категория размещения электрооборудования – 3 (4).

Степени защиты электрооборудования – IP20-IP40 (избирательно).

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Инструментальный цех. Цех производит инструмент и специальную оснастку для металлообрабатывающих станков. Основные электроприемники цеха – электроприводы металлообрабатывающих станков (токарных, сверлильных, фрезерных, автоматов-роботов и т.д.). Мощность отдельных приводов 1,5–10 кВт. Напряжение питания трехфазное 220 / 380 В. Режим работы продолжительный.

Категория приемников по электроснабжению – 3.

Условия среды – технологическая пыль.

Категория размещения электрооборудования – 4.

Степени защиты электрооборудования – IP20-IP40 (избирательно).

Ремонтно-механический цех является ремонтной базой и необходим для текущего ремонта технологического оборудования. Структура РМЦ зависит от мощности и специфики производства предприятия. Основные электроприемники цеха: электродвигатели приводов станков и механизмов, термические печи, электросварочное оборудование, подъёмно-погрузочные механизмы, системы вентиляции. Мощность электроприёмников может достигать сотен киловатт. Напряжение питания 220 / 380 В. Режим работы продолжительный или повторно-кратковременный.

Категория приемников по электроснабжению – 3.

Условия среды – нормальная.

Категория размещения электрооборудования – 4.

Степени защиты электрооборудования – IP20-IP40 (избирательно).

Испытательный цех. В цехе производятся калибровка, настройка, проверка параметров изделий. Электроприемники цеха: специальные стенды и приборы, обеспечивающие проверку определённых параметров изделия. Мощность электроприёмников весьма разнообразна, может достигать сотен киловатт. Напряжение питания переменное 220 / 380 В.

Категория приемников по электроснабжению – 2.

Условия среды – нормальная.

Категория размещения оборудования – 4.

Степень защиты электрооборудования – IP00.

Деревообрабатывающий цех выполняет обработку и сборку деревянных изделий. Оборудование цеха: сушильные и пропиточные камеры; циркулярные пилы; строгальные, фрезерные, сверлильные и шлифовальные станки; прессы для горячей склейки древесины и другое оборудование.

Категория приемников по электроснабжению – 3.

Условия среды – технологическая пыль.

Категория размещения оборудования – 4.

Степени защиты электрооборудования – IP20-IP44 (избирательно).

Блок-схема технологического процесса производства представлена на рисунке 2.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

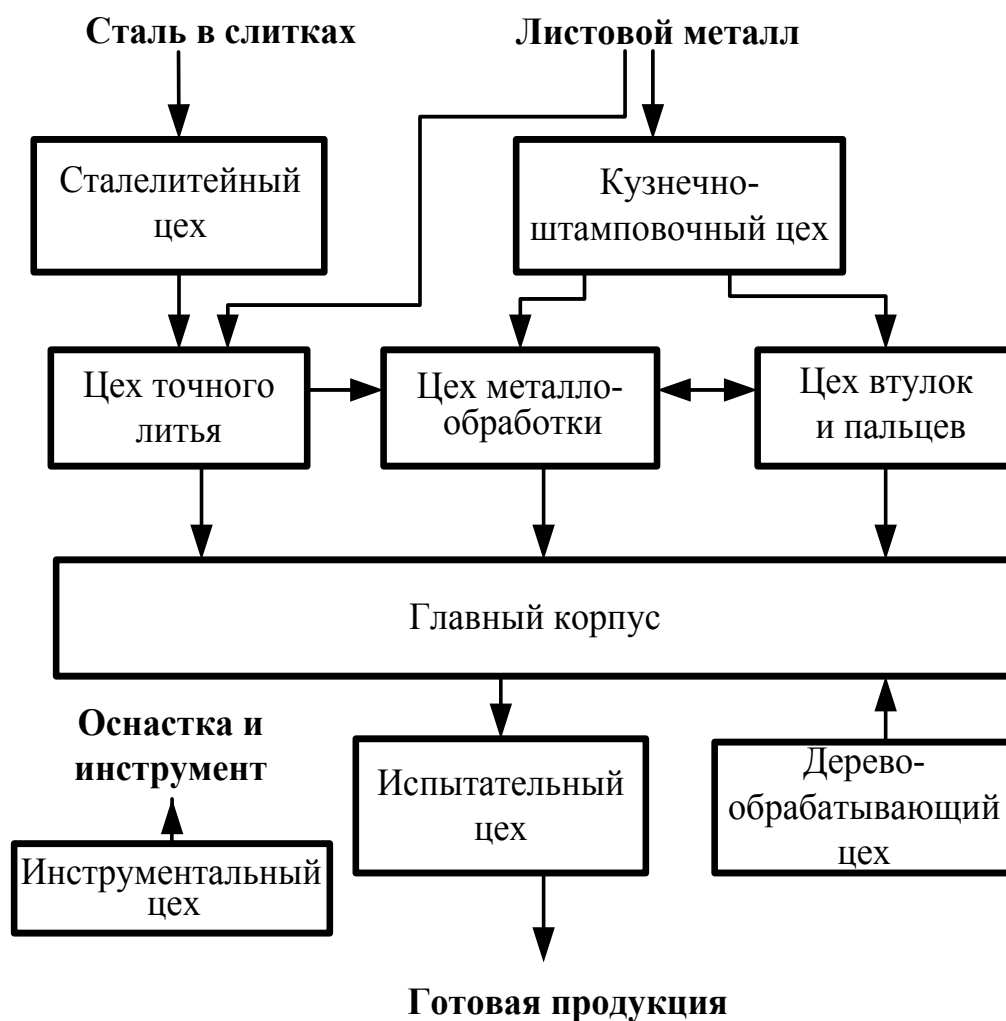


Рисунок 2 – Блок-схема технологического процесса производства тракторных запасных частей

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		10

Результаты анализа технологического процесса завода приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты анализа технологического процесса завода

№ на плане	Подразделение завода	Категория ЭП	Характеристика окружающей среды
1	Сталелитейный цех	1	Технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур
2	Термообрубное отделение сталелитейного цеха	2	Жаркая
3	Чугунолитейный цех	1	Технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур
4	Обрубное отделение чугунолитейного цеха	2	Нормальная
5	Цех точного литья	1	Жаркая
6	Заготовительное отделение	3	Технологическая пыль
7	Кузнечно-штамповочный цех	2	Технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур
8	Главный корпус	1	Нормальная
9	Цех втулок и пальцев	2	Нормальная
10	Инструментальный цех	3	Нормальная
11	Деревообрабатывающий и модельный цеха	3	П2
12	Ремонтно-механический цех	3	Нормальная
13	Склад ЛВЖ и ГСМ	3	П1
14	Компрессорная	1	Нормальная
15	Кислородная станция	2	Нормальная
16	Лаборатории (ЦЗЛ) и ЦИЛ	3	Нормальная
17	Административный корпус	3	Нормальная
18	Столовая	3	Нормальная
19	Насосная станция хозяйственного водоснабжения	3	Нормальная
20	Насосная станция оборотного водоснабжения	2	Нормальная
21	Насосная станция производственного водоснабжения	2	Жаркая
22	Скrapopазделочная база	3	Технологическая пыль

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		11

2 Определение расчётных электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок цехов является главным этапом при проектировании промышленной электрической сети.

При выполнении ВКР расчётные нагрузки определяются по номинальной мощности и коэффициенту спроса с учётом осветительной нагрузки, коэффициента одновременности максимумов и потерь в элементах системы электроснабжения.

Расчётные электрические нагрузки СЭС определяются для всех узлов питания потребителей электроэнергии. При этом отдельно рассматриваются сети напряжением до и выше 1 кВ.

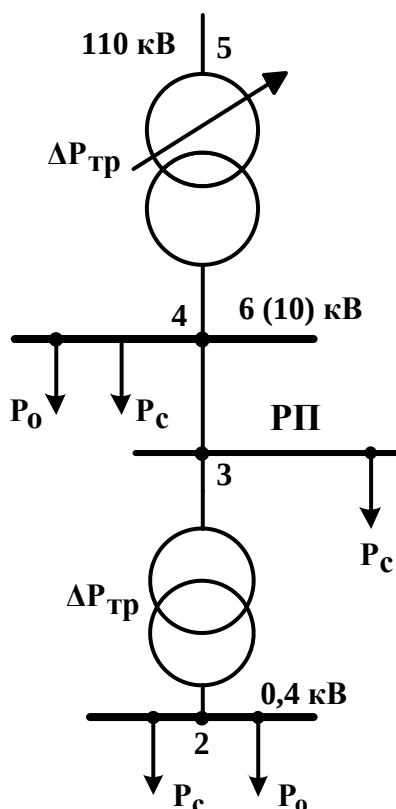


Рисунок 3 – Фрагмент схемы электроснабжения

2.1 Расчётные нагрузки цехов

В исходных данных на проектирование не представлены характеристики индивидуальных электроприёмников цехов, поэтому расчёт нагрузок производится начиная со второго уровня, шины 0,4 кВ (рисунок 3, точка 2).

В этом узле расчетные нагрузки определяются по номинальной мощности (P_n), коэффициенту спроса (K_c) и коэффициенту мощности ($\text{tg}\varphi_n$), справочные величины [4, 5].

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

$$P_c = K_c P_n; \quad (1)$$

$$Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_n. \quad (2)$$

Кроме того, при расчёте нагрузок цехов необходимо учесть нагрузку искусственного освещения, которая определяется по номинальной мощности осветительной нагрузки данного цеха ($P_{н.о}$) и коэффициенту спроса для осветительной нагрузки ($K_{с.о}$) с учетом коэффициента потерь в пускорегулирующей аппаратуре ($K_{пп}$).

Номинальная мощность осветительной нагрузки определяется исходя из удельной мощности на единицу площади:

$$P_{н.о} = F p_{уд}, \quad (3)$$

где $P_{н.о}$ – номинальная мощность осветительной нагрузки данного цеха, кВт;
 F – площадь территории цеха, m^2 ; $p_{уд}$ – удельная мощность осветительной нагрузки, $Вт/м^2$.

Примечание: рекомендуемые значения удельных мощностей осветительной нагрузки, $Вт/м^2$ [5, 6].

Территория завода площадью менее 20000 m^2 (ДРЛ) – 0,9 $Вт/м^2$.

Для люминесцентных и ДРЛ ламп:

вспомогательные цеха – 12–14 $Вт/м^2$; склады – 7–10 $Вт/м^2$; механические цеха – 14–16 $Вт/м^2$; компрессорные, насосные – 14–16 $Вт/м^2$; заводоуправления, столовые, лаборатории – 18–20 $Вт/м^2$.

Расчетные мощности осветительной нагрузки определяются по формулам:

$$P_o = K_{с.о} K_{пп} P_{н.о}; \quad (4)$$

$$Q_o = P_o \operatorname{tg} \varphi_{н.о}. \quad (5)$$

При применении газоразрядных источников света рекомендуется принимать $K_{пп} = 1,2$, $\operatorname{tg} \varphi_{н.о} = 0,48$ при $\cos \varphi = 0,9$.

Таким образом, расчётные значения нагрузок цеха (точка 2) определяются по следующим выражениям:

$$P_{р.ц} = P_c + P_o; \quad (6)$$

$$Q_{р.ц} = Q_c + Q_o, \quad (7)$$

где $P_{р.ц}$ и $Q_{р.ц}$ – расчётные значения активной и реактивной мощностей цеха, кВт и квар.

Полная мощность:

$$S_{р.ц} = \sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_{р.ц}^2}. \quad (8)$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

Расчетный ток узла нагрузки:

$$I_{p.ц} = \frac{S_{p.ц}}{\sqrt{3} U_H}, \quad (9)$$

где $I_{p.ц}$ – расчётное значение тока узла нагрузки (цеха), А; U_H – номинальное напряжение в узле нагрузки, кВ.

Нагрузки на стороне высшего напряжения цеховой подстанции

Расчётные значения нагрузок на стороне высшего напряжения трансформаторов цеховых подстанций (рисунок 3, точка 3) определяем по расчётным нагрузкам на шинах низшего напряжения данной подстанции (рисунок 3, точка 2) с учётом потерь в питающих трансформаторах [5].

Так как тип и мощность силового трансформатора ещё не выбраны, можно принимать:

$$\Delta P_T = 0,02 S_{p.ц}; \quad (10)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_{p.ц}. \quad (11)$$

Таким образом, расчётные нагрузки на стороне высшего напряжения цеховых ТП определяются по следующим выражениям:

– расчетные активная и реактивная мощности:

$$P_{p.ц.в} = P_{p.ц} + \Delta P_T, \quad (12)$$

$$Q_{p.ц.в} = Q_{p.ц} + \Delta Q_T, \quad (13)$$

где $P_{p.ц.в}$ и $Q_{p.ц.в}$ – расчётные значения активной и реактивной мощностей, потребляемых цехом на стороне высшего напряжения, кВт и квар; ΔP_T и ΔQ_T – потери активной и реактивной мощностей в цеховом трансформаторе, кВт и квар;

– расчетная полная мощность

$$S_{p.ц.в} = \sqrt{(P_{p.ц.в})^2 + (Q_{p.ц.в})^2}, \quad (14)$$

где $S_{p.ц.в}$ – расчётное значение полной мощности, потребляемой цехом на стороне высшего напряжения, кВ·А;

– расчетный ток

$$I_{p.ц.в} = \frac{S_{p.ц.в}}{\sqrt{3} U_H}. \quad (15)$$

По полученным расчётным значениям нагрузок выбирают линии, питающие цеховые ТП и коммутационно-защитную аппаратуру этих линий.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Высоковольтные нагрузки цеха

Расчетные нагрузки высоковольтных электроприёмников цеха: 14

– расчетные активная и реактивная мощности:

$$P_{p.v.c} = K_c P_H, \quad (16)$$

$$Q_{p.v.c} = P_{p.v.c} \operatorname{tg} \varphi_H, \quad (17)$$

где $P_{p.v.c}$ и $Q_{p.v.c}$ – расчётные значения активной и реактивной мощностей высоковольтной цеховой нагрузки, кВт и квар; K_c – коэффициент спроса высоковольтной нагрузки, о.е.; $\operatorname{tg} \varphi_H$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

– расчетная полная мощность

$$S_{p.v.c} = \sqrt{(P_{p.v.c})^2 + (Q_{p.v.c})^2}; \quad (18)$$

– расчетный ток

$$I_{p.v.c} = \frac{S_{p.v.c}}{\sqrt{3}U_H}. \quad (19)$$

Суммарные расчетные мощности цеха [5, 6, 7]:

$$P_{p.\Sigma} = (P_{p.v.c} + P_{p.ц.в}) K_{o.a}; \quad (20)$$

$$Q_{p.\Sigma} = (Q_{p.v.c} + Q_{p.ц.в}) K_{o.q}; \quad (21)$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2}; \quad (22)$$

$$I_{p.\Sigma} = \frac{S_{p.\Sigma}}{\sqrt{3}U_H}. \quad (23)$$

Рассмотрим определение расчетных нагрузок на примере цеха № 8 (главный корпус).

Исходные данные

На шинах ТП напряжением 0,4 кВ:

$P_H = 10540$ кВт, $K_c = 0,6$; $\cos \varphi = 0,9$; $F = 19630$ м² (2,7×5,7 см, масштаб 1,4 см = 50 м); $p_{уд} = 12$ Вт/м²; $\cos \varphi_o = 0,9$; $K_{c.o} = 0,95$; $K_{шт} = 1,2$.

На стороне высшего ТП напряжением 6 кВ:

$P_{H6кВ} = 2200$ кВт, $\cos \varphi = 0,9$, $K_c = 0,4$.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчёт электрических нагрузок

Расчёт нагрузок 0,4 кВ (формулы (1)–(9)):

15

– расчетные мощности силовой нагрузки:

$$P_c = K_c P_H = 0,6 \cdot 10540 = 6324 \text{ кВт};$$

$$Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_H = 6324 \cdot 0,484 = 3063 \text{ квар};$$

– расчетные мощности осветительной нагрузки:

$$P_o = K_{c.o} K_{\text{шт}} F_{\text{уд}} = 0,95 \cdot 1,2 \cdot 19630 \cdot 12 = 268,5 \text{ кВт};$$

$$Q_o = P_o \operatorname{tg} \varphi_{\text{но}} = 268,5 \cdot 0,484 = 130,1 \text{ квар}.$$

Суммарные нагрузки на 0,4 кВ (точка 2):

– расчетные мощности:

$$P_{\text{р.ц}} = P_c + P_o = 6324 + 268,1 = 6593 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.ц}} = Q_c + Q_o = 3063 + 130,1 = 3193 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.ц}} = \sqrt{(P_{\text{р.ц}})^2 + (Q_{\text{р.ц}})^2} = \sqrt{6593^2 + 3193^2} = 7325 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

– расчетный ток

$$I_{\text{р.ц}} = \frac{S'_{\text{р.ц}}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{7325}{\sqrt{3} \cdot 400} = 10573 \text{ кА}.$$

Расчёт нагрузок на стороне 6 кВ ТП (формулы (10)–(15)):

Потери в силовом трансформаторе:

$$\Delta P_T = 0,02 S_{\text{р.ц}} = 0,02 \cdot 7325 = 146,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_{\text{р.ц}} = 0,1 \cdot 7325 = 732,5 \text{ квар}.$$

Расчетные цеховые низковольтные нагрузки на стороне 6 кВ ТП:

– расчетные мощности:

$$P_{\text{р.ц.в}} = P_{\text{р.ц}} + \Delta P_{\text{тр}} = 6593 + 146,5 = 6739 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.ц.в}} = Q_{\text{р.ц}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 3193 + 732,5 = 3925 \text{ квар},$$

$$S_{\text{р.ц.в}} = \sqrt{P_{\text{р.ц.в}}^2 + Q_{\text{р.ц.в}}^2} = \sqrt{6739^2 + 3925^2} = 7799 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

– расчетный ток

$$I_{\text{р.ц.в}} = \frac{S_{\text{р.ц.в}}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{7799}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 750,5 \text{ А}.$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчетные нагрузки высоковольтных (6 кВ) электроприёмников цеха (формулы (16)–(19)):

16

– расчетные мощности:

$$P_{p.v.c} = K_c P_H = 0,4 \cdot 2200 = 880,0 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.v.c} = P_{p.v.c} \operatorname{tg} \varphi_i = 880,0 \cdot 0,484 = 426,2 \text{ квар};$$

$$S_{p.v.c} = \sqrt{(P_{p.v.c})^2 + (Q_{p.v.c})^2} = \sqrt{880,0^2 + 426,6^2} = 977,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

– расчетный ток

$$I_{p.v.c} = \frac{S_{p.v.c}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{977,8}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 94,2 \text{ А}.$$

Суммарные расчетные нагрузки цеха:

– расчетные мощности:

$$P_{p.\Sigma} = (P_{p.v.c} + P_{p.v.c}) K_{o.a} = (6739 + 880) \cdot 0,9 = 6857,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.\Sigma} = (Q_{p.v.c} + Q_{p.v.c}) K_{o.q} = (3925 + 426,2) \cdot 0,9 = 3916,0 \text{ квар};$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2} = \sqrt{6857^2 + 3916^2} = 7896,42 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

– расчетный ток

$$I_{p.\Sigma} = \frac{S_{p.\Sigma}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{7896}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 760,7 \text{ А}.$$

Результаты расчетов остальных цехов завода представлены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок подразделений завода

№ на плане	Подразделение	P_H , кВт	$\cos \varphi$	K_c	P_c , кВт	Q_c , квар	S_c , кВ·А	I_c , А
Электроприемники напряжением 0,4 кВ								
1	Сталелитейный цех	3810	0,95	0,5	2096	688,8	2206	3184
2	Термообрубное отделение сталелитейного цеха	1690	0,9	0,4	676,0	327,4	751,1	1084
3	Чугунолитейный цех	2920	0,95	0,5	1460	479,9	1537	2218
4	Обрубное отделение чугунолитейного цеха	2225	0,9	0,6	1335	646,6	1483	2141
5	Цех точного литья	1210	0,95	0,5	605,0	198,9	636,8	919,2

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ			лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				17

№ на плане	Подразделение	P _н , кВт	cosφ	K _с	P _с , кВт	Q _с , квар	S _с , кВ·А	I _с , А
6	Заготовительное отделение	560	0,8	0,6	336,0	252,0	420,0	606,2
7	Кузнечно-штамповочный цех	10800	0,9	0,6	6480	3138	7200	10392
8	Главный корпус	10540	0,9	0,6	6324	3063	7799	750,5
9	Цех втулок и пальцев	6650	0,85	0,3	1995	1236	2347	3388
10	Инструментальный цех	3490	0,85	0,35	1222	757,0	1437	2074
11	Деревообрабатывающий и модельный цеха	450	0,85	0,45	202,5	125,5	238,2	343,9
12	РМЦ	700	0,8	0,3	210,0	157,5	262,5	378,9
13	Склад ЛВЖ и ГСМ	40	0,8	0,2	8,0	6,0	10,0	14,4
14	Компрессорная	400	1,0	0,8	320,0	0	320,0	461,9
15	Кислородная станция	800	0,85	0,6	520,0	322,3	611,8	883,0
16	Лаборатории (ЦЗЛ, ЦИЛ)	1420	0,85	0,3	426,0	264,0	501,2	723,4
17	Административный корпус	50	0,8	0,3	17,5	13,1	21,9	31,6
18	Столовая	275	0,8	0,3	75,0	56,3	93,8	135,3
19	Насосная станция хозпитьевого водоснабжения	100	0,85	0,6	60,0	37,2	70,6	101,9
20	Насосная станция оборотного водоснабжения	520	0,85	0,6	312,0	193,4	367,1	529,8
21	Насосная станция производственного водоснабжения	200	0,85	0,5	100,0	62,0	117,6	169,8
22	Скrapopазделочная база	450	0,8	0,4	180,0	135,0	225,0	324,8
	Итого по 0,4 кВ	49275	—	—	24959	12160	27764	—
	Электроприемники напряжением 6 кВ							
1	Сталелитейный цех АД	30000	0,95	0,6	18000	5916	18947	1823,2
5	Цех точного литья АД	3000	0,95	0,7	2100	690,2	2211	212,7
8	Главный корпус	2200	0,9	0,4	880,0	426,2	977,8	94,2
14	Компрессорная СД	6750	1	0,8	5400	0,0	5400	519,6
21	Насосная производственного водоснабжения АД	500	0,95	0,8	400,0	131,5	421,0	40,5
	Итого по 6 и 0,4	91725	—	—	51739	19325	55230	—
					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ			лист
								18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

Таблица 4 – Расчет осветительной нагрузки подразделений завода (при $K_{\text{пл}} = 1,2$)

№ на плане	Подразделение	$F_{\text{ц}}, \text{м}^2$	$p_{\text{уд}}, \text{Вт/м}^2$	$K_{\text{осв}}, \text{о.е.}$	$P_{\text{о}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{о}}, \text{квар}$	$S_{\text{о}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_{\text{р.о}}, \text{А}$
1	Сталелитейный цех	21046	13	0,95	311,9	151,1	2550	3680,1
2	Термообрубное отделение сталелитейного цеха	5357	12	0,95	73,3	35,5	832,5	1201,7
3	Чугунолитейный цех	10714	12	0,95	146,6	71,0	1698	2451,4
4	Обрубное отделение чугунолитейного цеха	6122	12	0,95	83,8	40,6	1576	2275,3
5	Цех точного литья	5306	12	0,95	72,6	35,2	716,9	1034,7
6	Заготовительное отделение	1607	12	0,85	19,7	9,5	441,5	637,2
7	Кузнечно-штамповочный цех	23852	12	0,85	291,9	141,4	7524	10860,5
8	Главный корпус	19630	12	0,95	268,5	130,1	7325	10572,8
9	Цех втулок и пальцев	17462	14	0,85	249,4	120,8	2623	3785,7
10	Инструментальный цех	5740	14	0,85	82,0	39,7	1528	2205,0
11	Деревообрабатывающий и модельный цеха	2296	14	0,85	32,8	15,9	274,5	396,2
12	РМЦ	1071	14	0,85	15,3	7,4	279,2	403,0
13	Склад ЛВЖ и ГСМ	1518	8	0,6	8,7	4,2	19,6	28,3
14	Компрессорная	4592	14	0,85	65,6	31,8	386,9	558,4
15	Кислородная станция	1327	12	0,85	16,2	7,9	629,7	908,9
16	Лаборатории (ЦЗЛ) и ЦИЛ	2500	20	0,8	48,0	23,2	554,3	800,0
17	Административный корпус	1161	20	0,8	22,3	10,8	46,4	67,0
18	Столовая	1122	20	0,9	24,2	11,7	120,3	173,6
19	Насосная станция хозпитьевого водоснабжения	2487	14	0,85	35,5	17,2	109,9	158,7
20	Насосная станция оборотного водоснабжения	816	14	0,85	11,7	5,6	379,9	548,4
21	Насосная станция производственного водоснабжения	714	14	0,85	10,2	4,9	128,9	186,1
22	Скрапоразделочная база	4987	14	0,85	71,2	34,5	303,0	437,4

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

Таблица 5 – Расчет электрических нагрузок подразделений завода с учётом потерь

№ на плане	Подразделение	$\Delta P_{\text{т}},$ кВт	$\Delta Q_{\text{т}},$ квар	$P_{\text{ц}},$ квар	$Q_{\text{ц}},$ квар	$S_{\text{ц}},$ кВ·А	$I_{\text{ц}},$ А
1	Сталелитейный цех	51,0	220,6	2458,9	1060,5	2677,84	259,0
2	Термообрубное отделение сталелитейного цеха	16,7	75,11	766	438,01	882,38	85,3
3	Чугунолитейный цех	34,0	153,7	1640,6	704,6	1785,50	172,4
4	Обрубное отделение чугунолитейного цеха	31,5	148,3	1450,3	835,5	1673,74	161,5
5	5. Цех точного литья	14,3	63,68	691,9	297,78	753,25	72,8
6	Заготовительное отделение	8,8	42	364,5	303,5	474,31	45,8
7	Кузнечно-штамповочный цеха	150,5	720	6922,4	3999,4	7994,67	770,9
8	Главный корпус	146,5	779,9	6739	3973	7822,96	750,5
9	Цех втулок и пальцев	52,5	234,7	2296,9	1591,5	2794,39	270,4
10	Инструментальный цех	30,6	143,7	1334,6	940,4	1632,63	157,6
11	Деревообрабатывающий и модельный цеха	5,5	23,82	240,8	165,22	292,03	28,3
12	РМЦ	5,6	26,25	230,9	191,15	299,75	28,9
13	Склад ЛВЖ и ГСМ	0,4	1	17,1	11,2	20,44	2,0
14	Компрессорная	7,7	32	393,3	63,8	398,44	38,4
15	Кислородная станция	12,6	61,18	548,8	391,38	674,06	65,0
16	Лаборатории (ЦЗЛ) и ЦИЛ	11,1	50,12	485,1	337,32	590,85	57,1
17	Административный корпус	0,9	2,19	40,7	26,09	48,34	4,8
18	Столовая	2,4	9,38	101,6	77,38	127,71	12,4
19	Насосная станция хозяйственного водоснабжения	2,2	7,06	97,7	61,46	115,42	11,3
20	Насосная станция оборотного водоснабжения	7,6	36,71	331,3	235,71	406,59	39,2
21	Насосная станция производственного водоснабжения	2,6	11,76	112,8	78,66	137,51	13,3
22	Скrapopазделочная база	6,1	22,5	257,3	192	321,04	31,3

2.2 Расчёт мощности компенсирующих устройств цехов

Согласно [7] мощность компенсирующих устройств в узле нагрузки определяется

$$Q_{\text{кy i}} = P_{\text{p i}} K, \quad (24)$$

где $P_{\text{p i}}$ – расчетная активная мощность i-го узла нагрузки, кВт; K – коэффициент пропорциональности, который зависит от текущего значения коэффи-

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

циента активной мощности (расчетного) и требуемого (достижимого) для компенсации перетоков реактивной мощности питающих сетей узла нагрузки.

Расчетную мощность компенсирующих устройств округляют до ближайшей (по стандартной шкале) мощности. При выборе типа компенсирующих устройств рекомендуется применять комплектные установки (ККУ).

Примечание: устанавливать компенсирующие устройства мощностью менее 150 квар обычно экономически не целесообразно.

Рассмотрим расчет компенсирующих устройств на примере цеха № 1 (сталелитейный цех):

$$P_{p.ц} = 2677 \text{ кВт}, Q_{p.ц} = 1060 \text{ квар};$$

тогда значение коэффициента активной мощности (расчетного) $\cos \varphi_{расч} = 0,92$.

Принимаем достижимое значение $\cos \varphi_{треб} = 0,96$.

Тогда коэффициент пропорциональности (K) [7] равен 0,17.

Расчётная мощность компенсирующих устройств

$$Q_{p.ку} = P_{p.ц} K = 2677 \cdot 0,17 = 417,68 \text{ квар}.$$

По полученному значению выбираем ККУ стандартной мощности 2×150 квар (АКУ 0,4-150-25У3).

После выбора мощности компенсирующих устройств всех узлов нагрузки 0,4 кВ необходимо скорректировать расчетные значения реактивной мощности всех ТП с учётом установленных БСК.

Итоговая мощность цеха № 1 с учетом установленных БСК:

– потребляемая реактивная мощность с шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции цеха № 1

$$Q_{p \text{ БСК}} = Q_p - Q_{\text{БСК ст}} = 1060 - 300 = 760 \text{ квар}; \quad (25)$$

– потребляемая полная мощность с шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции цеха № 1

$$S_{p \text{ БСК}} = \sqrt{P_p^2 + Q_{p \text{ БСК}}^2} = \sqrt{2677^2 + 760^2} = 2782,79 \text{ кВт} \cdot \text{А}. \quad (26)$$

Результаты расчетов мощности компенсирующих устройств остальных цехов завода сведены в таблицу 6.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		21

Таблица 6 – Результаты расчетов компенсации реактивной мощности

№ на плане	Подразделение	Q _{р.ц} , квар	cos φ	K	Q _{р.ку} , квар	Q _{БСКст} , квар	Q _{р.БСК} , квар	S _{р.БСК} , кВ·А
1	Сталелитейный цех	1060,5	0,91	0,17	417,6	300	760	2782,8
2	Термообрубное отделение сталелитейного цеха	438,01	0,86	0,30	229,8	240	198,01	793,2
3	Чугунолитейный цех	704,6	0,92	0,14	180,5	160	544,6	1734
4	Обрубное отделение чугунолитейного цеха	835,5	0,86	0,30	435,1	400	435,5	1517
5	Цех точного литья	297,78	0,91	0,17	90,0	0	297,78	756,4
6	Заготовительное отделение	303,5	0,77	0,54	196,8	160	143,5	392,5
7	Кузнечно-штамповочный цех	3999,4	0,86	0,30	2077	2000	1999,4	7215
8	Главный корпус	3973	0,86	0,30	2022	2000	1973	7009
9	Цех втулок и пальцев	1591,5	0,82	0,41	941,7	900	691,5	2407
10	Инструментальный цех	940,4	0,81	0,43	573,6	600	340,4	1379
11	Деревообрабатывающий и модельный цеха	165,22	0,82	0,41	98,7	0	165,22	294,1
12	РМЦ	191,15	0,77	0,54	124,7	0	191,15	300,8
13	Склад ЛВЖ и ГСМ	11,2	0,81	0,43	7,368	0	11,2	21,0
14	Компрессорная	63,8	0,98	0	0,0	0	63,8	399,6
15	Кислородная станция	391,38	0,82	0,41	225,0	240	151,38	569,8
16	Лаборатории (ЦЗЛ) и ЦИЛ	337,32	0,82	0,41	198,9	160	177,32	518,3
17	Административный корпус	26,09	0,82	0,41	16,7	0	26,09	49,7
18	Столовая	77,38	0,79	0,49	49,8	0	77,38	129,4
19	Насосная станция хозпитьевого водоснабжения	61,46	0,83	0,39	38,1	0	61,46	117,6
20	Насосная станция обратного водоснабжения	235,71	0,81	0,43	142,4	0	235,71	407,3
21	Насосная станция производственного водоснабжения	78,66	0,82	0,41	46,2	0	78,66	138,2
22	Скрапоразделочная база	192	0,79	0,49	126,1	0	192	325,7
					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ			лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				22

2.3 Расчётные нагрузки на шинах низшего напряжения пункта приёма электроэнергии

Расчетные значения нагрузок на шинах НН ПГВ (рисунок 3, точка 4) определяются по расчетным значениям мощностей всех отходящих от секции шин линий и силовой нагрузки напряжением выше 1 кВ, подключенной к данной секции шин, с учетом коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки в данном узле питания и потерь мощности в распределительных сетях. Также необходимо учитывать расчетную мощность осветительной нагрузки территории предприятия и потери активной мощности в компенсирующих устройствах (при их наличии), подключенных к данному узлу нагрузки.

Расчетные значения нагрузок на данном уровне определяются по формулам:
– расчетные значения активной и реактивной мощностей:

$$P_{p.нн.ппэ} = K_{o.a} K_{пот} \sum P_{p.3} + P_{p.o.t}, \quad (27)$$

$$Q_{p.нн.ппэ} = P_{p.ппэ} \operatorname{tg} \varphi_{c.v}, \quad (28)$$

где $P_{p.нн.ппэ}$ и $Q_{p.нн.ппэ}$ – расчетное значение активной и реактивной мощностей потребителей, питающихся от шин НН ПГВ, кВт и квар; $\sum P_{p.3}$ – сумма активных расчетных мощностей всех потребителей, питающихся от шин НН ПГВ (рисунок 3, точка 3), кВт; $K_{o.a}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки в рассматриваемом узле потребления; $K_{пот}$ – коэффициент потерь мощности в распределительных сетях; $P_{p.o.t}$ – расчетное значение активной мощности осветительной нагрузки территории предприятия, кВт.

Расчетное значение активной мощности осветительной нагрузки территории предприятия:

$$P_{o.тер} = F_{тер} K_{c.o.тер} K_{пп} p_{уд}. \quad (29)$$

Расчетное значение полной мощности $S_{p.нн.ппэ}$, потребляемой от шин НН ПГВ, кВ·А:

$$S_{p.нн.ппэ} = \sqrt{P_{p.ппэ}^2 + Q_{p.ппэ}^2}. \quad (30)$$

Расчетные значения тока

$$I_{p.нн.ппэ} = \frac{S_{p.ппэ}}{\sqrt{3} U_H}, \quad (31)$$

где $I_{p.нн.ппэ}$ – расчетный ток линий, питающих шины НН ПГВ, А; U_H – номинальное напряжение на шинах РУ НН ПГВ, кВ.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		23

При определении расчетных нагрузок на шинах НН распределительного устройства ПГВ значение коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки определяются по [5].

Расчетные нагрузки на шинах НН распределительного устройства ПГВ определяются с учетом потерь в сетях системы распределения, коэффициента одновременности максимумов нагрузок в данном узле и мощности осветительной нагрузки территории предприятия ($P_{o.тер}$).

Определим мощность осветительной нагрузки территории предприятия.

Площадь территории ($F_{тер}$) для освещения

$$F_{тер} = F_{общ} - \Sigma F_{ц} = 4321429 - 141429 = 180000 \text{ м}^2,$$

где $F_{общ}$ – площадь по периметру предприятия, м^2 ; $\Sigma F_{ц}$ – сумма площадей всех цехов предприятия, м^2 .

Активная мощность осветительной нагрузки территории ($P_{o.тер}$) рассчитывается по удельной мощности ($p_{уд}$) с учётом коэффициента спроса ($K_{с.о}$) и коэффициента потерь в пуско-регулирующей аппаратуре ($K_{пп}$):

$$P_{o.тер} = F_{тер} K_{с.о} K_{пп} p_{уд} = 180000 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 0,9 = 175,0 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность осветительной нагрузки территории

$$Q_{o.тер} = P_{o.тер} \operatorname{tg} \varphi_{o.тер} = 175 \cdot 0,484 = 84,7 \text{ квар}.$$

Так как распределительные сети выполняются, как правило, кабельными линиями, принимаем коэффициент потерь ($K_{пот}$) равным 1,05, (т. е. 5 %), а коэффициент одновременности максимумов нагрузок (K_o) равным 0,9.

Таким образом, расчётные мощности на шинах НН распределительного устройства ПГВ

$$\begin{aligned} P_{р.нн.ппэ} &= (\Sigma P_{р.ц0,4} + \Sigma P_{р.ц6}) \cdot K_o \cdot K_{пот} + P_{o.тер} = \\ &= (27512 + 26780) \cdot 0,9 \cdot 1,05 + 175,0 = 51490 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{р.нн.ппэ} &= (\Sigma Q_{р.ц0,4} + \Sigma Q_{р.ц6}) \cdot K_o \cdot K_{пот} + Q_{o.тер} = \\ &= (8955 + 7164) \cdot 0,9 \cdot 1,05 + 84,7 = 15317 \text{ квар}; \end{aligned}$$

$$S_{р.нн.ппэ} = \sqrt{(P_{р.нн.ппэ})^2 + (Q_{р.нн.ппэ})^2} = \sqrt{51490^2 + 15317^2} = 53720 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

2.4 Расчётные нагрузки на шинах высшего напряжения пункта приема электроэнергии

Расчетные значения нагрузок на стороне ВН ПГВ определяют по расчетным значениям нагрузок на шинах РУ НН ПГВ с учетом потерь в силовых трансформаторах ПГВ.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		24

Расчетные значения активной и реактивной мощностей

$$P_{p.вн.ппэ} = P_{p.нн.ппэ} + \Delta P_T, \quad Q_{p.вн.ппэ} = Q_{p.нн.ппэ} + \Delta Q_T, \quad (32)$$

где $P_{p.вн.ппэ}$ и $Q_{p.вн.ппэ}$ – расчетное значение активной и реактивной мощностей на стороне ВН ПГВ, кВт и квар; ΔP_T и ΔQ_T – потери активной и реактивной мощностей в силовом трансформаторе ПГВ, кВт и квар.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе приближенно можно определить по аналогии с потерями в трансформаторах ТП.

Расчетное значение полной мощности

$$S_{p.вн.ппэ} = \sqrt{P_{p.вн.ппэ}^2 + Q_{p.вн.ппэ}^2}, \quad (33)$$

где $S_{p.вн.ппэ}$ – расчетное значение полной мощности на стороне ВН ПГВ, кВ·А;

расчетное значение тока

$$I_{p.вн.ппэ} = \frac{S_{p.вн.ппэ}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (34)$$

где $I_{p.вн.ппэ}$ – расчетное значение тока линий, питающих ПГВ предприятия от источника питания, А; U_H – номинальное напряжение питания, кВ.

Расчетные значения нагрузок на стороне ВН ПГВ являются нагрузками по предприятию в целом.

Определим нагрузки на стороне ВН ПГВ (предварительно, т.к. трансформаторы не выбраны).

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{p.нн.ппэ} = 0,02 \cdot 53720 = 1074 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{p.нн.ппэ} = 0,1 \cdot 53720 = 5372 \text{ квар.}$$

$$P_3 = P_{p.нн.ппэ} + \Delta P_T = 51490 + 1074 = 52564 \text{ кВт.}$$

$$Q_3 = Q_{p.нн.ппэ} + \Delta Q_T = 15317 + 5352 = 20689 \text{ квар.}$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{52564^2 + 20689^2} = 56489 \text{ кВ·А.}$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

3 Построение картограммы нагрузок предприятия

Для определения оптимального местоположения пункта приема электроэнергии (ПГВ) и цеховых подстанций (ТП) при проектировании системы электроснабжения выполним построение картограммы электрических нагрузок [6].

$$P_{p.ц} = \pi r_i^2 m, \quad (35)$$

где r_i – радиус круга; m – масштаб; $\pi = 3,14$, откуда выразим r_i :

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}}. \quad (36)$$

Осветительная нагрузка приемников электроэнергии (цехов, промышленного предприятия в целом и т.п.) показывается на картограмме в виде сегментов круга. Угол сектора определяется по формуле

$$\alpha_i = \frac{P_{освi} \cdot 360}{\pi r_i^2 m}, \quad (37)$$

где $P_{освi}$ – активная мощность осветительной нагрузки i -го цеха, кВт.

Координаты ЦЭН находятся по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum x_i \cdot P'_{p.ц.i}}{\sum P_{p.ц.i}} \text{ мм}; \quad (38)$$

$$y_0 = \frac{\sum y_i \cdot P_{p.ц.i}}{\sum P_{p.ц.i}} \text{ мм}, \quad (39)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрических нагрузок для i -го цеха, мм;

$P_{p.ц.i}$ – расчетная нагрузка i -го цеха, кВт.

Определим параметры окружности для цеха № 1 (сталелитейный цех). Результаты расчетов остальных цехов сведем в таблицу 6.

Радиус окружности:

$$r_1 = \sqrt{\frac{2458}{3,14 \cdot 3}} = 16,15 \text{ мм.}$$

Угол сектора:

$$\alpha_i = \frac{311,9 \cdot 360}{3,14 \cdot 16,15^2 \cdot 3} = 45,7^\circ.$$

Координаты ЦЭН:

$$x_0 = \frac{\sum x_i \cdot P'_{p.ц.i}}{\sum P_{p.ц.i}} = \frac{2,827 \cdot 10^9}{(27,521 + 26,780) \cdot 10^6} = 52,07 \text{ мм};$$

$$y_0 = \frac{\sum y_i \cdot P'_{p.ц.i}}{\sum P_{p.ц.i}} = \frac{4,389 \cdot 10^9}{(27,521 + 26,780) \cdot 10^6} = 80,83 \text{ мм.}$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таким образом, центр электрических нагрузок завода находится в точке с координатами (52,07 мм; 80,83 мм). 26

Результаты расчётов электрических нагрузок всех цехов сведены в таблицах 7 и 8.

По полученным данным строим картограмму нагрузок (рисунок 4). Пункт приема электрической энергии можно расположить только в (40,0 мм; 110,0 мм), что вызвано плотной застройкой территории завода.

Таблица 7 – Картограмма электрических нагрузок 0,4 кВ

№ на плане	$P_{p.c.i},$ кВт	$x_i,$ мм	$y_i,$ мм	$r,$ мм	$\alpha,$ град	$P_{ocb},$ кВт	$P_{p.c.i} \cdot x_i,$ кВт·мм	$P_{mi} \cdot y_i,$ кВт·мм
1	2458	42	30	16,1	45,7	311,9	103,3	73,8
2	765,9	92	37	9,0	34,4	73,3	70,5	28,3
3	1641	55	80	13,2	32,2	146,6	90,2	131,2
4	1450	57	102	12,4	20,8	83,8	82,7	147,9
5	691,9	57	115	8,5	37,8	72,6	39,4	79,6
6	364,5	33	147	6,2	19,4	19,7	12,0	53,6
7	6922	55	152	27,1	15,2	291,9	380,7	1052
8	6739	95	87	26,7	14,3	268,5	640,2	586,3
9	2297	50	200	15,6	39,1	249,4	114,8	459,4
10	1334	97	147	11,9	22,1	82,0	129,4	196,1
11	240,8	9	160	5,0	49,0	32,8	2,2	38,5
12	230,9	10	140	4,9	23,9	15,3	2,3	32,3
13	17,1	10	188	1,3	183,7	8,7	0,2	3,2
14	393,3	13	90	6,4	60,0	65,6	5,1	35,4
15	548,8	12	65	7,6	10,7	16,2	6,6	35,7
16	485,1	100	92	7,1	35,6	48,0	48,5	44,6
17	40,7	87	215	2,0	197,1	22,3	3,5	8,8
18	101,7	85	205	3,2	85,9	24,2	8,6	20,8
19	97,7	11	23	3,2	130,9	35,5	1,1	2,2
20	331,3	17	4	5,9	12,7	11,7	5,6	1,3
21	112,8	95	4	3,4	32,6	10,2	10,7	0,4
22	257,3	8	45	5,2	99,7	71,2	2,1	11,6

Таблица 8 – Картограмма электрических нагрузок 6 кВ

№ на плане	$P_{p.c.i},$ кВт	$r,$ мм	$P_{p.c.i} \cdot x_i,$ кВт·мм	$P_{mi} \cdot y_i,$ кВт·мм
1	18000	43,7	756,0	540,0
5	2100	14,9	119,7	241,5
8	880,0	9,7	83,6	76,6
14	5400	23,9	70,2	486,0
21	400,0	6,5	38,0	1,6

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		27

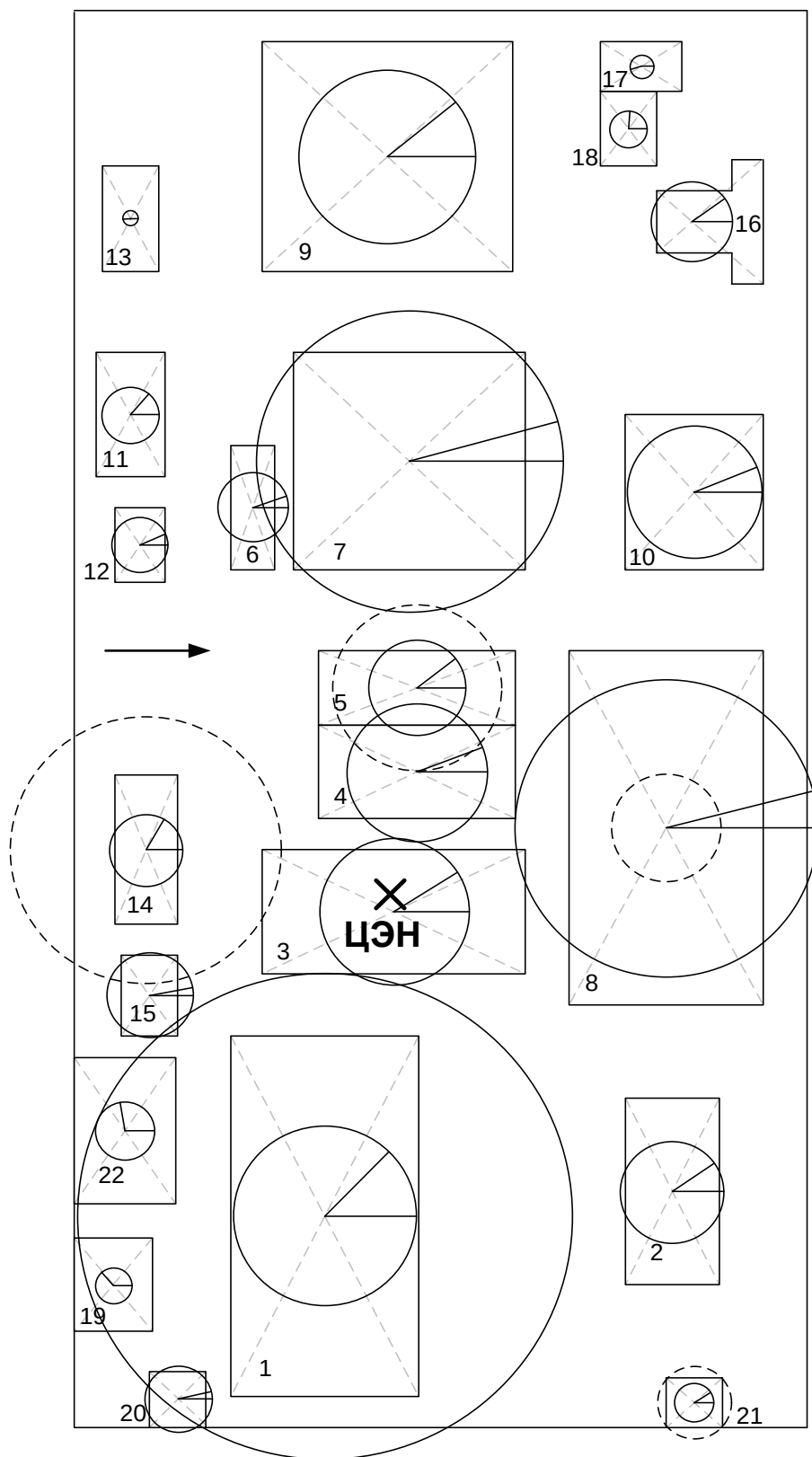


Рисунок 4 – Картограмма электрических нагрузок завода
по производству тракторных запасных частей

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		28

4 Расчёт системы питания

4.1 Выбор рационального напряжения системы питания

Рациональное построение системы электроснабжения во многом зависит от правильного выбора напряжения системы питания. Под рациональным напряжением $U_{\text{рац}}$ понимается такое значение стандартного напряжения, при котором сооружение и эксплуатация СЭС имеют минимальное значение приведенных затрат.

В проектной практике обычно используют следующие выражения для определения приближенного значения рационального напряжения $U_{\text{рац}}$:

$$U_{\text{рац}} = 16\sqrt[4]{P_p l} = 16\sqrt[4]{51490 \cdot 6} = 67,1 \text{ кВ}, \quad (40)$$

где P_p – значения расчетной нагрузки завода, МВт; l – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, км.

Так как в бакалаврской работе ТЭР не предусмотрен, то принимаем за рациональное напряжение ближайшее большее напряжение, т.е. 110 кВ.

4.2 Компенсация реактивной мощности системы распределения

Реактивную мощность, которую может потреблять предприятие от энергосистемы, можно определить через нормативное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_3$ [8]:

$$\text{tg}\varphi_3 = 0,5.$$

Тогда экономическая величина перетока реактивной мощности в часы максимальных нагрузок системы, передаваемой в сеть потребителя:

$$Q_3 = P_3 \cdot \text{tg}\varphi_3 = 51490 \cdot 0,5 = 25745 \text{ квар.}$$

Величина реактивной мощности, разрешенная энергосистемой, превышает расчетную реактивную мощность, потребляемую предприятием, следовательно, выбранных компенсирующих устройств достаточно для выполнения требований нормативных документов по компенсации реактивной мощности.

4.3 Построение графиков нагрузок

Графики электрических нагрузок дают представление о характере изменения нагрузок в течение характерных суток и года. Графики электрических нагрузок используются при выборе силовых трансформаторов.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Для построения суточных графиков нагрузки принимаются за основу суточные графики, характерные для отрасли промышленности, к которой относится предприятие.

Годовой график по продолжительности строится по характерным суточным графикам нагрузок.

Расчётные значения мощностей для построения графиков нагрузок представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчётные мощности предприятия с учетом компенсации

№ на плане	$P_{p.з},$ %	$P,$ кВт	$Q,$ квар	$S,$ кВ·А
1	65	33468	9956	34918
2	65	33468	9956	34918
3	60	30894	9190	32232
4	65	33468	9956	34918
5	65	33468	9956	34918
6	62	31924	9497	33306
7	55	28319	8425	29546
8	70	36043	10722	37604
9	90	46341	13786	48348
10	100	51490	15317	53720
11	100	51490	15317	53720
12	96	49430	14705	51571
13	88	45311	13479	47273
14	95	48915	14552	51034
15	93	47885	14245	49959
16	90	46341	13786	48348
17	88	45311	13479	47273
18	90	46341	13786	48348
19	92	47371	14092	49422
20	90	46341	13786	48348
21	93	47885	14245	49959
22	93	47885	14245	49959
23	90	46341	13786	48348
24	80	41192	12254	42976

Графики электрических нагрузок представлены на рисунках 5, 6.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		30

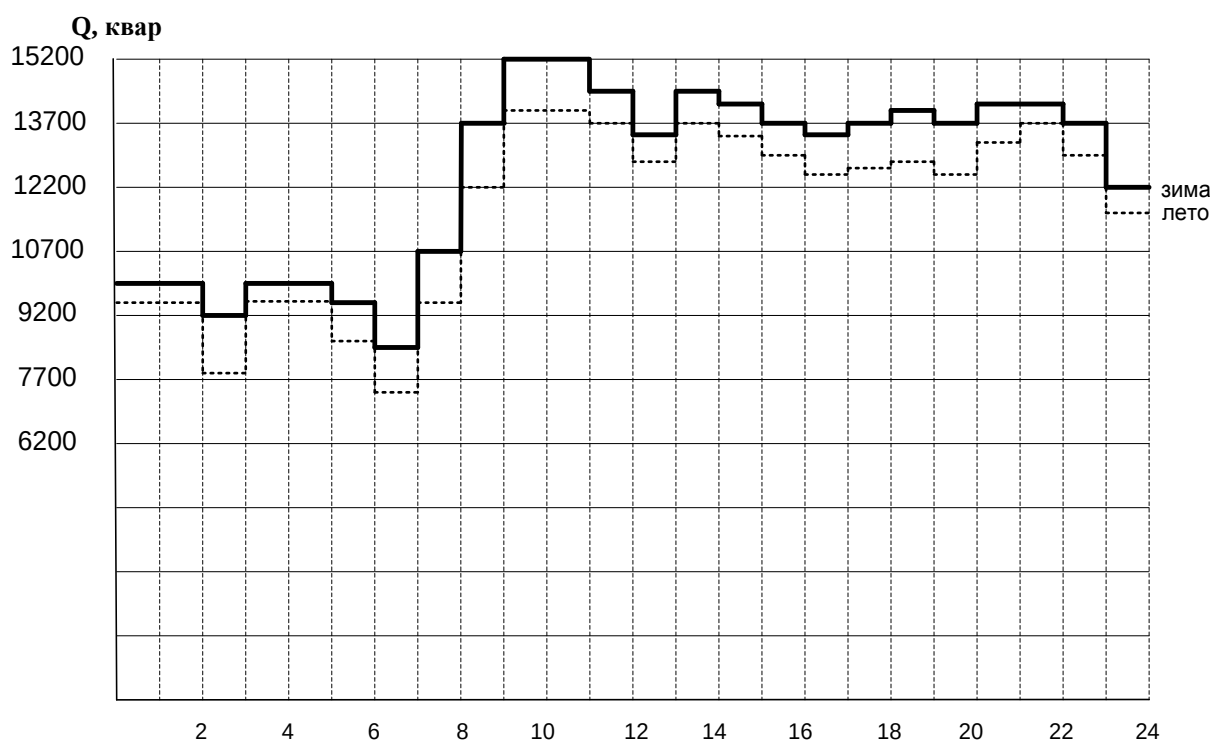
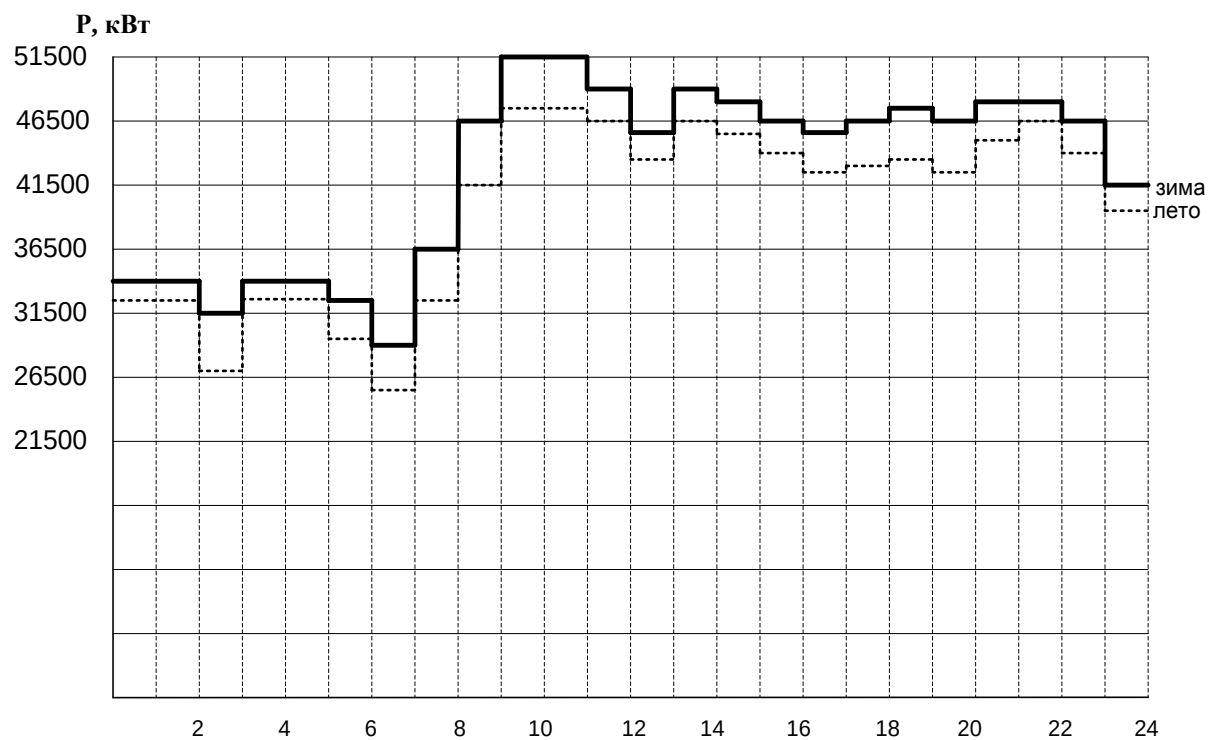


Рисунок 5 – Суточные характерные графики электрических нагрузок завода

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		31

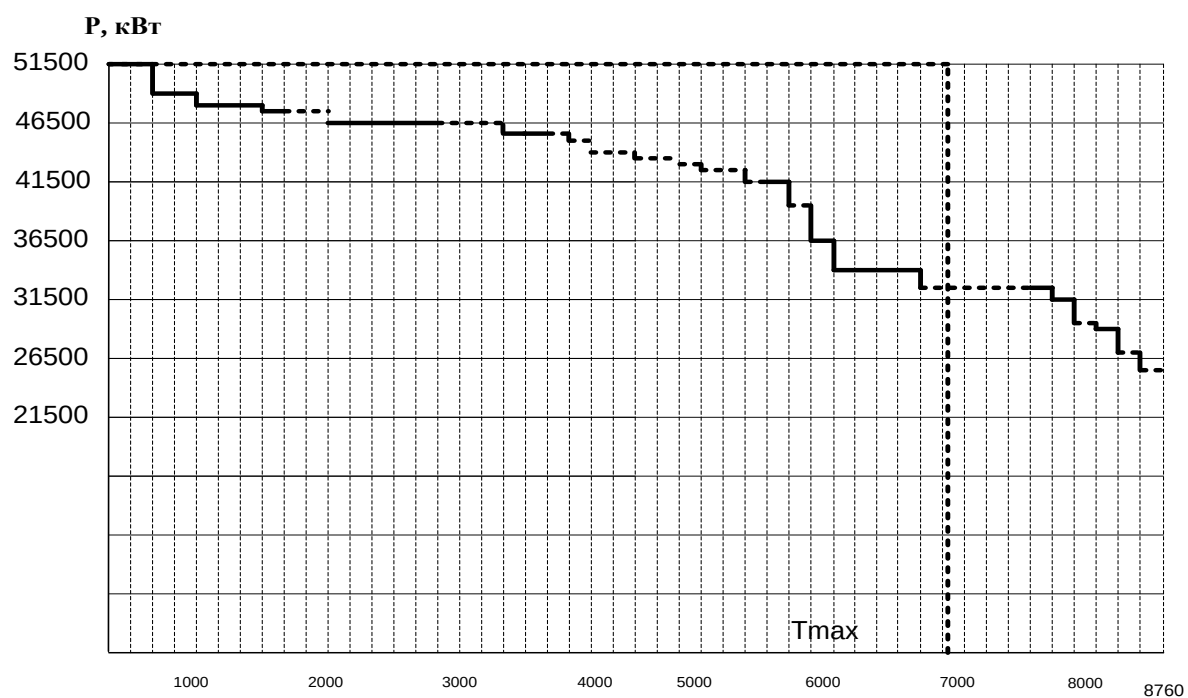
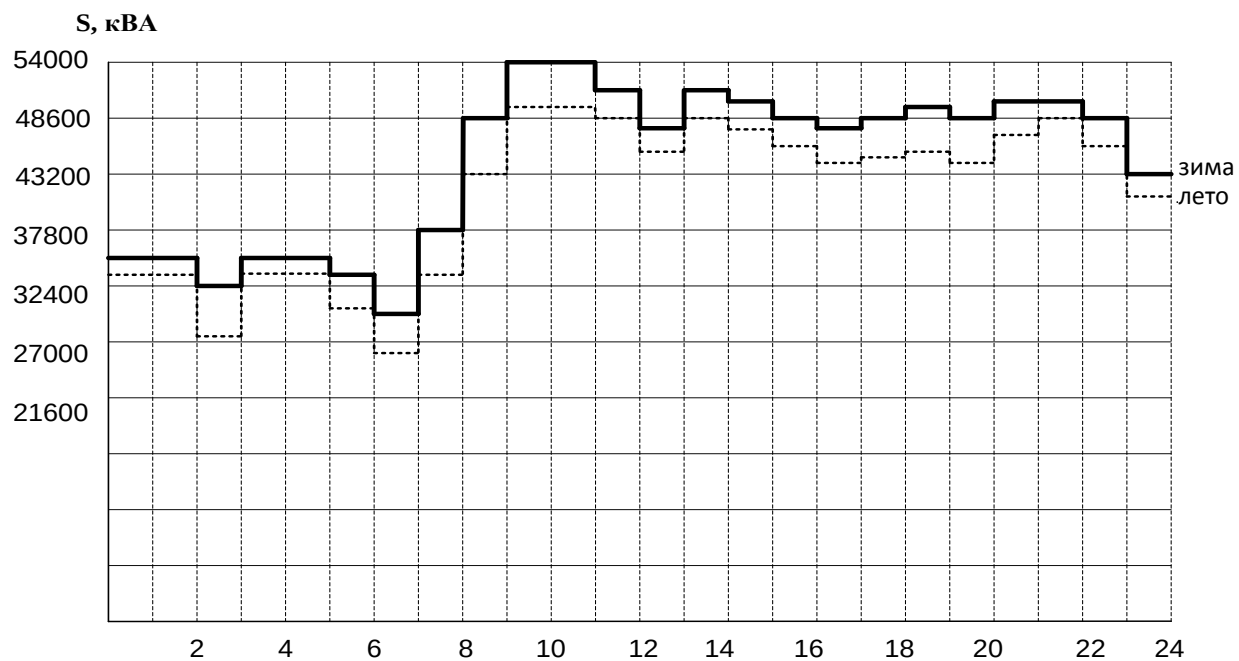


Рисунок 6 – Суточный график по полной мощности и годовой график электрических нагрузок завода

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

4.4 Выбор силовых трансформаторов пункта приёма электрической энергии

Выбор силовых трансформаторов сводится к выбору: числа, мощности и типа трансформатора.

При выборе числа трансформаторов необходимо учитывать условия надёжности электроснабжения потребителей, требования [1].

Так как на промышленных предприятиях, как правило, присутствуют электроприёмники 1-й и 2-й категории, на подстанции ПГВ необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов.

Выбор мощности силовых трансформаторов ПГВ производится по среднеквадратичной мощности графика перетока мощности через трансформатор с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в послеаварийном режиме [9].

Среднеквадратичная мощность рассчитывается по формулам:

$$P_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{4,436 \cdot 10^{16}}{24}} = 42991 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2 \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{3,925 \cdot 10^{15}}{24}} = 13789 \text{ квар};$$

$$\cos \varphi_3 = \frac{P_3}{\sqrt{P_3^2 + Q_3^2}} = \frac{51490}{53720} = 0,96;$$

$$S_{\text{ср.кв}} = \sqrt{P_{\text{ср.кв}}^2 + Q_{\text{ср.кв}}^2} = \sqrt{42991^2 + 13789^2} = 53856 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность одного трансформатора для n-трансформаторной подстанции:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{ср.кв}}}{2} = \frac{53856}{2} = 26928 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Предварительно, с учётом перспективы развития завода, выбираем трансформатор ТРДН-40000/110 УХЛ1 с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН) и делаем проверку на эксплуатационную перегрузку.

Коэффициент предварительной загрузки K_1 :

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{тр}} n} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{\sum t_i}} = \frac{1}{2 \cdot 40} \cdot \sqrt{\frac{4,828 \cdot 10^{16}}{24}} = 0,51.$$

Коэффициент послеаварийной перегрузки:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 t_i}{\sum t_i}} = \frac{1}{40} \cdot \sqrt{\frac{37,123 \cdot 10^{15}}{15}} = 1,2.$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

Коэффициент максимума:

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{тр}}} = \frac{53720}{40000} = 1,343.$$

Время перегрузки $t_{\text{пер}} = 15$ часов, определяем K'_2 и проводим сравнение с коэффициентом K_2 . $K'_2 = 1,4$:

$$0,9 \cdot k_{\max} = 0,9 \cdot 1,343 = 1,119 < 1,244 < 1,4.$$

Условие по перегрузочной способности для трансформатора в послеаварийном режиме выполняется, следовательно, трансформаторы подобраны правильно.

При выборе типа трансформатора следует применять трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой (устройства РПН или АРПН).

4.5 Выбор схемы ввода высшего напряжения подстанции

При выборе схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения подстанций рекомендуются упрощенные схемы [7]. Схема приведена на рисунке 7.

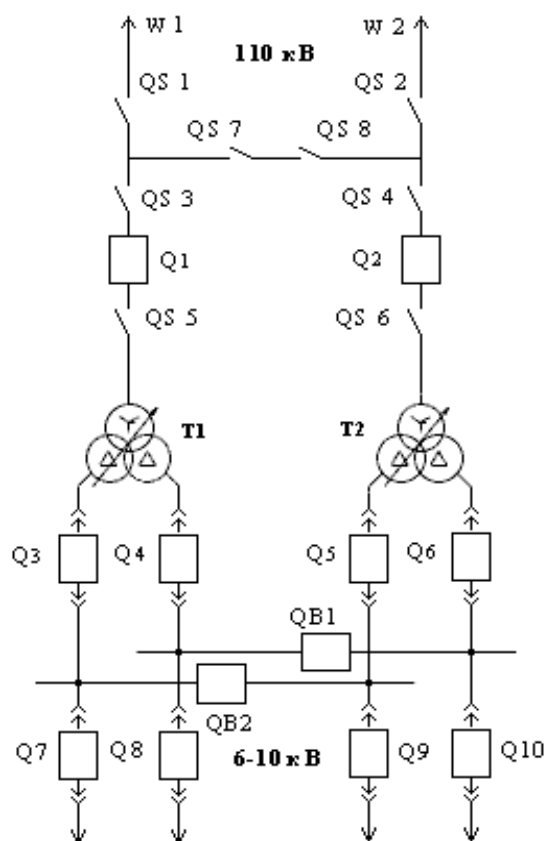


Рисунок 7 – Схема ввода ВН ПГВ

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		34

4.6 Выбор питающих линий электропередачи

Выбор экономически целесообразного сечения ВЛ производится по экономической плотности тока (J_9). Величина (J_9) зависит от материала проводника и числа часов использования максимальных нагрузок ($T_{\text{мак}}$).

Так как трансформаторы ПГВ выбраны, то необходимо учесть потери в них.

Параметры трансформатора ТРДН-40000: $\Delta P_K = 170$ кВт, $\Delta P_{XX} = 34$ кВт, $I_{XX\%} = 0,55$, $U_{K3\%} = 10,5\%$.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P = \Delta P_{XXn} + \frac{\Delta P_K}{n} \left(\frac{S_P}{S_H} \right)^2 = 34 \cdot 2 + \frac{170}{2} \cdot \left(\frac{53720}{40000} \right)^2 = 221,3 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \frac{n I_{XX} S_H}{100} + \frac{U_{K3\%} S_H}{100n} \left(\frac{S_P}{S_H} \right)^2;$$

$$\Delta Q = \frac{2 \cdot 0,55 \cdot 40000}{100} + \frac{10,5 \cdot 40000}{2 \cdot 100} \cdot \left(\frac{53720}{40000} \right)^2 = 4228 \text{ квар.}$$

Расчетные мощности с учетом потерь в трансформаторе:

$$P_3 = P_{p.нн.ппэ} + \Delta P_T = 51490 + 221,3 = 51711,3 \text{ кВт};$$

$$Q_3 = Q_{p.нн.ппэ} + \Delta Q_T = 15317 + 4228 = 19545 \text{ квар};$$

$$S_3 = \sqrt{(P_3)^2 + (Q_3)^2} = \sqrt{(51711)^2 + (19545)^2} = 55281 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Ток в линии в нормальном режиме:

$$I_{н.р} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \sqrt{3} U_c} = \frac{55281}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 145 \text{ А,}$$

ток в линии в послеаварийном режиме (ПАР):

$$I_{\text{пар}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} U_c} = 290 \text{ А.}$$

Сечение провода

$$F_9 = \frac{I_{н.р}}{J_9} = \frac{145}{1} = 145 \text{ мм}^2.$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		35

Экономическая плотность тока для алюминия и $T_{\max} = 7208,75$ ч равна $J_9 = 1 \text{ А/мм}^2$.

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения. Предварительно выбираем провод марки АС-150/24. Допустимый ток 450 А. Выбранное сечение проверяется по нагреву длительным током в нормальном и послеаварийном режимах согласно условию $I_{\text{пар}} \leq I_{\text{д}}$ [5].

Допустимый ток для провода сечением $150/24 \text{ мм}^2$ равен 450 А, следовательно, $I_{\text{пар}} = 290,2 \text{ А} < I_{\text{д}} = 450 \text{ А}$ и сечение по данному условию проходит. Удельные сопротивления провода $r_0 = 0,198 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$.

Проверка сечения провода по потерям напряжения в линии в нормальном и послеаварийном режимах:

$$\Delta U_{\%} = L \frac{P_3 R + Q_3 X}{U_{\text{н}}^2} 100 \%;$$

$$R = \frac{r_0 l}{n} = \frac{0,198 \cdot 6}{2} = 0,594 \text{ Ом};$$

$$X = \frac{x_0 l}{n} = \frac{0,42 \cdot 6}{2} = 1,260 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{\% \text{н.р}} = 6 \cdot \frac{51,49 \cdot 0,594 + 15,317 \cdot 1,26}{110^2} \cdot 100 \% = 2,47 \%;$$

$$\Delta U_{\% \text{пар}} = 6 \cdot \frac{51,49 \cdot 1,188 + 15,317 \cdot 2,52}{110^2} \cdot 100 \% = 4,94 \%.$$

Потери напряжения не превышают допустимые значения [7].

Проверка проводников воздушной линии электропередачи по условиям короны и радиопомех на напряжении 110 кВ и сечением более 70 мм^2 не производится [1].

Таким образом, выбранные провода ВЛЭП-110 марки АС-150/24 удовлетворяют всем условиям проверки.

4.7 Выбор схемы распределительного устройства низшего напряжения пункта приема электрической энергии

При установке на подстанции трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой применяется схема РУ 6, 10 кВ с двойной секционированной системой сборных шин, как одна из наиболее распространенных и надёжных [7]. Выбранная схема применена в данной работе как схема РУ низкого напряжения пункта приёма электроэнергии и приведена на рисунке 8.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

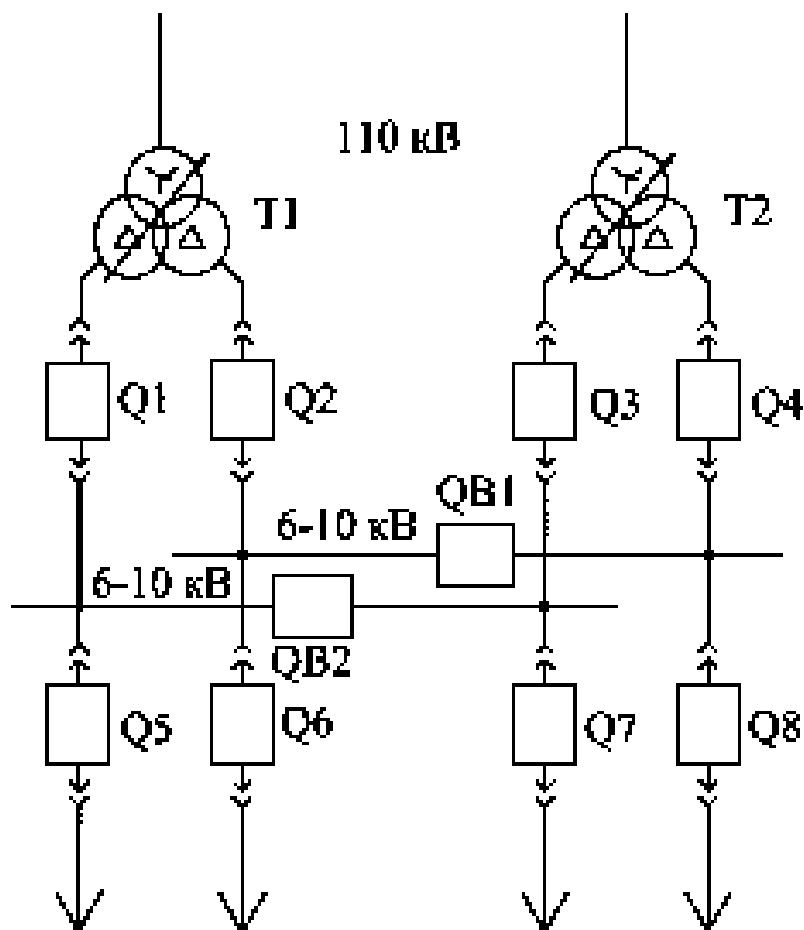


Рисунок 8 – Схема РУ НН ПГВ

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		37

5 Расчёт системы распределения

5.1 Выбор класса напряжения системы распределения

Рациональное напряжение $U_{\text{рац}}$ распределения электроэнергии выше 1 кВ определяется на основании ТЭР и для вновь проектируемых объектов в основном зависит от наличия ЭП напряжением 6 или 10 кВ, наличия собственной ТЭЦ и величины ее генераторного напряжения.

Если мощность ЭП 6 кВ составляет от суммарной мощности предприятия менее 15–20 %, то $U_{\text{рац}}$ распределения рекомендуется принимать равным 10 кВ, а ЭП 6 кВ получает питание через понижающие трансформаторы 10/6 кВ.

Если мощность ЭП 6 кВ составляет от суммарной мощности предприятия более 40 %, то $U_{\text{рац}}$ распределения принимается равным 6 кВ [7].

В нашем случае:

$$\frac{S_{\Sigma 6\text{кВ}}}{S_p} \cdot 100 \% = \frac{\sqrt{P_{\Sigma 6\text{кВ}}^2 + Q_{\Sigma 6\text{кВ}}^2}}{S_p} \cdot 100 \% = \frac{\sqrt{26780^2 + 7164^2}}{53720} \cdot 100 \% = 51,6 \%$$

Так как нагрузка 6 кВ составляет более 50 %, то $U_{\text{рац}}$ распределения принимаем равным 6 кВ.

5.2 Выбор схем распределения электроэнергии

Схемы внутреннего электроснабжения промышленных предприятий определяются конкретными условиями: требуемой надежностью питания электроприёмников, режимом работы производства, перспективой дальнейшего развития и расширения производства и т.д.

Основные типы схем на промышленных предприятиях – радиальные и магистральные. В нашей работе радиальные схемы будут применяться преимущественно для подключения подразделений с электроприемниками I категории по надежности электроснабжения, магистральные – II и III.

Схема распределения электроэнергии по территории предприятия приведена на рисунке 9.

5.3 Выбор распределительных пунктов

Распределительные пункты служат для приема электроэнергии от ПГВ и распределения ее по территории промышленного предприятия на том же классе напряжения. На крупных предприятиях может быть несколько РП.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Сооружение РП целесообразно при наличии высоковольтных приёмников, и при этом число отходящих линий от РП, как правило, должно быть не менее 8–10. В данной работе сооружение РП не целесообразно, поэтому все присоединения будут получать питание непосредственно с шин ПГВ.

5.4 Выбор мощности и места размещения цеховых трансформаторных подстанций

При проектировании рекомендуется применять комплектные трансформаторные подстанции (КТП) [7].

Правильный выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых подстанций важен для построения рациональной схемы электроснабжения предприятия. При этом учитываются надёжный, экономический и эксплуатационный аспекты.

Выбор числа трансформаторов связан с режимом работы потребителей и категорией надёжности питания ЭП. На заводе имеются электроприемники всех трех категорий (таблица 2).

Определение мощности трансформаторов производим исходя из оптимальной их загрузки в нормальном режиме [7]. При этом мощность трансформаторов ($S_{тр}$) определяется по полной расчетной мощности цеха ($S_{ц}$) за максимально загруженную смену с учетом требований по надёжности электроснабжения

$$S_{тр} = \frac{S_{ц}}{NK_3}, \quad (41)$$

где N – число трансформаторов, о.е.; K_3 – коэффициент оптимальной загрузки трансформаторов при работе в нормальном режиме, о.е.

Для трансформаторов цеховых подстанций следует, как правило, принимать следующие коэффициенты оптимальной загрузки [7]:

- для цехов с преобладающей нагрузкой 1-й категории – 0,65–0,7;
- для цехов с преобладающей нагрузкой 2-й категории – 0,7–0,8;
- для цехов с преобладающей нагрузкой 3-й категории – 0,9–1,0.

При выборе мощности трансформаторов следует стремиться к установке трансформаторов не более трех-четырёх мощностей. Это облегчает замену поврежденных трансформаторов и ведет к сокращению складского резерва трансформаторов. Выбранные трансформаторы необходимо проверить на перегрузочную способность [9].

Если нагрузка цеха не превышает 150–200 кВ·А, то в данном цехе ТП не предусматриваем, а электроприемники цеха запитываются с шин ближайшей ТП.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

Порядок выбора мощности и расчета потерь в трансформаторах рассмотрим на примере цеха № 7 (кузнечно-штамповочный цех).

Расчётная мощность трансформатора данного цеха:

$$S_{p.тр} = \frac{S_{ц}}{NK_3} = \frac{7215}{2 \cdot 0,75} = 4810 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Так как распределительные (цеховые) трансформаторы 6/0,4 выпускаются мощностью до 2500 кВ·А, то необходимо определить число трансформаторов для обеспечения питания данного цеха при условно заданной мощности 1600 кВ·А.

$$N = \frac{S_{ц}}{K_3 S_{нт}} = \frac{7215}{0,75 \cdot 1600} = 6,0.$$

Таким образом, для электроснабжения цеха № 7, относящегося ко второй категории по надежности электроснабжения (таблица 2), необходимо установить три двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами с номинальной мощностью по 1600 кВ·А.

Выбираем для установки в цехе три двухтрансформаторных подстанции типа 2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ [10], укомплектованные силовыми масляными трансформаторами герметичного исполнения ТМГ-СЭЩ-1600/6 УЗ [10]. В дальнейшем (при построении схемы транспорта электроэнергии) определим тип устройства высокого напряжения КТП.

Проверка трансформаторов на перегрузочную способность:

$$k_{з.н} = \frac{S_M}{n_{кТП} \cdot n_{ТР} \cdot S_{н.т}} = \frac{7215}{3 \cdot 2 \cdot 1600} = 0,75;$$

$$k_{з.пар} = \frac{S_M}{S_{н.т}} = \frac{7215}{3 \cdot 1 \cdot 1600} = 1,50.$$

Данные трансформаторы обеспечивают резервирование.

Результаты выбора числа, мощности цеховых трансформаторных подстанций и коэффициентов их загрузки в нормальном и послеаварийном режимах сведены в таблицу 10.

Размещать цеховые подстанции необходимо, по возможности, в центре электрических нагрузок (ЦЭН) цеха. При отсутствии места в ЦЭН допускается их смещение в сторону питания. При наличии в цехе пожаро-взрывоопасных зон и химически агрессивных сред размещение ТП не допускается [1]. В этом случае необходимо сооружать пристроенные или отдельно стоящие подстанции. Размещение подстанций показано на схеме транспорта электроэнергии (рисунок 9).

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40

Таблица 10 – Число и мощность цеховых ТП 6/0,4 кВ

Обозн. ТП	Номер цеха, подкл. к ТП	S _ц , кВ·А	Тип КТП	Коэфф. загр.	
				н.р.	п.а.р.
ТП 1.1	1	1391,4	2КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,68	1,39
ТП 1.2	1, 19	1509	2КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,75	1,5
ТП 2	2, 21	931,4	2КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,74	1,5*
ТП 3.1	3	867	2КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,69	1,4
ТП 3.2	3	867	2КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,69	1,4
ТП 4	4	1517	2КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УХЛ1	0,76	1,5*
ТП 5	5	756,4	2КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УХЛ1	0,60	1,2
ТП 6	6	392,5	КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УЗ	0,62	
ТП 7.1	7	2405	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ	0,75	1,5*
ТП 7.2	7	2405	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ	0,75	1,5*
ТП 7.3	7	2405	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ	0,75	1,5*
ТП 8.1	8	2336	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ	0,73	1,5*
ТП 8.2	8	2336	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ	0,73	1,5*
ТП 8.3	8	2336	2КТП-СЭЩ-П-1600/6/0,4-УЗ	0,73	1,5*
ТП 9.1	9	1204	2КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УЗ	0,6	1,2
ТП 9.2	9, 17, 18	1382	2КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УЗ	0,69	1,38
ТП 10	10	1379	2КТП-СЭЩ-П-1000/6/0,4-УЗ	0,69	1,38
ТП 12	12, 11, 13	615,9	2КТП-СЭЩ-П-400/6/0,4-УЗ	0,77	1,53*
ТП 14	14, осв. терр.	594,0	2КТП-СЭЩ-П-400/6/0,4-УЗ	0,74	1,5*
ТП 15	15	569,8	2КТП-СЭЩ-П-400/6/0,4-УХЛ1	0,71	1,4
ТП 16	16	518,3	2КТП-СЭЩ-П-400/6/0,4-УЗ	0,65	1,3
ТП 20	20	407,3	КТП-СЭЩ-П-630/6/0,4-УЗ	0,65	
ТП 22	22	325,7	КТП-СЭЩ-П-400/6/0,4-УЗ	0,70	

* При аварийном режиме возможно отключение электроприемников третьей категории цеха.

5.5 Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций

Расчет потерь мощности в распределительных трансформаторах производится по следующим выражениям:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + K_{3.H}^2 \Delta P_{K3}; \quad (42)$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		41

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + K_{3.H}^2 \Delta Q_{кз}; \quad (43)$$

$$K_{3.H} = \frac{S_M}{S_{H.T}}; \quad (44)$$

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_K}{100} S_{H.T}; \quad (45)$$

$$\Delta Q_{xx} = S_{H.T} \frac{I_{xx}}{100}, \quad (46)$$

где ΔP_{xx} – мощность потерь холостого хода трансформатора; $\Delta P_{кз}$ – мощность потерь короткого замыкания (справочные данные); $K_{3.H}$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме; $S_{ц}$ – расчетная максимальная нагрузка цеха, кВ·А; $S_{H.T}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Таблица 11 – Справочные характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ

Тип трансформатора	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_K , %	I_{xx} , %
ТМГ-400/6	1,05	5,5	4,5	2,1
ТМГ-630/6	1,56	7,6	5,5	2
ТМГ-1000/6	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМГ-1600/6	3,3	18	5,5	1,3

Определим потери в трансформаторе цеха № 1 (сталелитейный цех):

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + K_{3.H}^2 \Delta P_{кз} = 2,45 + 0,65^2 \cdot 12,2 = 7,54 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_{H.T} = \frac{1,4}{100} \cdot 1000 = 14,0 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_K}{100} S_{H.T} = \frac{5,5}{100} \cdot 1000 = 55,0 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + K_{3.H}^2 \Delta Q_{кз} = 14,0 + 0,65^2 \cdot 55,0 = 36,95 \text{ квар};$$

$$\Delta S_T = \sqrt{(\Delta P_T)^2 + (\Delta Q_T)^2} = \sqrt{7,54^2 + 36,95^2} = 37,71 \text{ кВ·А}.$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		42

Результаты расчёта потерь в КТП приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Потери в трансформаторах 6/0,4 кВ

№ на плане	Число КТП и мощность трансформаторов	K_3 нр	ΔP_T , кВт	ΔQ_{xx} , квар	ΔQ_{k3} , квар	ΔQ_T , квар	ΔS_T , кВт·А
1	2 КТП 2×1000 кВт·А	0,65	7,54	14,00	55,00	36,95	37,71
2	1 КТП 2×630 кВт·А	0,74	5,71	12,60	34,65	31,53	32,05
3	2 КТП 2×630 кВт·А	0,69	5,16	12,60	34,65	29,00	29,46
4	1 КТП 2×1000 кВт·А	0,76	9,47	14,00	55,00	45,64	46,61
5	1 КТП 2×630 кВт·А	0,60	4,30	12,60	34,65	25,09	25,45
6	1 КТП 1×630 кВт·А	0,62	4,51	12,60	34,65	26,05	26,44
7	3 КТП 2×1600 кВт·А	0,75	13,47	20,80	88,00	70,50	71,78
8	3 КТП 2×1600 кВт·А	0,73	12,89	20,80	88,00	67,70	68,92
9	2 КТП 2×1000 кВт·А	0,65	7,55	14,00	55,00	36,99	37,75
10	1 КТП 2×1000 кВт·А	0,69	8,25	14,00	55,00	40,15	40,99
11	1 КТП 1×400 кВт·А	0,79	4,46	8,40	18,00	19,57	20,07
12	1 КТП 1×400 кВт·А	0,75	4,16	21,00	45,00	46,45	46,64
13	1 КТП 2×400 кВт·А	0,74	4,08	21,00	45,00	45,81	45,99
14	1 КТП 2×400 кВт·А	0,71	3,84	8,40	18,00	17,53	17,95
15	1 КТП 2×400 кВт·А	0,65	3,36	8,40	18,00	15,96	16,31
16	1 КТП 1×630 кВт·А	0,65	4,74	8,00	22,00	17,20	17,84
17	1 КТП 1×630 кВт·А	0,70	5,32	8,00	22,00	18,89	19,63

5.6 Транспорт электрической энергии в системе распределения

По территории завода распределение электрической энергии осуществляется кабельными линиями.

При выборе способа прокладки силовых кабелей, согласно [7], необходимо учитывать следующие рекомендации:

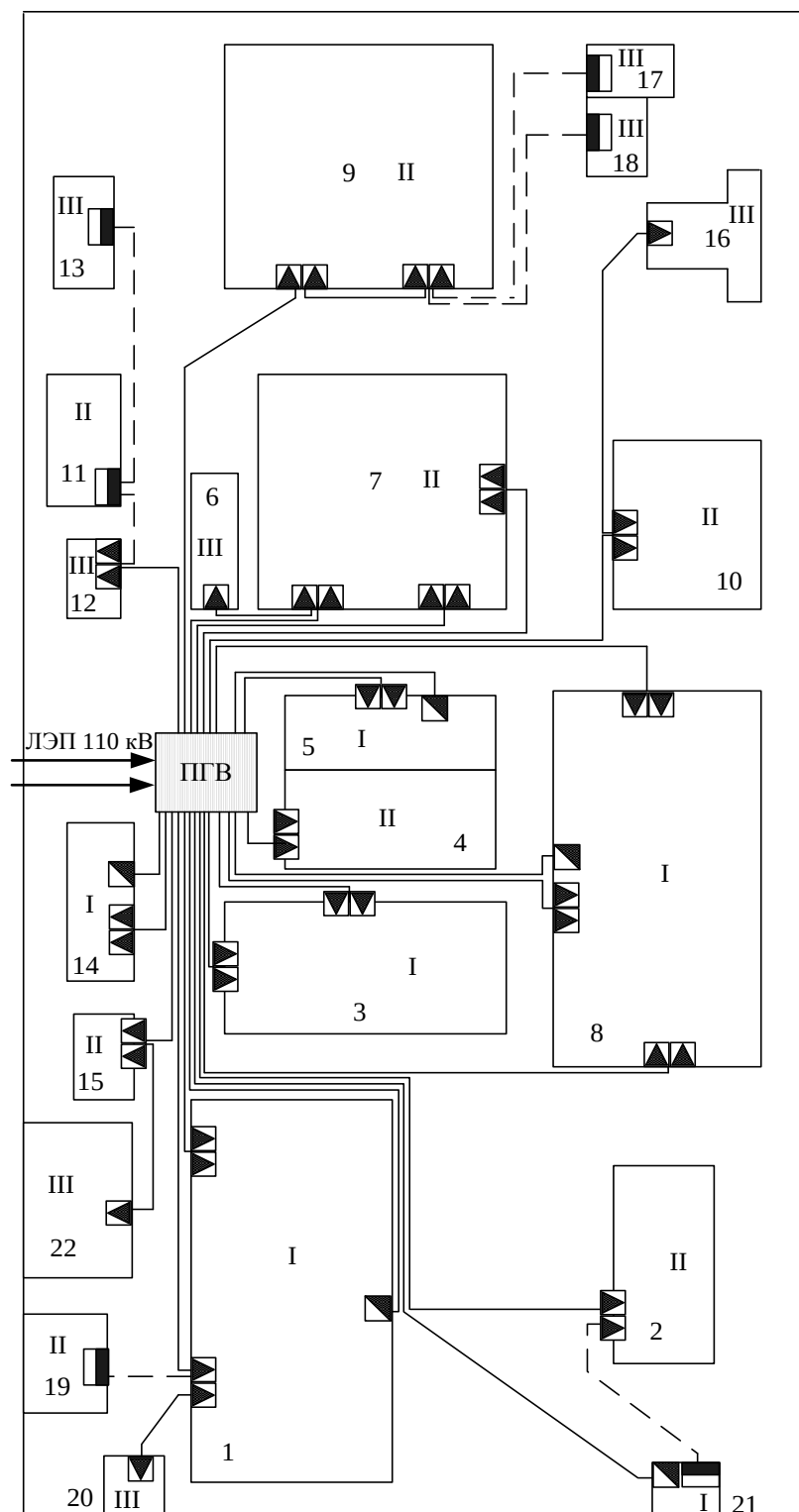
– при прокладке в земле в одной траншее допускается прокладывать не более шести кабелей;

– при числе кабелей более 20 рекомендуется прокладка на эстакадах.

Прокладка кабельных линий в траншеях не допускается при агрессивных грунтах и при возможных разливах расплавленных металлов [1]. Для передачи в одном направлении мощности более 15–20 МВ·А рекомендуется применять токопроводы [1].

Трассы кабельных линий электропередачи приведены на рисунке 9.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		43



▽ ▽ – двухтрансформаторная КТП 6/0,4 кВ ▣ – нагрузка 6 кВ
 ▽ – однотрансформаторная КТП 6/0,4 кВ ▢ – силовой пункт 0,4 кВ
 ————— – кабельные линии 6 кВ - - - - - – кабельные линии 0,4 кВ

Рисунок 9 – План трасс линий электропередачи системы распределения электроэнергии завода

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

5.7 Выбор сечения и марки проводников системы распределения

Сечение жил кабеля должно соответствовать допустимой токовой нагрузке для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения. Выбор сечения кабельных линий производится в соответствии с требованиями [1] с учетом нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети и перегрузочной способности кабелей различной конструкции.

При прокладке кабельных линий в земле допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля в нормальном режиме определяется по выражению

$$I_{\text{доп.н}} = K_1 K_2 I_T, \quad (47)$$

где K_1 – поправочный коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды; K_2 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле; I_T – допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля по таблицам [1] для различных марок и условий прокладки кабеля.

При проверке сечения кабеля по условиям послеаварийного режима для кабельных линий напряжением до 10 кВ необходимо учитывать допустимую перегрузку.

Допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля в послеаварийном режиме определяется по выражению

$$I_{\text{доп.пар}} = K_{\text{п}} I_{\text{доп.н}}, \quad (48)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент допустимой перегрузки, который зависит от вида изоляции [1].

Выберем кабели в линии от ПГВ до цеха № 2 (термообрубное отделение сталелитейного цеха).

В цехе установлена двухтрансформаторная подстанция (КТП 2×630).

Расчетный ток линии в нормальном режиме

$$I_{\text{н.р}} = \frac{\left(\frac{S_{\text{ц}}}{n_{\text{кТП}} n_{\text{тр}}} \right) + S_{\text{ц. №21}} + \Delta S_{\text{т}}}{\sqrt{3} U_{\text{с}}} = \frac{\left(\frac{793,2}{1 \cdot 2} \right) + 138,2 + 37,17}{\sqrt{3} \cdot 6} = 55,1 \text{ А},$$

где ΔS – потери в трансформаторе; $n_{\text{кТП}}$ – число КТП, установленных в цехе.

В послеаварийном режиме – ток линии сразу всей КТП:

$$I_{\text{пар}} = I_{\text{н.р}} \cdot 2 = 110,2 \text{ А}.$$

Выбор кабеля производим по нагреву током нормального режима с учетом поправочных коэффициентов.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

По таблице стандартных сечений предварительно намечаем кабель сечением 70 мм² с допустимым длительным током 210 А.

$$I_{\text{доп.н}} = K_1 K_2 I_T = 1 \cdot 0,75 \cdot 210 = 157,5 \text{ (А)} > I_{\text{н.р}} = 55,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп.пар}} = K_{\text{п}} I_{\text{доп.н}} = 1,1 \cdot 157,5 = 173,25 \text{ (А)} > I_{\text{пар}} = 110 \text{ А},$$

где $I_T = 210 \text{ А}$ – допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля по таблицам ПУЭ для токопроводящей алюминиевой жилы сечением 70 мм² с изоляцией из сшитого полиэтилена, А; $K_2 = 0,75$ – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле; K_1 – поправочный коэффициент для кабелей в зависимости от удельного теплового сопротивления земли (для нормальной почвы $K_1 = 1$); $K_{\text{п}} = 1,1$ – коэффициент перегрузки (при послеаварийном режиме для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена – 10 %). По послеаварийной перегрузке кабель проходит.

Окончательно принимаем кабель марки АПвПг-1×70. После расчёта тока короткого замыкания данный кабель проверяется на термическую стойкость.

Результаты расчетов по выбору и проверке кабельных линий электропередачи цехов сведены в таблицу 13.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		46

Таблица 13 – Выбор кабельных линий системы распределения

Линия между	Кол-во	S _м , кВА	I _{рв} А		F _{станд} мм ²	I _{ст.зв} А	K ₁	K ₂	K ₃	I _{доп.в} , А	I _{доп.в} , А	Число, марка кабелей
			НР	ПАР								
ШВ – ТП 1.1	2	1916	92,29	184,58	95	255	1	0,75	1,1	191,3	210,38	6 АПвЛг-6-1×95
ШВ – ТП 1.2	2	1391,4	67,02	134,04	50	170	1	0,75	1,1	127,5	140,25	6 АПвЛг-6-1×50
ТП 1.2 – ТП 20	1	407	39,21	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	3 АПвЛг-6-1×35
ШВ – ТП 2	2	931,4	44,86	89,73	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6 АПвЛг-6-1×35
ШВ – ТП 3.1	2	867	41,76	83,52	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6 АПвЛг-6-1×35
ШВ – ТП 3.2	2	867	41,76	83,52	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6 АПвЛг-6-1×35
ШВ – ТП 4	2	1517	73,07	146,14	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,25	6 АПвЛг-6-1×70
ШВ – ТП 5	2	1756,4	84,60	169,21	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,25	6 АПвЛг-6-1×70
ШВ – ТП 7.1	2	2797,5	134,75	269,50	185	360	1	0,75	1,1	270	297,00	6 АПвЛг-6-1×185
ТП 7.1 – ТП 6	1	392,5	37,81	–	50	170	1	1,00	1,1	170,0	187,00	3 АПвЛг-6-1×50
ШВ – ТП 7.2	2	2405	115,84	231,69	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6 АПвЛг-6-1×150
ШВ – ТП 7.3	2	2405	115,84	231,69	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6 АПвЛг-6-1×150
ШВ – ТП 8.1	2	2336	112,52	225,04	120	290	1	0,75	1,1	217,5	239,25	6 АПвЛг-6-1×120
ШВ – ТП 8.2	2	2336	112,52	225,04	120	290	1	0,75	1,1	217,5	239,25	6 АПвЛг-6-1×120
ШВ – ТП 8.3	2	2336	112,52	225,04	120	290	1	0,75	1,1	217,5	239,25	6 АПвЛг-6-1×120
ШВ – ТП 9.1	2	2586	124,56	249,13	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6 АПвЛг-6-1×150
ТП 9.1 – ТП 9.2	2	1382	66,57	133,14	50	170	1	0,75	1,1	127,5	140,25	6 АПвЛг-6-1×50
ШВ – ТП 10	2	1897,3	91,39	182,78	95	255	1	0,75	1,1	191,3	210,38	6 АПвЛг-6-1×95
ТП 10 – ТП 16	2	518,3	24,96	49,93	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6 АПвЛг-6-1×35
ШВ – ТП 12	1	615	59,24	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	3 АПвЛг-6-1×35
ТП 12 – СП 11	2	257,9	372,68	745,36	185	1005	1	0,75	1,1	753,75	829,125	6 АПвЛг-6-1×185
СП 11 – СП 13	1	17,11	24,72	–	16	84	1	1,00	1,1	84	92,4	АПвЛг-6-1×35
ШВ – ТП 14	2	594	28,61	57,22	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6 АПвЛг-6-1×35
ШВ – ТП 15	2	894	43,06	86,12	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6 АПвЛг-6-1×35
ТП 15 – ТП 22	1	325	31,31	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	3 АПвЛг-6-1×35
ТП 9.2 – СП 17	1	40,7	58,81	–	16	84	1	1,00	1,1	84	92,4	АПвЛг-6-1×35
ТП 9.2 – СП 18	1	101,7	146,96	–	50	160	1	1,00	1,1	160	176	АПвЛг-6-1×50
ТП 22 – СП 19	1	117,6	169,94	–	50	160	1	1,00	1,1	160	176	АПвЛг-6-1×50
ТП 2 – СП 21	1	112,8	163,00	–	50	160	1	1,00	1,1	160	176	АПвЛг-6-1×50
ШВ – Н1	9	18947	202,58	–	240	420	1	0,75	1,1	315,0	346,50	27 АПвЛг-6-1×240
ШВ – Н5	2	2211	106,35	–	120	290	1	0,75	1,1	217,5	239,25	6 АПвЛг-6-1×120
ШВ – Н8	2	977,8	94,09	–	95	255	1	0,75	1,1	191,3	210,38	6 АПвЛг-6-1×95
ШВ – Н14	4	5400	129,90	–	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	12 АПвЛг-6-1×150
ШВ – Н21	2	421	20,27	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	6 АПвЛг-6-1×35

6 Расчёт токов короткого замыкания

Определим токи симметричного трехфазного замыкания методом эквивалентных ЭДС [11].

Расчет производим исходя из следующих положений. Все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают с номинальной нагрузкой. Синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения. Короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение. Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе. Расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5 % выше номинального напряжения сети (среднее номинальное напряжение).

Схема расчетного участка электрической сети и схема замещения приведены на рисунке 12.

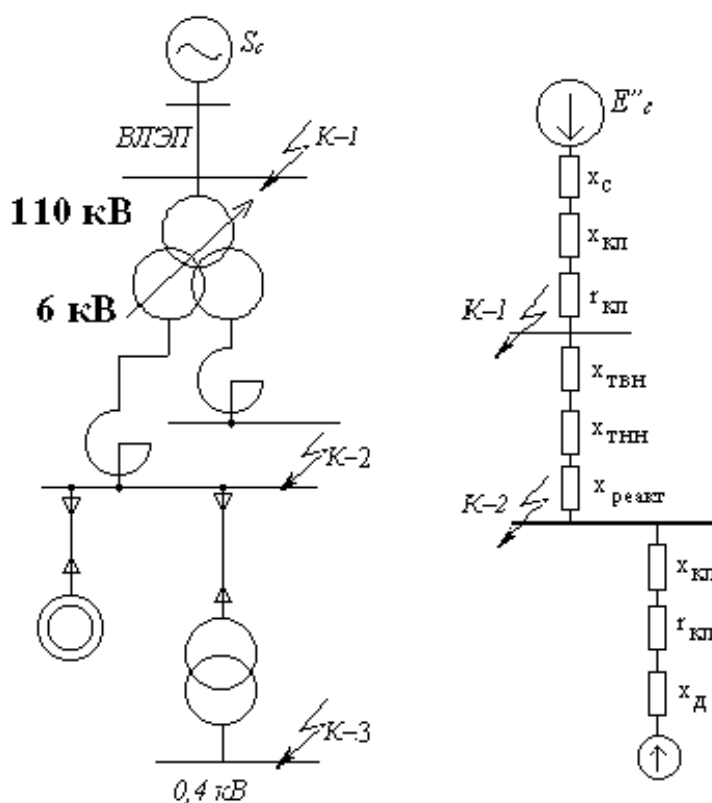


Рисунок 12 – Электрическая схема и схема замещения

При расчете токов КЗ на напряжении выше 1 кВ учитываем только сопротивления линий электропередачи и обмоток электрических машин, реакторов. Сопротивлениями контактов, шин, трансформаторов тока и т.д. пренебрегаем в виду их малости.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		48

Точка К-1

Определяем базисные величины исходя из исходных данных.

Базисная мощность: $S_{\text{б}} = S_{\text{с}} = \text{МВ} \cdot \text{А}$, базисное напряжение: $U_{\text{б1}} = 115 \text{ кВ}$.

$$\text{Базисный ток питающей сети: } I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} U_{\text{б1}}} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 115} = 6,025 \text{ кА}.$$

Сопротивление системы, приведенное к базисным условиям: $x_{\text{с}} = 0,6 \text{ о.е.}$

Расчет производим в относительных единицах.

Сопротивление ВЛЭП:

$$x_{\text{л}} = x_0 l \frac{1}{n} \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{н}}^2} = 0,42 \cdot 6 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1200}{115^2} = 0,114 \text{ о.е.};$$

$$r_{\text{л}} = r_0 l \frac{1}{n} \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{н}}^2} = 0,198 \cdot 6 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1200}{115^2} = 0,054 \text{ о.е.}$$

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-1:

$$x_{\text{к-1}} = x_{\text{с}} + x_{\text{л}} = 0,6 + 0,114 = 0,714 \text{ о.е.}; \quad r_{\text{к-1}} = r_{\text{л}} = 0,054 \text{ о.е.};$$

$$Z_{\text{к-1}} = \sqrt{x_{\text{к-1}}^2 + r_{\text{к-1}}^2} = \sqrt{0,714^2 + 0,054^2} = 0,716 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К-1:

$$I''_{\text{пок-1}} = \frac{E''_{*c}}{Z_{\text{к-1}}} I_{\text{б1}} = \frac{1}{0,716} \cdot 6,025 = 8,410 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К-1:

$$i_{\text{уд.к-1}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} I''_{\text{ток-1}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,410 = 22,77 \text{ кА},$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент (по таблице 6.3) [5].

Точка К-2

Определим базисные величины.

Базисное напряжение сети распределения: $u_{\text{б2}} = 6,3 \text{ кВ}$;

$$\text{базисный ток: } I_{\text{б2}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} u_{\text{б2}}} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 109,97 \text{ кА}.$$

Сопротивление трансформатора ТРДН-40000/110 ($\kappa_{\text{расц}} = 3,62$):

$$x_{\text{скв}} = x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1200}{40} = 3,15 \text{ о.е. ...}$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		49

$$x_{т\text{ НН}} = \frac{K_{расц} K_{СКВ}}{2} = 1,81 \cdot 3,15 = 5,702 \text{ о.е.};$$

$$x_{т\text{ ВН}} = 0,095 x_{т} = 0,095 \cdot 3,15 = 0,299 \text{ о.е.}$$

Поскольку в системе электроснабжения значительную долю нагрузки составляют электрические двигатели, которые дают подпитку результирующему току КЗ, принимаем решение установить токоограничивающий реактор для уменьшения величины тока КЗ с целью облегчения условий коммутации в распределительной сети.

Выбираем реактор РБДГ-10-1000-0,25У3 с номинальным индуктивным сопротивлением $x_{P(OM)} = 0,1$ Ом и номинальным током 2150 А. Его сопротивление в относительных единицах равно:

$$x_{реак} = \frac{x_{P(OM)} S_6}{U_B^2} = \frac{0,1 \cdot 1200}{6,3^2} = 3,02.$$

Тогда результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-2:

$$x_{к-2} = x_{к-1} + x_{т\text{ ВВ}} + x_{т\text{ НН}} + x_{реак} = 0,714 + 5,702 + 0,299 + 3,02 = 9,739 \text{ о.е.};$$

$$r_{к-2} = r_{к-1} = 0,054 \text{ о.е.};$$

$$Z_{к-2} = \sqrt{x_{к-2}^2 + r_{к-2}^2} = \sqrt{9,739^2 + 0,054^2} = 9,739 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ от системы:

$$I''_{пок-2} = \frac{E''_{*c}}{Z_{к-2}} I_{62} = \frac{1}{9,739} \cdot 109,97 = 11,292 \text{ кА.}$$

Ток подпитки АД учитываем при одном включенном секционном выключателе.

Тип АД (цеха № 5, 8, 21): 4А3М-1250/6000-УХЛ4, общее число двигателей 4, $S_{ДВ} = 1404$ кВ·А, $x'_d = 0,2$ о.е., $E_{АД} = 0,9$ о.е. Согласно таблице 13 двигатели запитаны кабелем сечением от 50 до 120 мм². Для расчетов примем наименьшие значения сопротивления, т.е. АПвПг – 1×120.

Сопротивление кабельной линии ГПП-АД-1250:

$$r_{каб} = r_0 l \frac{S_6}{u_{62}^2} = 0,258 \cdot 0,4 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 3,120 \text{ о.е.};$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$x_{\text{каб}} = x_0 l \frac{S_6}{u_{62}^2} = 0,076 \cdot 0,4 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 0,919 \text{ о.е.},$$

где $r_0 = 0,258 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,076 \text{ Ом/км}$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии 6 кВ, питающей среднестатистический двигатель 4А3М-1250/10000-УХЛ4.

$$x_{\text{АД}} = \frac{x'_d S_6}{S_{\text{ДВ}}} = \frac{0,2 \cdot 1200}{1,404} = 170,9 \text{ о.е.}$$

Ток одного двигателя ГПП:

$$I_{\text{АД}_1250} = \frac{E_{\text{АД}} I_{62}}{\sqrt{(x_{\text{каб}} + x_{\text{АД}})^2 + (r_{\text{каб}})^2}} = \frac{0,9 \cdot 109,97}{\sqrt{(0,919 + 170,9)^2 + 3,120^2}} = 0,576 \text{ кА.}$$

Тип АД (цеха № 1): 4А3М-2000/6000-УХЛ4, общее число двигателей 9, $S_{\text{ДВ}} = 2198 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $x'_d = 0,2 \text{ о.е.}$, $E_{\text{АД}} = 0,9 \text{ о.е.}$ Согласно таблице 13 двигатели запитаны кабелем сечением 240 мм^2 .

Сопротивление кабельной линии ГПП-АД-2000:

$$r_{\text{каб}} = r_0 l \frac{S_6}{u_{62}^2} = 0,129 \cdot 0,5 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 1,950 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{каб}} = x_0 l \frac{S_6}{u_{62}^2} = 0,071 \cdot 0,5 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 1,073 \text{ о.е.},$$

где $r_0 = 0,129 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,071 \text{ Ом/км}$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии 6 кВ, питающей среднестатистический двигатель 4А3М-2000/10000-УХЛ4.

$$x_{\text{АД}} = \frac{x'_d S_6}{S_{\text{ДВ}}} = \frac{0,2 \cdot 1200}{2,198} = 109,2 \text{ о.е.}$$

Ток одного двигателя ГПП:

$$I_{\text{АД}_2000} = \frac{E_{\text{АД}} I_{62}}{\sqrt{(x_{\text{каб}} + x_{\text{АД}})^2 + (r_{\text{каб}})^2}} = \frac{0,9 \cdot 109,97}{\sqrt{(1,073 + 109,2)^2 + 1,950^2}} = 0,897 \text{ кА.}$$

Тип СД (цех № 14) СДН-2-16-49-6У3, общее число двигателей 4, $S_{\text{ДВ}} = 1450 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $x'_d = 0,2 \text{ о.е.}$, $E_{\text{СД}} = 1,0 \text{ о.е.}$ Согласно таблице 13 двигатели запитаны кабелем АПвПг – 1×150 .

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		51

Сопротивление кабельной линии ПГВ-СД-1250:

$$r_{\text{каб}} = r_0 l \frac{S_6}{u_{62}^2} = 0,206 \cdot 0,25 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 1,557 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{каб}} = x_0 l \frac{S_6}{u_{62}^2} = 0,074 \cdot 0,25 \cdot \frac{1200}{6,3^2} = 0,559 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{СД}} = \frac{x'_d S_6}{S_{\text{ДВ}}} = \frac{0,2 \cdot 1200}{1,450} = 165,52 \text{ о.е.}$$

Ток одного двигателя ПГВ:

$$I_{\text{СД}_-1450} = \frac{E_{\text{СД}} I_{62}}{\sqrt{(x_{\text{каб}} + x_{\text{АД}})^2 + (r_{\text{каб}})^2}} = \frac{1,0 \cdot 109,97}{\sqrt{(0,559 + 165,52)^2 + 1,557^2}} = 0,660 \text{ кА.}$$

Подпитка рассчитывается при одном включенном секционном выключателе. Результирующее значение периодической составляющей тока КЗ с учетом подпитки от электродвигателей:

$$I_{\Sigma \text{К-2}} = I''_{\text{пок-2}} + \frac{n_{1250} I_{\text{АД}_-1250}}{2} + \frac{n_{2000} I_{\text{АД}_-2000}}{2} + \frac{n_{\text{СД}} I_{\text{СД}_-1450}}{2} =$$

$$= 11,292 + 2 \cdot 0,576 + 5 \cdot 0,897 + 2 \cdot 0,660 = 18,251 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К-2:

$$i_{\text{уд.К-2}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} \cdot I_{\Sigma \text{К-2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 18,251 = 46,460 \text{ кА,}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент (по таблице 6.3) [11].

Точка К-3

Поскольку расчетная точка К-3 находится в системе потребления (напряжение менее 1 кВ), то расчет токов КЗ проводим в именованных единицах.

Принимаем следующие допущения.

Систему принимаем бесконечной мощности, сопротивление системы равно нулю ($S_c = \infty$, $x_c = 0$) [1].

Схема замещения приведена на рисунке 13.

Сопротивление силового трансформатора ТМ-1600/6

$$x_{\text{тр}} = 5,4 \text{ МОм, } r_{\text{тр}} = 1 \text{ МОм [12].}$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		52

Сопротивление трансформатора тока не учитываем.

$$x_{та} = 0,07 \text{ мОм}, r_{та} = 0,05 \text{ мОм} [12].$$

Сопротивление автоматического выключателя:

$$x_{кв} = 0,05 \text{ мОм}, r_{кв} = 0,1 \text{ мОм} [12].$$

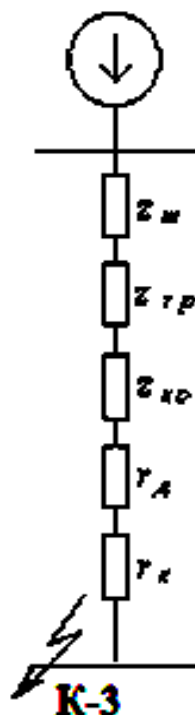


Рисунок 13 – Схема замещения

Сопротивление контактов

$r_k = 0,01 \text{ мОм}$ – для контактов шинопроводов [12],

$r_k = 1 \text{ мОм}$ – для коммутационных аппаратов [12].

Сопротивление шин: $x_{ш} = 0,015 \text{ мОм}$, $r_{ш} = 0,033 \text{ мОм}$ [12].

Сопротивление дуги не учитываем, поскольку возможно металлическое замыкание.

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К–4:

$$\begin{aligned} Z_{к-3} &= \sqrt{(x_{тр} + x_{та} + x_{кв} + x_{ш})^2 + (r_{тр} + r_{та} + r_{кв} + r_k + r_{ш} + r_d)^2} = \\ &= \sqrt{(5,4 + 0,07 + 0,05 + 0,015)^2 + (1 + 0,05 + 0,1 + 0,01 + 1 + 0,033)^2} = 5,94 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		53

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К–4:

$$I''_{\text{пок-3}} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{\text{К-3}}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 5,94 \cdot 10^{-3}} = 38,92 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ: $i_{\text{уд.К-3}} = \sqrt{2}k_{\text{уд}}I''_{\text{пок-3}} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 38,92 = 60,36 \text{ кА.}$

где $k_{\text{уд}} = 1,1$ – ударный коэффициент [5].

Результаты расчета токов КЗ сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Напряжение U_n , кВ	Периодическая составляющая тока КЗ $I''_{\text{по}}$, кА	Ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}$, кА
К–1	110	8,41	22,77
К–2	6	18,25	46,46
К–3	0,4	38,92	60,36

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

7 Выбор и проверка элементов системы электроснабжения

Все элементы системы электроснабжения выбираются по номинальным параметрам при нормальном режиме работы системы электроснабжения и должны соответствовать условиям окружающей среды [7].

Номинальное напряжение аппарата соответствует классу его изоляции.

Условие выбора:

$$U_{н.а} = U_{н.с}, \quad (52)$$

где $U_{н.а}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ; $U_{н.с}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

При протекании тока аппарат должен работать длительное время без допустимого перегрева.

Условие выбора:

$$I_{н.а} \geq I_{р.маx}, \quad (53)$$

где $I_{н.а}$ – номинальный ток аппарата, А; $I_{р.маx}$ – наибольший ток утяжеленного режима сети, А.

Основные условия проверки элементов в аварийном режиме:

– электродинамическая стойкость

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (54)$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости аппарата, кА; $i_{уд}$ – ударный ток при коротком замыкании в сети, кА;

– термическая стойкость

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K, \quad (55)$$

где I_T – ток термической стойкости аппарата, кА; t_T – допустимое время протекания тока КЗ, с; B_K – тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$;

– коммутационная способность

$$I_{отк.а} \geq I_{н0}, \quad (56)$$

где $I_{отк.а}$ – ток отключения аппарата, кА; $I_{н0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

7.1 Выбор и проверка высоковольтных коммутационных аппаратов

Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Определим ток питающей линии ВЛЭП в нормальном режиме:

$$I_{н.р} = \frac{S_3}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_c} = \frac{55281}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 145,1 \text{ А};$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		55

ток в послеаварийном режиме: $I_{\text{пар}} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_c} = 290,2 \text{ А.}$

Предварительно выбираем элегазовый выключатель ВГТ–110-2500 У1 [13].

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (\tau + T_a) = (0,135 + 0,115) \cdot 8,410^2 = 17,68 \text{ кА}^2/\text{с},$$

где $T_a = 0,115 \text{ с}$ (по таблице 6.3) [5];

$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с}$ – время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты (диф. защита трансформатора) и времени отключения выключателя) [11].

Таблица 15 – Условия выбора и проверки выключателя 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{\text{ном}} = U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 290,2 \text{ А}$
$I_{\text{отк.Н}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{отк.Н}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 8,410 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.м}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин.м}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,77 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq B_k$	$I_T^2 t = 56/3 = 9408 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 17,68 \text{ кА}^2/\text{с}$

Выбор и проверка разъединителей

Предварительно выбираем: разъединитель РНДЗ-110/1000 У1 [13] – разъединитель наружной установки, двухколонковый, с заземляющими ножами.

Таблица 16 – Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 290,2 \text{ А}$
$i_{\text{дин.м}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин.м}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,77 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq B_k$	$I_T^2 t = 2976,7 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 17,68 \text{ кА}^2/\text{с}$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56

Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Выбираем выключатель на отводе 6 кВ трансформатора ТРДН-40000/110 (вводной выключатель ЗРУ ПГВ).

Максимальный рабочий ток:

$$I_{н.р} = \frac{S_{завода}}{n\sqrt{3}U_H} = \frac{53720}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 1,293 \text{ кА},$$

ток послеаварийном режиме (ПАР) для расщепленной обмотки:

$$I_{ПАР} = \frac{S_{завода}}{2\sqrt{3}U_H} = 2,585 \text{ кА}.$$

После нахождения токов на вводах 6 кВ необходимо определиться с выбором типа ячеек КРУ. Выбираем серию **К-61** (ввод) и **К-63** (отходящие линии) [10].

Таблица 17 – КРУ 6 кВ серии К-61

Серия	U _{ном} , кВ	U _{мах} , кВ	I _{ном} , А	Ток, кА		
				отключения	термической стойкости	динамической стойкости
К-61	6; 10	7,2; 12	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	31,5; 40	31,5/3; 40/3	128
К-63	6; 10	7,2; 12	630, 1000, 1600	20; 31,5	20/3; 31,5/3	51; 81

Предварительно выбираем выключатель марки **LF 3** – элегазовый выключатель внутренней установки ($T_{отк} = 0,07$ с).

Определим для выключателя ток при полуторократной перегрузке транс-

форматора ПГВ: $I_{МАХ} = \frac{1,5S_{тр}}{2\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,5 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,749 \text{ кА}.$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (\tau + T_a) = (0,87 + 0,05) \cdot 18,251^2 = 306,45 \text{ кА}^2/\text{с},$$

где $T_a = 0,05 \text{ с}$ (по таблице 6.3) [5];

$\tau = t_{рз} + \Delta t_{сел} + t_{отк} = 0,1 + 0,7 + 0,07 = 0,87 \text{ с}$ – время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты (МТЗ) и времени отключения выключателя) [11]; $\Delta t_{сел}$ – суммарное время ступеней селективности МТЗ [15].

Результаты выбора и проверки представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка выключателя на вводе в РУ 6 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2749 \text{ А}$
$I_{отк.Н} \geq I_{п0}$	$I_{отк.Н} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 18,251 \text{ кА}$
$i_{дин.м} \geq i_{уд}$	$i_{дин.м} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,460 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq B_k$	$I_T^2 t = 40 \text{ кА}^2/3 \text{ с} = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 306,45 \text{ кА}^2/\text{с}$

Выбираем на отходящие линии выключатели вакуумные ВВ/TEL-6-20/630 У2 ($I_{отк.Н} = 20 \text{ кА}$, $i_{дин.м} = 51 \text{ кА}$).

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (\tau + T_a) = (0,17 + 0,05) \cdot 18,251^2 = 73,28 \text{ кА}^2/\text{с},$$

где $T_a = 0,05 \text{ с}$ (по таблице 6.3) [5];

$\tau = t_{рз} + t_{отк} = 0,1 + 0,07 = 0,17 \text{ с}$ – время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты (токовая отсечка) [15] и времени отключения выключателя) [11].

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателя 6 кВ отходящих линий

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 325,85 \text{ А}$
$I_{отк.Н} \geq I_{п0}$	$I_{отк.Н} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} = 18,251 \text{ кА}$
$i_{дин.м} \geq i_{уд}$	$i_{дин.м} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,460 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq B_k$	$I_T^2 t = 20 \text{ кА}^2/3 \text{ с} = 1200 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_k = 73,28 \text{ кА}^2/\text{с}$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Выбор и проверка выключателей нагрузки 6 кВ

На магистральных линиях на вводах распределительных трансформаторов цеховых ТП устанавливаются выключатели нагрузки.

Предварительно выбираем выключатель нагрузки марки ВНР-6-400/20-У2 с предохранителем марки ПКТ102-10-20-31.5У3 с номинальным током отключения 20 кА.

Условия выбора и проверки приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор выключателя нагрузки 6 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. max}}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 325,85 \text{ А}$
$I_{\text{отк.Н}} \geq I_{\text{п0}}$ (при наличии последовательно включенного предохранителя)	$I_{\text{отк.Н}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 18,251 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.м}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин.м}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 46,460 \text{ кА}$

7.2 Выбор и проверка вспомогательного электрооборудования

К вспомогательному оборудованию относятся трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформаторы тока, устанавливаемые в шкафах КРУ распределительного устройства низшего напряжения ПГВ.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем $z_{2p} = r_{2p}$.

Сопротивление вторичной нагрузки складывается из сопротивления приборов, сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (57)$$

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (58)$$

где S_2 – суммарная мощность, потребляемая приборами, В·А; $I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Сопротивление контактов r_k принимаем 0,05 Ом [5].

Выберем трансформатор тока, установленный в вводном шкафу 1-й секции шин РУ НН ПГВ. Рабочий ток цепи 2749 А.

По напряжению, току в первичной обмотки трансформатора тока и по комплектации шкафов КРУ К-61 выбираем трансформатор тока марки ТШЛ-10УТЗ [10]. Приборы, подключенные к ТТ, осуществляют технический учет электроэнергии. Следовательно, класс точности ТТ должен быть не ниже 1. Этому классу точности соответствует сопротивление вторичной обмотки $z_{2ном} = 0,8$ Ом [10].

Таблица 21 – Выбор трансформатора тока 6 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 6$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 3000$ А	$I_{раб. max} = 2749$ А
$z_{2ном} \geq z_2$	$z_{2ном} = 0,8$ Ом	$z_2 = 0,469$ Ом

Проверка на электродинамическую и термическую стойкость не проводится, т.к. это шинный трансформатор тока.

Трансформаторы тока включены по схеме «неполной звезды» (рисунок 14).

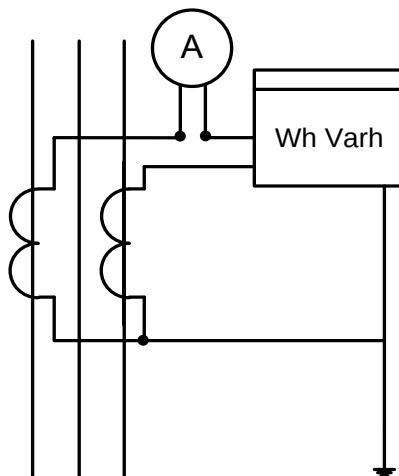


Рисунок 14 – Схема включения приборов к ТТ

Проверка соответствия класса точности

суммарное сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_2}{I_{2ном}^2} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом.}$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		60

Сопротивление соединительных проводов при $l = 6 \text{ м}$, $l_p = \sqrt{3}l$:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l_p \rho_{\text{Cu}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 17}{2,5} = 70,58 \text{ мОм.}$$

Сопротивление контактов r_k принимаем $0,05 \text{ Ом}$ (т.к. приборов не более 3), тогда

$$z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,32 + 0,05 + 0,071 = 0,441 \text{ Ом.}$$

Перечень приборов, подключённых к ТТ, приведён в таблице 22.

Таблица 22 – Параметры приборов, подключенных к трансформаторам тока

Прибор	Количество	$S_{\text{пр.А}}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{\text{пр.С}}, \text{ В} \cdot \text{А}$
Вольтметр ЩП02М	2	1×2,5	1×2,5
Счетчик активной и реактивной энергии СЭТ – 4ТМ.03М	1	1×1,5	1×1,5

Поскольку $z_{2\text{ном}} = 0,8 > z_2 = 0,441$, трансформатор тока по условиям проверки проходит.

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному первичному напряжению, конструктивному исполнению и классу точности.

Проверка ТН осуществляется по мощности вторичной обмотки для выбранного класса точности:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}, \quad (59)$$

где $S_{2\text{расч}}$ – расчетная мощность, потребляемая вторичной цепью, $\text{В} \cdot \text{А}$; $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТН, обеспечивающая его работу в заданном классе точности, $\text{В} \cdot \text{А}$.

Выберем трансформатор напряжения, установленный на 1-й секции шин РУ НН ПГВ. В соответствии со спецификацией шкафов КРУ К-63 намечаем к установке трансформатор напряжения марки НАЛИ-СЭЩ-6 У2 [10]. При классе точности 1 $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Данные приборов, подключенных к ТН, приведены в таблице 23.

На рисунке 15 показана схема подключения измерительных приборов.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 23 – Приборы, подключенные к трансформатору напряжения

Прибор	Количество	S _{пр} , В·А	S _{Σпр} , В·А
Амперметр ЩП02М	1	2,5	2,5
Счетчик активной и реактивной энергии СЭТ – 4ТМ.03М	14	1,5	35

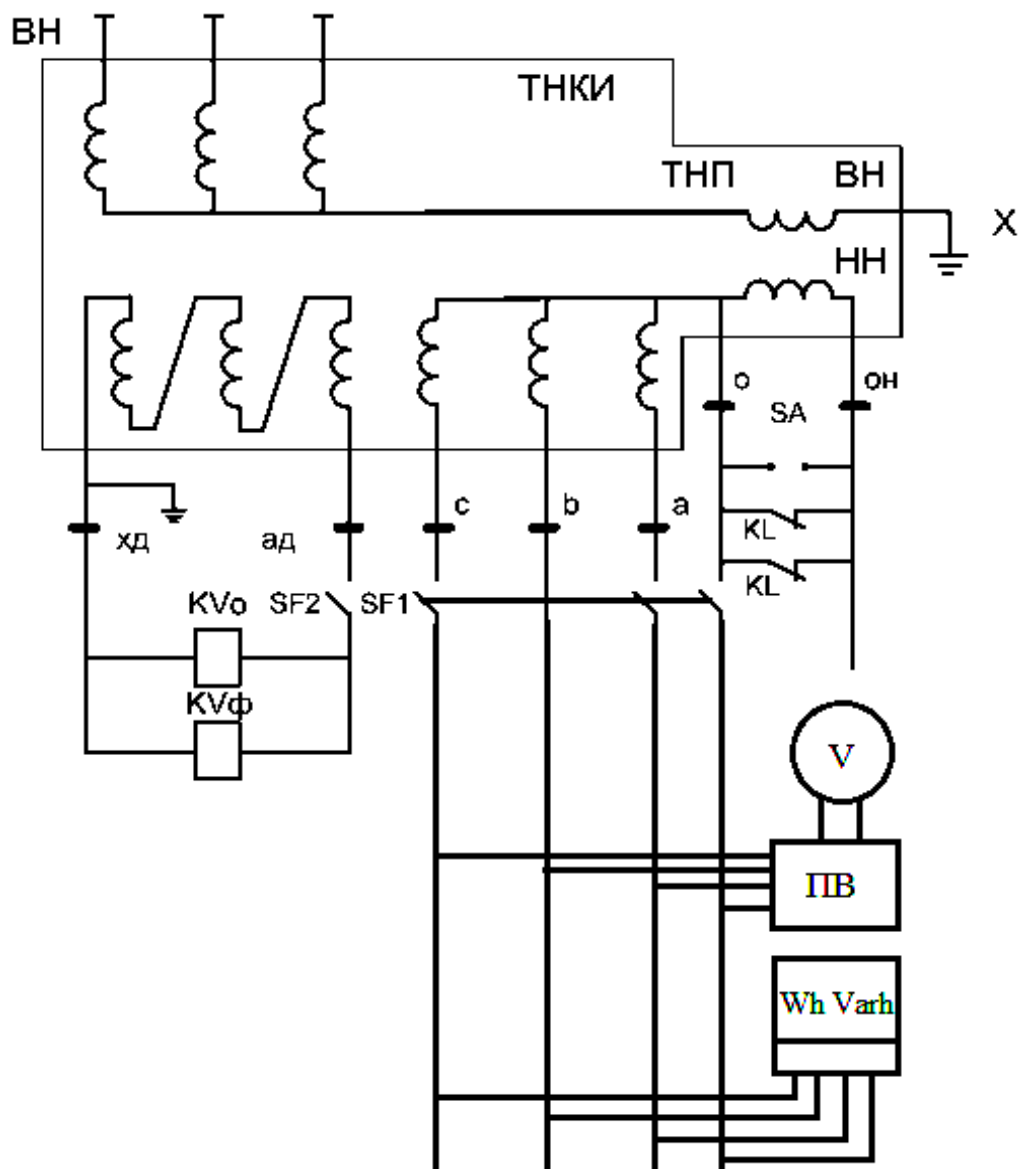


Рисунок 15 – Схема подключения измерительных приборов к ТН

Условие проверки по классу точности:

$$S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А} > S_{2\text{расч}} = 41 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7.3 Выбор и проверка коммутационных аппаратов 0,4 кВ

К коммутационным аппаратам 0,4 кВ широкое применение в настоящее время получили автоматические выключатели (автоматы).

Выключатели автоматические служат для коммутации электрических цепей в нормальном режиме и отключения тока: при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения.

Все аппараты должны:

- соответствовать условиям окружающей их среды и роду установки;
- иметь номинальные параметры (ток, напряжение);
- удовлетворять условиям работы в нормальном режиме;
- быть устойчивыми к токам КЗ.

Условие проверки: $I_{откл} \geq I_{н0}$,

где $I_{откл}$ – ток отключения выключателя, кА; $I_{н0}$ – ток периодической составляющей в начальный момент КЗ, кА.

Выбираем выключатель 0,4 кВ подстанции цеха № 19.

$$I_{р.м} = \frac{S_m}{\sqrt{3}U_c} = \frac{117,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 169,7 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель марки **ВА 52-37**.

Таблица 24 – Выбор и проверка автоматического выключателя 0,4 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры цепи
$U_{ном} = U_{уст}$	$U_{ном} = 400 \text{ В}$	$U_{уст} = 400 \text{ В}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 169,7 \text{ А}$
$I_{откл} \geq I_{н0}$	$I_{откл} = 30 \text{ кА}$	$I_{н0} = 28,113 \text{ кА}$

Условия проверки выполняются.

Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{расц} \geq 1,25I_{р.м} = 1,25 \cdot 169,7 = 212,1 \text{ А.}$$

Принимаем уставку теплового расцепителя $I_{расц} = 230 \text{ А}$.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

8 Проверка кабельных линий на термическую стойкость

Максимально допустимые кратковременные повышения температуры при КЗ для силовых кабелей принимаются: с изоляцией из сшитого полиэтилена до 10 кВ с алюминиевыми жилами – 200 °С. Определим минимальное сечение кабельной линии, отходящей от ПГВ (для кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами $C = 95 \text{ А/с}^{1/2} \text{ мм}^2$ [13]):

$$F_{\text{min доп ПГВ}} = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\text{П}}}}{C} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (60)$$

где $B_{\text{кПГВ}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (\tau + T_{\text{а}}) = (0,6 + 0,05) \cdot (18,251)^2 = 216,51 \text{ кА}^2/\text{с}$ – тепловой импульс КЗ.

Тогда минимально допустимое сечение по нагреву при коротком замыкании составит:

$$F_{\text{min ПГВ}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{216,51 \cdot 10^3}}{95} = 147 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее большее стандартное сечение 150 мм^2 .

Таким образом, все отходящие от ПГВ кабельные линии, питающие ответственных потребителей, выбранные сечением менее 150 мм^2 , меняем соответственно на АПвПг-10-1×150. Данное сечение проходит по термической стойкости.

Скорректированные марки кабельных линий приведены в таблице 25.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						65

Таблица 25 – Скорректированные с учетом термической стойкости к токам КЗ сечения кабельных линий

Линия между	Кол -во	S _{каб} , кВА	I _{р.А} НР	ПАР	F _{станд} мм ²	I _{ст} х А	K ₁	K ₂	K ₃	I _{допв} , А	I _{доппр} , А	Число, кабелей	марка
ЛПВ – ТП 1.1	2	1916	92,29	184,58	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 1.2	2	1391,4	67,02	134,04	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ТП1.2 – ТП 20	1	407	39,21	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	3	АПВЛГ-6-1×35
ЛПВ – ТП 2	2	931,4	44,86	89,73	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6	АПВЛГ-6-1×35
ЛПВ – ТП 3.1	2	867	41,76	83,52	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 3.2	2	867	41,76	83,52	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 4	2	1517	73,07	146,14	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,25	6	АПВЛГ-6-1×70
ЛПВ – ТП 5	2	1756,4	84,60	169,21	70	210	1	0,75	1,1	157,5	173,25	6	АПВЛГ-6-1×70
ЛПВ – ТП 7.1	2	2797,5	134,75	269,50	185	360	1	0,75	1,1	270	297,00	6	АПВЛГ-6-1×185
ТП7.1 – ТП 6	1	392,5	37,81	–	50	170	1	1,00	1,1	170,0	187,00	3	АПВЛГ-6-1×50
ЛПВ – ТП 7.2	2	2405	115,84	231,69	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 7.3	2	2405	115,84	231,69	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 8.1	2	2336	112,52	225,04	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 8.2	2	2336	112,52	225,04	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 8.3	2	2336	112,52	225,04	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – ТП 9.1	2	2586	124,56	249,13	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	6	АПВЛГ-6-1×150
ТП9.1 – ТП 9.2	2	1382	66,57	133,14	50	170	1	0,75	1,1	127,5	140,25	6	АПВЛГ-6-1×50
ЛПВ – ТП 10	2	1897,3	91,39	182,78	95	255	1	0,75	1,1	191,3	210,38	6	АПВЛГ-6-1×95
ТП10 – ТП 16	2	518,3	24,96	49,93	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6	АПВЛГ-6-1×35
ЛПВ – ТП 12	1	615	59,24	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	3	АПВЛГ-6-1×35
ТП12 – СП 11	2	257,9	372,68	745,36	185	1005	1	0,75	1,1	753,75	829,125	6	АПВЛГ-0,4×4×185
СП11 – СП 13	1	17,11	24,72	–	16	84	1	1,00	1,1	84	92,4	6	АПВЛГ-0,4×4×16
ЛПВ – ТП 14	2	594	28,61	57,22	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6	АПВЛГ-6-1×35
ЛПВ – ТП 15	2	894	43,06	86,12	35	147	1	0,75	1,1	110,25	121,27	6	АПВЛГ-6-1×35
ТП15 – ТП 22	1	325	31,31	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	3	АПВЛГ-6-1×35
ТП9.2 – СП 17	1	40,7	58,81	–	16	84	1	1,00	1,1	84	92,4	6	АПВЛГ-0,4×4×16
ТП9.2 – СП 18	1	101,7	146,96	–	50	160	1	1,00	1,1	160	176	6	АПВЛГ-0,4×4×50
ТП22 – СП 19	1	117,6	169,94	–	50	160	1	1,00	1,1	160	176	6	АПВЛГ-0,4×4×50
ТП2 – СП 21	1	112,8	163,00	–	50	160	1	1,00	1,1	160	176	6	АПВЛГ-0,4×4×50
ЛПВ – Н1	9	18947	202,58	–	240	420	1	0,75	1,1	315,0	346,50	27	АПВЛГ-6-1×240
ЛПВ – Н5	2	2211	106,35	–	120	290	1	0,75	1,1	217,5	239,25	6	АПВЛГ-6-1×120
ЛПВ – Н8	2	977,8	94,09	–	95	255	1	0,75	1,1	191,3	210,38	6	АПВЛГ-6-1×95
ЛПВ – Н14	4	5400	129,90	–	150	320	1	0,75	1,1	240,0	264,00	12	АПВЛГ-6-1×150
ЛПВ – Н21	2	421	20,27	–	35	147	1	1,00	1,1	147	161,7	6	АПВЛГ-6-1×35

9 Самозапуск электродвигателей

Целью данного раздела является расчет процесса восстановления нормальной работы электропривода без вмешательства персонала после кратковременного перерыва электроснабжения или глубокого снижения напряжения.

Главная задача самозапуска – сохранить работоспособность технологической линии и наиболее полно использовать средства автоматизации СЭС.

При кратковременном нарушении электроснабжения самозапуск обычно допустим как для самих механизмов, так и для их ЭД.

Если невозможно обеспечить самозапуск всех двигателей, то в первую очередь необходимо обеспечить самозапуск ЭД для ответственных механизмов первой категории по надежности электроснабжения, отключение которых по условиям технологии невозможно.

Самозапуск заключается в том, что при восстановлении электроснабжения после его кратковременного нарушения электродвигатели автоматически восстанавливают свой нормальный режим работы. Отличительные особенности самозапуска по сравнению с обычным пуском:

- одновременно запускается группа электродвигателей;
- в момент восстановления электроснабжения и начала самозапуска часть или все электродвигатели вращаются с некоторой скоростью;
- самозапуск обычно происходит под нагрузкой.

Рассмотрим цех № 5 (цех точного литья) – первая категория, запитаны с ПГВ, установлены асинхронные двигатели 2х2А3М-1250/6000 УХЛ4, характеристики двигателей приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Справочные данные двигателя

P_n , кВт	U_n , кВ	η , %	$\cos \varphi$	$\frac{I_m}{I_n}$	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{п}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{min}}{M_{ном}}$	J_d , кг·м ²
1250	10	96,3	0,89	5,5	2,1	1,3	0,7	22,5

Так как двигатель получает питание с ПГВ, то время перерыва электроснабжения примем $t_n = 0,7$ с, момент инерции механизма J_m примем равным J_d (насосная), момент сопротивления механизма $M_c = 0,2$, показатель степени, характеризующий механизм $\gamma = 2$, число оборотов в минуту $n_0 = 2975$.

Электромеханическая постоянная времени механизма M двигателя определяется как

$$T_d = \frac{(J_d + J_m)n_0^2}{91 \cdot P_n}, \quad (61)$$

где n_0 – синхронное число оборотов в минуту; P_n – номинальная мощность двигателя.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66

$$T_D = \frac{(22,5 + 22,5,0) \cdot 2975^2}{91 \cdot 1250 \cdot 10^3} = 3,50 \text{ с.}$$

Выбег определяется по формуле

$$n = 1 - \frac{t_n M_c}{T_D} = 1 - \frac{0,7 \cdot 0,2}{3,5} = 0,96,$$

где t_n – время нарушения электроснабжения; M_c – момент сопротивления механизма.

Скольжение:

$$s = 1 - n = 1 - 0,96 = 0,04.$$

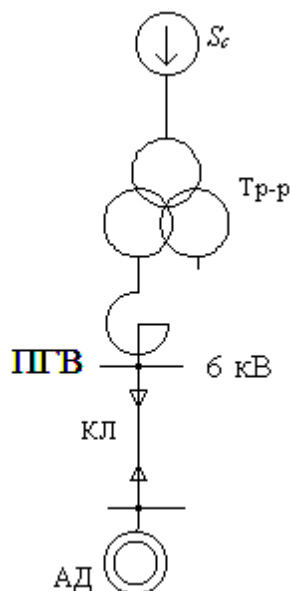
Коэффициент загрузки:

$$k_3 = 0,8, s_0 = \frac{3000 - 2975}{3000} = 0,008.$$

Критическое скольжение:

$$s_{кр} = s_0 \left(M_M + \sqrt{M_M^2 - 1} \right) = 0,008 \cdot \left(2,1 + \sqrt{2,1^2 - 1} \right) = 0,033.$$

За базисную мощность принимаем мощность питающего трансформатора, установленного на ГПП $S_{тр} = S_6 = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, базисное напряжение $U_6 = 6,3 \text{ кВ}$.



Ток КЗ на шинах 6 кВ: $I''_{к-2} = 14,663 \text{ кА}$.

Мощность КЗ:

$$S'' = \sqrt{3} U_n I''_{к-2} = \sqrt{3} \cdot 18,251 \cdot 10 = 189,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Сопротивление системы:

$$x_{сис} = \frac{S_6}{S''} = \frac{40}{189,67} = 0,211 \text{ о.е.}$$

Сопротивление кабельной линии, питающей данный двигатель (240 мм²):

$$x_{каб} = x_0 l \frac{S_6}{u_{62}^2} = 0,071 \cdot 0,4 \cdot \frac{40}{6,3^2} = 0,030 \text{ о.е.}$$

Нагрузка учитывается только реактивным сопротивлением:

$$x_n = \frac{S_6}{S_{ном} \sin \varphi} = \frac{40}{1,404 \cdot 0,46} = 62,46 \text{ о.е.}$$

Рисунок 16 – Расчетная схема

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

$$\kappa_{\text{пуск}} = \frac{\kappa_{\text{п}}}{\sqrt{1 + \frac{s_{\text{кр}}}{s_{\text{сз}}}}} = \frac{5,5}{\sqrt{1 + \frac{0,033}{0,04}}} = 4,074.$$

Пусковая мощность:

$$S'_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \kappa_{\text{пуск}}}{\eta \cos \varphi} = \frac{1250 \cdot 4,074}{0,963 \cdot 0,89} = 5942 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Индуктивное сопротивление двигателя:

$$X_{\text{д}} = \frac{S_{\text{б}} U_{\text{ном}}^2}{S'_{\text{н}} U_{\text{б}}^2} = \frac{40 \cdot 6^2}{5,942 \cdot 6,3^2} = 6,11.$$

Суммарное сопротивление до двигателя:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{сис}} + X_{\text{каб}} = 0,213 + 0,030 = 0,241 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{д,н}} = \frac{X_{\text{д}} X_{\text{н}}}{X_{\text{д}} + X_{\text{н}}} = \frac{6,11 \cdot 62,46}{6,11 + 62,46} = 5,562 \text{ о.е.}$$

Напряжение самозапуска без активного сопротивления:

$$U_{\text{сз}} = U \cdot \frac{X_{\text{д,н}}}{X_{\text{д,н}} + X_{\Sigma}} = 1,05 \cdot \frac{5,562}{5,562 + 0,241} = 1,006 \text{ о.е.}$$

Проверим возможность самозапуска:

$$M_{\text{а}} > M_{\text{мех}}$$

$$M_{\text{а}} = \frac{2 \cdot M_{\text{м}} \cdot U_{\text{сз}}^2}{\frac{s_{\text{кр}}}{s} + \frac{s}{s_{\text{кр}}}} = \frac{2 \cdot 2,1 \cdot 1,006^2}{\frac{0,033}{0,04} + \frac{0,04}{0,033}} = 2,087 \text{ о.е.};$$

$$\begin{aligned} M_{\text{мех}} &= 1,1 \left(M_{\text{с}} + (\kappa_{\text{з}} - M_{\text{с}})(1-s)^{\gamma} \right) = \\ &= 1,1 \cdot \left(0,2 + (0,8 - 0,2) \cdot (1 - 0,04)^2 \right) = 0,828. \end{aligned}$$

Из расчета видно, что самозапуск возможен.

Избыточный момент:

$$M_{\text{и}} = M_{\text{а}} - M_{\text{мех}} = 2,087 - 0,828 = 1,259.$$

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	ЛИСТ
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68

Время самозапуска:

$$t_c = T_d \frac{n}{M_{\text{и}}} = \frac{3,5 \cdot 0,96}{1,259} = 2,67 \text{ с.}$$

Дополнительный нагрев:

$$\Delta\tau = \frac{t_c j^2 (k_{\text{пуск}}^2 - 1)}{150} = \frac{2,67 \cdot 5^2 \cdot (4,074^2 - 1)}{150} = 6,9 \text{ }^\circ\text{C},$$

где j – плотность тока в обмотках $j = 5 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$.

Вывод: из расчета видно, что самозапуск электродвигателей возможен за время 2,67 с. Дополнительный нагрев на 7 °С в течение 3 с для данного двигателя допустим.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

Заключение

При выполнении выпускной работы определены расчётные нагрузки цехов и завода в целом, определён центр электрических нагрузок завода, выбраны системы питания и распределения электроэнергии предприятия, выбраны и проверены по токам короткого замыкания элементы системы электроснабжения предприятия.

Электроснабжение завода по производству тракторных запасных частей осуществляется от подстанции энергосистемы по двум воздушным ЛЭП – 110 кВ, выполненным проводом марки АС – 150/24 на двухцепных металлических опорах.

Пункт глубокого ввода (ПГВ) расположен с небольшим смещением от найденного расчётным путём центра электрических нагрузок.

На ПГВ установлены два трансформатора типа ТРДН – 40000/110/6, установка реакторов не потребовалась.

РУ – 6 кВ ПГВ выполнено ячейками КРУ серии К-61 (ввод) и К-63 (отходящие линии) с выкатными элементами.

Большинство цеховых подстанций выполнены двухтрансформаторными, кроме цехов № 6, 20 и 22, в которых установлены однитрансформаторные КТП, а также цехов малой мощности, электроснабжение которых осуществляется на классе напряжения 0,4 кВ с установкой в цехе силовых пунктов.

Схема распределения смешанная, с преобладанием радиальных линий.

Считаем, что разработанная система электроснабжения завода удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым нормативными документами.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. – М. : КНОРУС, 2013. – 854 с.

2. ГОСТ 2.105-95. Общие требования к текстовым документам [Электронный ресурс]. – Введ. 1996–07–01. – М. : Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. – 28 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-2-105-95-eskd>.

3. Технологические процессы производств промышленных предприятий : учеб. пособие / В. Н. Горюнов [и др.] ; ОмГТУ. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2011. – 158 с.

4. Проектирование систем электроснабжения промышленных объектов : учеб. пособие / В. В. Барсков [и др.] ; ОмГТУ. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2003. – 90 с.

5. Расчет электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования систем электроснабжения объектов : учеб. пособие / В. К. Грунин [и др.] ; под ред. В. К. Грунина ; ОмГТУ. – 2-е изд., испр. и доп. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2005. – 141 с.

6. Грунин, В. К. Основы электроснабжения объектов. Расчет электрических нагрузок: конспект лекций / В. К. Грунин. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2006. – 72 с.

7. Грунин, В. К. Основы электроснабжения объектов. Проектирование систем электроснабжения: конспект лекций / В. К. Грунин. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2007. – 68 с.

8. Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» [Электронный ресурс]. – Введ. 2015–07–22. – 7 с. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420285270>.

9. ГОСТ 14.209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. – Введ. 1985–07–01. – М. : Стандартиформ, 2009. – 38 с. – Режим доступа: http://docs.nevacert.ru/files/gost/gost_14209-1985.pdf.

10. ОАО «Электрощит Самара» : [сайт]. – <http://www.electroshield.ru>.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

11. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527 98 / под ред. Б. Н. Неклепаева. – Введ. 1998–03–23. – М. : ЭНАС, 2002. – 152 с.

12. Справочник по проектированию электроснабжения / ред.: Ю. Г. Барыбин; сост.: И. С. Бабаханян [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

13. Оборудование и электротехнические устройства систем электроснабжения: справочник / под общ. ред. В. Л. Вязигина, В. Н. Горюнова, В. К. Грунина (гл. редактор). – Омск : Редакция Ом. науч. вестника, 2006. – 268 с.

14. Эрнст, А. Д. Самозапуск асинхронных электродвигателей: учеб. пособие / А. Д. Эрнст ; ОмГТУ. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2006. – 47 с.

15. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения: учеб. для вузов по специальности «Электроснабжение» направления подгот. «Электроэнергетика» / В. А. Андреев. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 2006. – 639 с.

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Приложение А

Спецификация электрооборудования системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам

Обозначение	Наименование	Кол-во	Марка
1Т, 2Т	Трансформатор 110/10 кВ	2	ТРДН-40000/110/6
Q01, Q02	Выключатель 110 кВ	2	ВГТ-110-2500 У1
QS1-QS10	Разъединитель 110 кВ	10	РНДЗ-110/1000У1
QSG1-QSG2	Разъединитель заземляющий 110 кВ	2	
FV01-FV04	ОПН 110 кВ	4	ОПН-110
W01, W02	Воздушная линия	2	АС-150/24
ТТ1-ТТ2	Трансформатор тока 110 кВ	2	ТШЛ 110-У1
ТП 7, 8	Трансформатор 6/0,4 кВ	12	ТМГ-СЭЩ-1600/6
ТП 1, 4, 9, 10	Трансформатор 6/0,4 кВ	12	ТМГ-СЭЩ-1000/6
ТП 2,3, 5, 6, 20, 22	Трансформатор 6/0,4 кВ	11	ТМГ-СЭЩ-630/6
ТП 11, 12, 14, 15, 16	Трансформатор 6/0,4 кВ	8	ТМГ-СЭЩ-400/6
LR1-4	Реактор одинарный	4	РБДГ-10-2500-0,25У3
Q1-4, 31, 44	Выключатель 6 кВ (ввод и СВ)	6	LF 3
Q3-Q56 (без вводов)	Выключатель 6 кВ (отходящие)	50	ВВ/TEL-10-20/630У2
FV1-FV4	ОПН 10 кВ	4	ОПН-10
QW1-QW21	Выключатель нагрузки	21	ВНПР-10-400/20-У2
F1-F33	Предохранитель 6 кВ	33	ПКТ102-10-20-31.5У3
ТА1-ТА56	Трансформатор тока 6 кВ	56	ТЛШ 10-У3
TV01, TV02	Трансформатор напряжения 110 кВ	2	СВР-123
TV1-TV2	Трансформатор напряжения 6 кВ	2	НАЛИ-СЭЩ-6 У2
ТСН1-ТСН4	Трансформатор собственных нужд	4	ТСКС-40-145-10У3
W1-19, 25-29	Кабельная линия 6 кВ	83	АПвПг-6-1×150
W21	Кабельная линия 0,4 кВ	1	АПпВГнг-0,4-4×95
W23, 24	Кабельная линия 0,4 кВ	2	АПпВГнг-0,4-4×70
W20	Кабельная линия 0,4 кВ	1	АПпВГнг-0,4-4×50
W22	Кабельная линия 0,4 кВ	1	АПпВГнг-0,4-4×16
СВ1-6	Конденсаторная батарея	6	АКУ 0,4-80-25У3
СВ7-10	Конденсаторная батарея	4	АКУ 0,4-120-25У3
СВ11-22	Конденсаторная батарея	12	АКУ 0,4-150-25У3

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		73

Обозначение	Наименование	Кол-во	Марка
CB23-24	Конденсаторная батарея	2	АКУ 0,4-200-25УЗ
CB25-40	Конденсаторная батарея	16	АКУ 0,4-250-25УЗ
QF1-QF107	Автоматический выключатель 0,4 кВ	107	ВА 52-37
РА	Амперметр	56	Амперметр ЩП02М
РІ, РК	Многофункциональный счетчик активной и реактивной энергии	56	СЭТ – 4ТМ.03М
РУ	Вольтметр	4	Вольтметр ЩП02М
М1-М4	Асинхронный двигатель 1250	4	4А3М-1250/6000-УХЛ4
М5-М13	Асинхронный двигатель 2000	9	4А3М-2000/6000-УХЛ4
М14-М17	Синхронный двигатель 1250	4	СДН-2-16-49-6УЗ

					ВКРБ-02068999-29-17-26.09.10.3.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		74

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	3
ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
ПРЕДИСЛОВИЕ	17
1. ОБЩИЕ ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	19
2. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СТРУКТУРЕ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ БАКАЛАВРА	22
2.1. Пояснительная записка выпускной работы	22
2.2. Графический материал выпускной работы	23
3. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ	24
3.1. Общие положения	24
3.2. Оформление структурных элементов пояснительной записки	26
4. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	34
4.1. Анализ технологического процесса производства	34
4.2. Расчёт нагрузок по уровням системы электроснабжения	35
4.3. Построение картограммы нагрузок	42
4.4. Определение центра электрических нагрузок	44
4.5. Построение графиков нагрузок	44
5. ВЫБОР СХЕМ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	46
5.1. Система питания	46
5.2. Система распределения	48
6. КОМПЕНСАЦИЯ ПЕРЕТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	50
6.1. Расчёт оптимального перетока реактивной мощности от источника питания к потребителю	50
6.2. Расчёт мощности компенсирующих устройств по объекту в целом	51
6.3. Расчёт мощности компенсирующих устройств в узле потребления	52
6.4. Расчёт мощности компенсирующих устройств сетей 6, 10 кВ	53
6.5. Корректировка нагрузок с учетом компенсирующих устройств	54
7. ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	55
7.1. Выбор основного электрооборудования	55
7.2. Выбор вспомогательного электрооборудования	57
7.3. Выбор сечения проводников	58
8. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	60
8.1. Общие положения	60
8.2. Особенности расчёта токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ ...	62
8.3. Особенности расчёта токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ	62

9. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	64
10. ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	65
11. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ	68
11.1. Общие положения	68
11.2. Состав графической части	70
12. ПОДГОТОВКА ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ К ЗАЩИТЕ	71
13. ПРОЦЕДУРА ЗАЩИТЫ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	74
Приложение А (рекомендуемое). Бланк графика оформления к ВКРБ	76
Приложение Б (обязательное). Бланк титульного листа ВКРБ	77
Приложение В (обязательное). Бланк задания на ВКРБ	78
Приложение Г (обязательное). Бланк спецификации	79
Приложение Д (обязательное). Пример расчёта и оформления ВКРБ	80

Учебное издание

Грунин Владимир Кузьмич

Горюнов Владимир Николаевич

Ощепков Владимир Александрович и др.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА БАКАЛАВРА
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

Учебное пособие

Под общей редакцией В. К. Грунина

Редактор О. В. Маер

Компьютерная верстка Е. В. Беспаловой

Подписано в печать 15.03.16. Формат 60×84¹/₁₆. Бумага офсетная.
Отпечатано на дупликаторе. Усл. печ. л. 9,75. Уч.-изд. л. 9,75.
Тираж 150 экз. Заказ 162.

Издательство ОмГТУ. 644050, г. Омск, пр. Мира, 11; т. 23-02-12.
Типография ОмГТУ