

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование системы электроснабжения электронного завода

Студент

С.Ю. Кудрявцев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В ВКР рассмотрено проектирование системы электроснабжения (СЭС) электронного завода. ВКР включает в себя пояснительную записку на 81 листе А4, 16 таблиц, 9 рисунков. Работа структурно включает в себя введение, три раздела основной части, заключение и список из 30 источников литературы, в том числе 5 источников на иностранном языке и графической части на 6 листах формата А1.

Целью выпускной квалификационной работы является обеспечение надежной системы электроснабжения электронного завода. Для достижения цели поставлены и решены задач ВКР.

Ключевым вопросом ВКР является проектирование СЭС электронного завода. Затронута проблема электроснабжения предприятия с выбором современного оборудования. Выполнен анализ объекта и выбрана схема электроснабжения. Приведены показатели суточного графика нагрузки рассматриваемого предприятия. Определена расчетная нагрузка цехов предприятия и всего предприятия в целом. Для освещения цехов предприятия применяются светодиодные светильники. Проведен технико-экономический расчет вариантов внешнего электроснабжения на напряжения 110 кВ и 35 кВ. Рассчитана стоимость проекта, издержки на эксплуатацию системы электроснабжения электронного завода.

Содержание

Введение.....	4
1 Общие сведения о предприятии	5
1.1 Общая характеристика электронного завода.....	5
1.2 Анализ деятельности электронного завода.....	6
1.3 Анализ объекта и выбор схемы электроснабжения	10
2 Разработка проекта системы электроснабжения электронного завода	19
2.1 Расчет электрических нагрузок и компенсация реактивной мощности	19
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания.....	28
2.3 Выбор электрооборудования подстанции, расчет и выбор распределительной сети	50
3 Экономика и экология	67
3.1 Расчёт стоимости реализации проекта	67
3.2 Экологические особенности проекта.....	72
Заключение	76
Список используемых источников.....	79

Введение

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что для возможности функционирования электронного завода и подключения к действующим электрическим сетям необходимо разработать проект его системы электроснабжения.

Объектом исследования является электронный завод, для которого необходимо разработать систему электроснабжения.

Предметом исследования является система электроснабжения электронного завода.

Цель работы – разработать проект системы электроснабжения электронного завода.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- привести общую характеристику электронного завода;
- провести анализ деятельности электронного завода;
- провести анализ объекта и выбор схемы электроснабжения;
- выполнить расчет электрических нагрузок и компенсацию реактивной мощности;
- выбрать число и мощность силовых трансформаторов;
- выбрать электрооборудование подстанции, разработать распределительную сеть завода;
- рассчитать стоимость реализации проекта;
- рассмотреть экологические особенности проекта.

Теоретическая значимость данной работы заключается в изучении необходимых методик и нормативно-технической документации для проектирования электрических сетей промышленных предприятий.

Выпускная квалификационная работа структурно состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников.

Работа выполнена с использованием расчетных методов исследования.

1 Общие сведения о предприятии

1.1 Общая характеристика электронного завода

Одним из важнейших направлений деятельности электронного завода является теплоснабжение прилегающих жилых домов. Из суммарного объема выработанной тепловой энергии более половины израсходовано на теплоснабжение жилого района, в том числе учебных заведений и детских садов. По надежности и качеству параметров котельная предприятия включена в структуру городской теплоэнергетической системы и успешно сотрудничает с ней.

На предприятии решена и одна из экологических проблем. Очистные сооружения промышленных и ливневых стоков дают возможность создать замкнутый цикл применения технической воды, благодаря чему существенно сократился сброс промышленных стоков в городскую канализацию.

Кроме того, большое количество медицинских учреждений города Красноярска и края с кислородно-конверторным цехом предприятия. Поставка кислорода высокой степени очистки в медицинские учреждения составляет около 420 тысяч м³ в год.

Рассматриваемый электронный завода располагается в Красноярском крае. Климат региона резко континентальный. Зимний период холодный и продолжительный, летний короткий и теплый. Располагаясь в умеренном поясе северного полушария, территория данного субъекта РФ получает за год относительно большое количество солнечной теплоты.

Общая характерная черта климата Красноярского края заключается в его континентальности, то есть резких колебаниях температуры воздуха по временам года, на протяжении месяца и даже одного дня. В основном характерны данные колебания для лесостепей и тайги, относительно меньше они в горных районах. Так, среднегодовая температура воздуха в целом по региону составляет от $-1,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Самые высокие температуры воздуха на территории региона достигают в летнее время +35-38°C, а самые низкие в зимний период доходят в южной части до -54 °С, в северной части до – 57 °С. Годовая амплитуда колебаний температур составляет более 90°C.

Согласно СП 20.13330.2011 по нормативному ветровому давлению территория относится к I району (0,23 кПа), по снеговым нагрузкам - к V, расчетный вес снегового покрова для района - 0,32 кПа. Район гололедности второй. Нормативная толщина стенки гололеда 5 мм, температура воздуха при гололеде минус 5 °С.

По сложности инженерно-геологических условий участок относится к I категории (простая).

Подземные воды до глубины 8,0 м на март 2019 г. не встречены. Уровень подземных вод подвержен сезонным колебаниям, с минимальными отметками в конце зимы и максимальным подъемом в весеннее - летний период.

Глубина сезонного промерзания - оттаивания составляет 2,5 м.

Согласно техническим условиям, выданным филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири данное предприятие будет необходимо подключить от ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок. ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок служит для преобразования и распределения электрической энергии между потребителями Красноярского края.

Основные силовые трансформаторы на ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок - ТДТН-63000/110/35/10, мощностью 63 МВА каждый.

Электрическая схема ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок приведена в графической части ВКР.

1.2 Анализ деятельности электронного завода

Стратегическими ориентирами развития бизнеса предприятия являются:

- развитие инновационного потенциала предприятия;
- оптимизация и повышение концентрации производства.

Решение поставленных задач предполагается на основе использования конкурентных преимуществ путем широкой диверсификации производственных мощностей, направленной на развитие высокотехнологичного сектора гражданской продукции.

Предприятие обеспечивает соблюдение всех норм действующего законодательства, придерживается принципа равного отношения ко всем своим акционерам. Электронный завод реализует принципы корпоративного поведения через органы управления и контроля, определенные Уставом: Общее собрание акционеров, Совет директоров, Единоличный исполнительный орган (генеральный директор), Ревизионная комиссия.

Характеристика цехов основного производства.

Склад шихты и глинозема. Основными электроприёмниками являются подъёмно-транспортные механизмы, освещение и вентиляция. Установленная мощность электроприемников 0,4 кВ составляет 3700 кВт. Увеличение мощности склада связано с установкой нового оборудования для приема и распределения материалов.

Цех шихтоподготовки. Основные электроприемники данного цеха - это электрические приводы автоматических линий, конвейерных лент, насосных агрегатов. Вспомогательные электроприемники цеха: подъёмно-транспортные механизмы, система вентиляции.

Обжиговый цех. Основные электроприемники данного цеха - это электрические приводы конвейерных лент, термические печи, соляные ванны. Вспомогательные электроприемники цеха: подъёмно-транспортные механизмы, система вентиляции и кондиционирования. Установленная мощность электроприемников 0,4 кВ составляет 4200 кВт.

Цех электролиза. Основными электроприемниками цеха являются электропривода автоматических линий, насосов, конвейеров. Вспомогательные электроприемники цеха: подъёмно-транспортные

механизмы, система вентиляции и кондиционирования. Установленная мощность электроприемников 0,4 кВ составляет 3000 кВт.

Цех регенерации. Основные электроприемники цеха - это электрические привода насосных агрегатов. Вспомогательные электроприемники - система вентиляции и кондиционирования. Установленная мощность электроприемников 0,4 кВ составляет 2500 кВт.

Характеристика вспомогательных цехов производства.

Участок подготовки СОЖ служит снабжения производственных цехов смазочно-охлаждающими жидкостями. Основные электроприемники цеха – насосные агрегаты.

Водоочистные сооружения обеспечивают отведение сточных вод на очистные сооружения. Основные потребители электроэнергии - это насосные агрегаты, системы вентиляции и освещения.

Компрессорная предназначена для производства сжатого воздуха, который необходим в техпроцессе предприятия. Основные потребители - это компрессорные установки и система вентиляции. Кроме того, в компрессорной выпускаются промышленные газы, которые предприятие продает сторонним организациям для различных целей. В компрессорной выпускается кислород технический газообразный, жидкий азот, газообразный азот, сжатый воздух и ацетилен.

Лаборатория (ЦЗЛ) предназначена для химического анализа металлических и неметаллических материалов, а также контроль качества гальванических и лакокрасочных изделий, металлографический контроль качества термообработки, сварных швов. Кроме того, лаборатория предприятия оказывает ряд услуг сторонним организациям, а именно:

- выполнение работ по испытанию образцов ЛКМ;
- выполнение работ по испытанию образцов пластичных смазок;
- выполнение работ по испытанию образцов жидких углеводородов;
- определение химического состава образцов стали.

Электроцех предназначен для осуществления эксплуатации и ремонта

всего электрооборудования предприятия. Основные электроприемники цеха: намоточный станок, наждачный станок, испытательный стенд. Напряжение питания электроприемников 0,4 кВ.

Административный корпус предназначен для организации управления предприятия. Основные электроприемники корпуса: освещение, оргтехника. Напряжение питания электроприемников 220 В.

Медпункт. Организация периодических медосмотров работников является одним из условий эффективного функционирования завода. Помимо этого, на ряде производств, которые связаны с опасными и вредными факторами, а также с определенными физическими нагрузками, могут возникать ситуации, когда работникам требуется оказать экстренную медицинскую помощь. Основные электроприемники: медицинское оборудование, система вентиляции, освещение.

Столовая предназначена для организации питания работников предприятия. Основные электроприемники столовой: столовое оборудование, система вентиляции, освещение.

Помимо своей основной деятельности предприятие выполняет заказы по неосновной деятельности, в том числе изготовлению различных изделий из металла. По чертежам заказчиков изготавливаются различные нестандартные виды оборудования, штампы, пресс-формы, шаблоны, металлоконструкции.

Кроме того, осуществляется производства различных видов инструмента:

- мерительного инструмента;
- слесарно-монтажного инструмента;
- режущего инструмента (фрезы, резцы, развертки, протяжки).

Также предприятие предоставляет услуги по:

- термообработке (объемное закаливание, ТВЧ, цементация);
- токарно-фрезерным работам;
- плазменной резке.

У электронного завода есть достаточно большой парк различной техники, которые компания сдает в аренду: автопогрузчик; железнодорожный кран; автовышка ЗИЛ; трактор МТЗ-80Л, экскаватор, машины ГАЗ, ЗИЛ, КАМАЗ.

План размещения цехов предприятия представлен на рисунке 1.

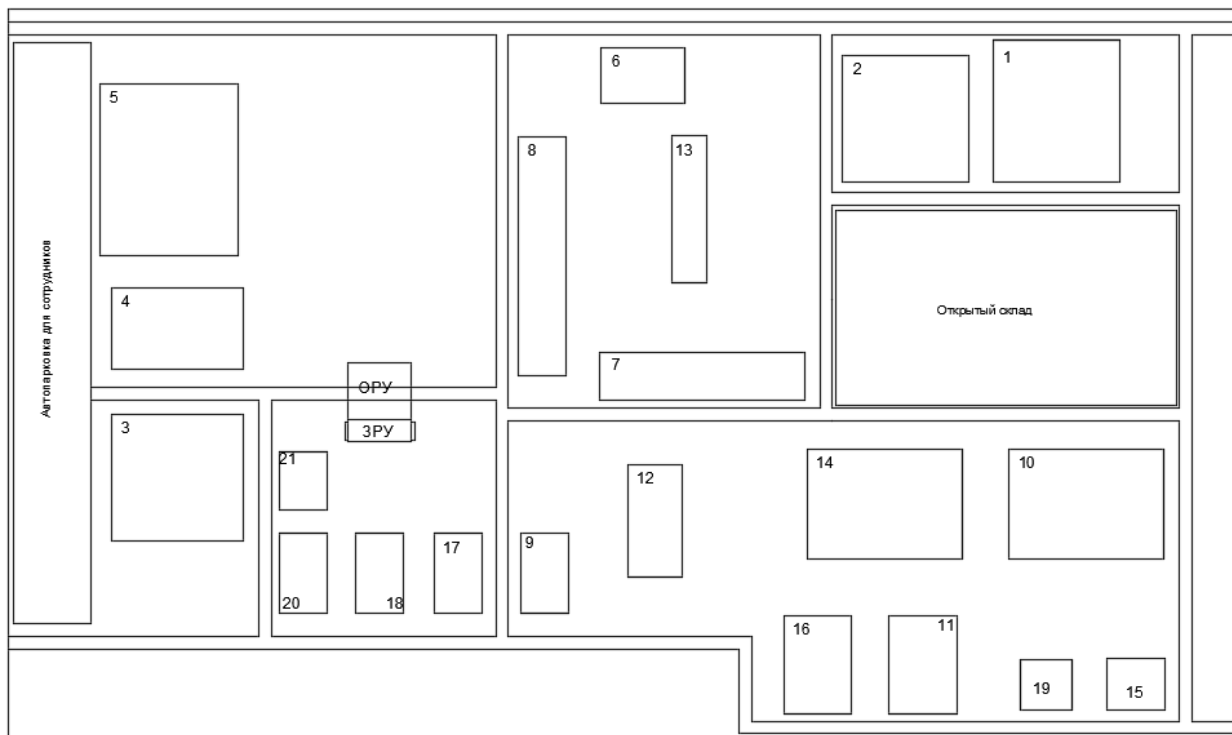


Рисунок 1 - План размещения цехов предприятия

1.3 Анализ объекта и выбор схемы электроснабжения

В таблице 1 приведены показатели суточного графика нагрузки рассматриваемого предприятия.

Таблица 1 - Показатели суточного графика нагрузки рассматриваемого предприятия

Время суток	Потребляемая мощность, % от максимальной
1	2
00.00 – 01.00	65
01.00 – 02.00	65
02.00 – 03.00	65
03.00 – 04.00	65

Продолжение таблицы 1

1	2
04.00 – 05.00	65
05.00 – 06.00	65
06.00 – 07.00	75
07.00 – 08.00	85
08.00 – 09.00	95
09.00 – 10.00	100
10.00 – 11.00	100
11.00 – 12.00	75
12.00 – 13.00	90
13.00 – 14.00	90
14.00 – 15.00	100
15.00 – 16.00	100
16.00 – 17.00	83
17.00 – 18.00	100
18.00 – 19.00	100
19.00 – 20.00	90
20.00 – 21.00	90
21.00 – 22.00	80
22.00 – 23.00	65
23.00 – 00.00	65

Суточный график активной мощности рассматриваемого электронного завода представлен на рисунке 2.

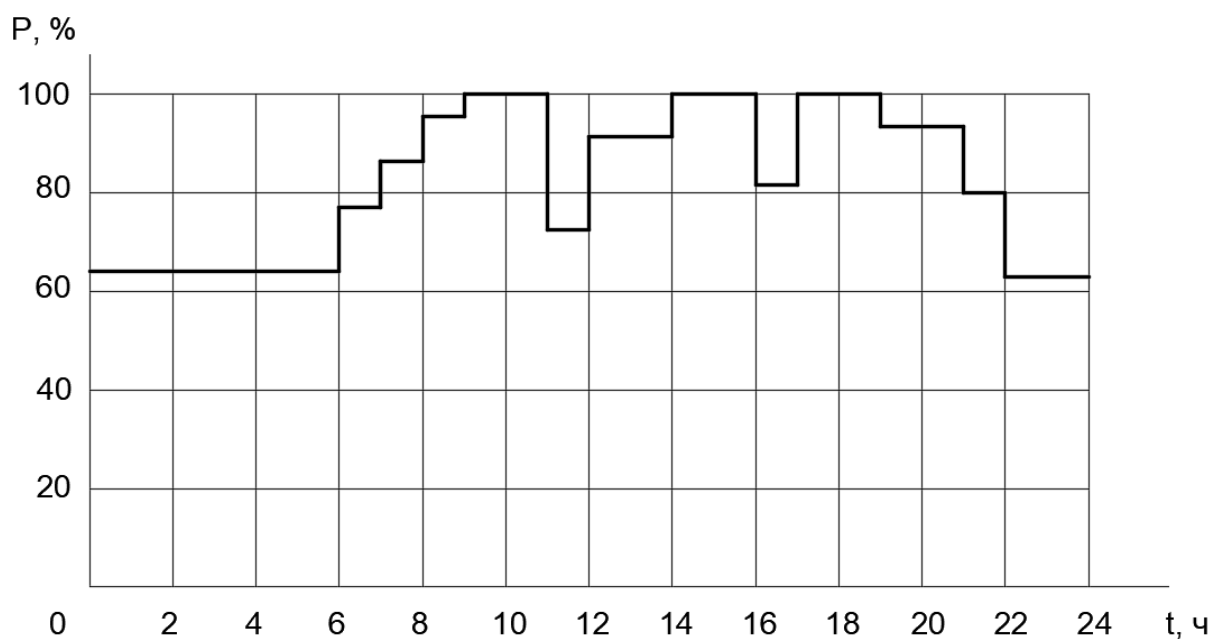


Рисунок 2 – Суточный график активной мощности электронного завода

Основные требования, предъявляемые к надежности электроснабжения потребителей, определяются в зависимости от категории по надежности электроснабжения, к которой относится тот или иной потребитель.

К потребителям первой категории относятся потребители, перерыв электроснабжения которых может привести к нарушению сложных технологических процессов, угрозе жизни и здоровья людей, большим финансовым потерям. Если основная масса потребителей предприятия относится к первой категории по электроснабжению, то его питание должно осуществляться от двух взаиморезервируемых источников питания, и перерыв электроснабжения допускается на время автоматического переключения с одного источника на второй. Для переключения источников используются устройства АВР. Среди потребителей первой категории выделяют особую группу первой категории. К данным потребителям относятся потребители, даже кратчайший перерыв в электроснабжении которых может привести к гибели людей или значительным финансовым потерям. К данным потребителям относятся серверные, противопожарные устройства, компрессорные устройства предприятий. Для электроснабжения данных потребителей применяется третий дополнительный источник электроэнергии. Обычно таким источником являются аккумуляторные батареи. Также в качестве дополнительного источника иногда применяются дизельные электростанции, но время их запуска занимает определенное время, и они не могут обеспечить отсутствие перерыва в электроснабжении равное 0 с.

К потребителям второй категории по надежности электроснабжения относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых приводит к недоотпуску продукции и простоем персонала. Электроснабжение данных потребителей осуществляется от двух взаиморезервируемых источников питания. Перерыв в электроснабжении данных предприятий допускается на время выезда оперативной бригады и проведение необходимых переключений.

К предприятиям третьей категории относятся все остальные предприятия. Их питание выполняется от одного источника. Перерыв в электроснабжении допускается на время проведения ремонтных работ, но не более одних суток.

Так как в цехах рассматриваемого электронного завода основную долю нагрузок занимают потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения, то ГПП предприятия принята двухтрансформаторной.

Выбор главной электросхемы ГПП предприятия является очень важным при разработке ГПП, так как он определяет полный состав оборудования и связи между ними. Электросхема ГПП предприятия должна соответствовать следующим требованиям:

- а) быть достаточно надежной;
- б) быть простой, наглядной;
- в) быть экономичной;
- г) иметь возможность расширения.

На ГПП предприятия устанавливаются, в основном, не больше двух трансформаторов с РПН. Схема ОРУ ВН должна быть без СШ. На НН схема ЗРУ принимается с одной системой СШ. При наличии ответственных потребителей СШ секционируют выключателем.

Режим работы трансформаторов двухтрансформаторных ПС необходимо обосновывать. Для уменьшения токов КЗ используется раздельная работа трансформаторов.

Схема ОРУ ВН ГПП предприятия, которая получает питание по двум ВЛ предусматривает схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий» (рисунок 3) [17].

Достоинствами данной схемы являются:

- 1) простота исполнения;
- 2) схема наглядна;
- 3) схема экономична.

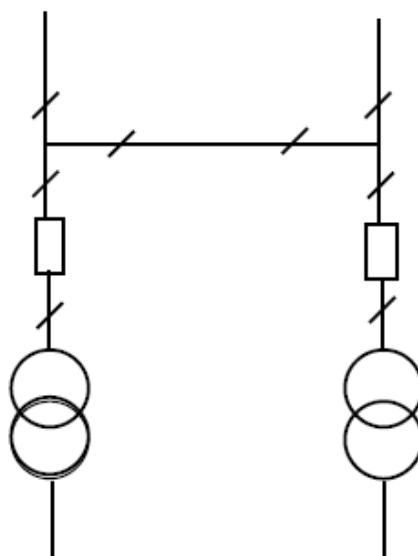


Рисунок 3 - Схема РУ ВН 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

Недостатком данной схемы является увеличение ТКЗ в ЛЭП, большая продолжительность КЗ.

Схема электросоединений ПС комплектуется с учетом блочно-модульного принципа с учетом современных схемных решений.

Распределительной устройством 10 кВ ГПП предприятия выполняется по схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателем система шин» и подключается к обмоткам 10 кВ силовых трансформаторов ГПП предприятия (рисунок 4) [17].

На стороне НН нужно установить ОПН, которые также присоединяются к каждой секции СШ.

Шины НН подключают через блок ввода, имеющий разъединители и выключатель. На каждую СШ устанавливаются по одной ячейке ввода.

Так как система СШ имеет две секции, то необходимо между ними установить секционный выключатель.

К каждой секции шин подключаются трансформаторы напряжения.

В нормальном режиме включены выключатели всех присоединений, секционные выключатели отключены.

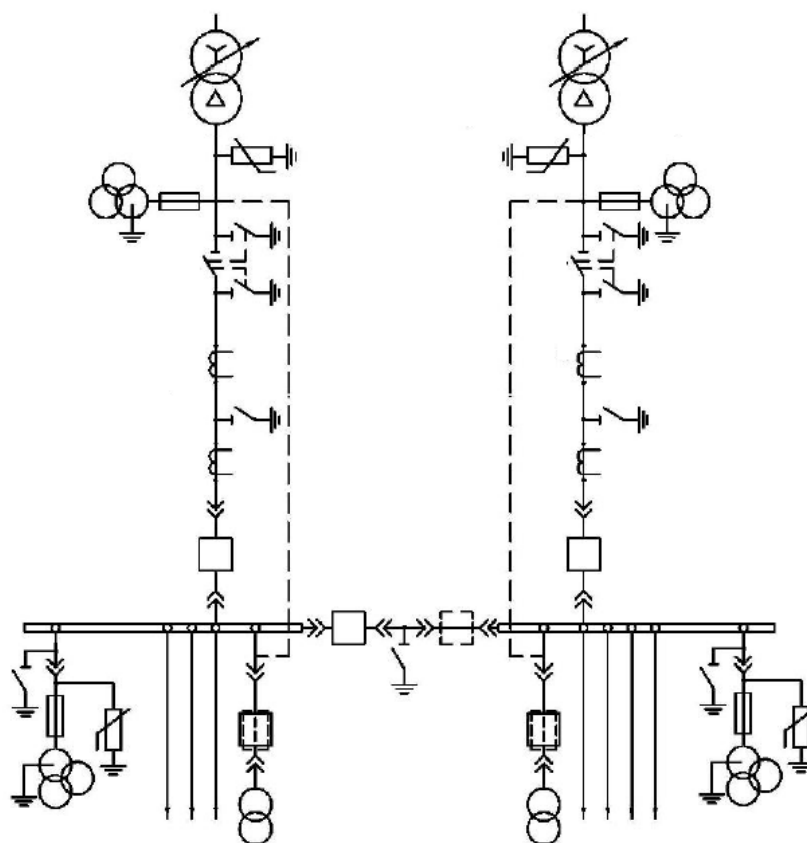


Рисунок 4 – Схема РУ 10 кВ РПП предприятия

При коротком замыкании на СШ отключается вводный выключатель вследствие чего СШ обесточивается на все время проведения ремонтных работ. КЗ на ЛЭП отключается одним выключателем, однако в случае, если выключатель отказывает, то КЗ с ЛЭП переходит на секцию. Происходит гашение всей секции на время, которое необходимо для вывода в ремонт ЛЭП и не отключившегося выключателя.

При КЗ в трансформаторе устройствами РЗ отключаются выключатели на сторонах ВН и НН, и после срабатывания АВР включается секционный выключатель НН, благодаря чему нагрузка обесточенных секций переводится на оставшийся в работе силовой трансформатор.

Питание трансформаторных подстанций (ТП) цехов электронного завода можно выполнять посредством кабельных линий и по радиальной и по магистральной схемам. В большинстве случаев радиальную схему распределения электроэнергии, как наиболее дорогую, применяют при

питании нагрузок, которые располагаются в разных, относительно ЗРУ ГПП направлениях. Также радиальная схема применяется при питании потребителей первой категории.

Схему электроснабжения необходимо проектировать так, чтобы все её элементы всегда находились под напряжением, что позволяет избежать незамеченных повреждений оборудования и кабельных линий. При возникновении аварий на каком-либо элементе системы электроснабжения, неповрежденные элементы переносят на себя нагрузку этого поврежденного участка СЭС (оборудования или ЛЭП) перераспределением между собой. При проектировании системы электроснабжения обязательно требуется учитывать допустимую перегрузку элементов СЭС.

Требования по качеству электроснабжения выполняются при обеспечении показателей качества электроэнергии, нормируемых ГОСТ 32144-2013.

При эксплуатации оценка показателей качества электроэнергии в точках присоединения электроприемников потребителей производится путем анализа соответствующих измеренных величин на нормируемом интервале времени.

Показатели по несинусоидальности напряжения обеспечиваются отсутствием электроприемников, искажающих форму кривой тока и напряжения. Для снижения несимметрии напряжения предусмотрено, равномерное распределение по фазам нагрузок однофазных потребителей в сети собственных нужд. Для защиты от грозовых и импульсных перенапряжений предусмотрена установка ОПН.

Контроль за соблюдением энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии требований стандарта осуществляют органы надзора и аккредитованные в установленном порядке испытательные лаборатории по качеству электрической энергии.

Контроль качества электрической энергии в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к системам

электроснабжения общего назначения проводят энергоснабжающие организации. Указанные организации выбирают точки контроля в соответствии с нормативными документами, утвержденными в установленном порядке, и определяют периодичность контроля.

Установка систем учета электроэнергии производится в соответствии с постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

Согласно Федеральному закону 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации", а также с учетом Постановления Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. N 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" при реконструкции существующих зданий и сооружений следует использовать современные энергосберегающие технологии. В случае грамотного подхода к вопросам внедрения энергоэффективных технологий можно снизить расходы на электроэнергию предприятия вплоть до 40 % от текущего электропотребления.

Выводы по разделу 1

В данном разделе приведены общие сведения о предприятии. Приведена общая характеристика электронного завода. Приведено описание технологического процесса. Приведены цеха предприятия и даны их характеристики, представлен план размещения цехов предприятия. Согласно техническим условиям, выданным филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири данное предприятие будет необходимо подключить от ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок. ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок служит для преобразования и распределения электрической энергии между потребителями Красноярского края. Проведен анализ деятельности электронного завода. Выполнен анализ объекта и выбрана схема электроснабжения. Приведены показатели суточного графика нагрузки

рассматриваемого предприятия. Представлен суточный график активной мощности рассматриваемого электронного завода. Так как в цехах рассматриваемого электронного завода основную долю нагрузок занимают потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения, то ГПП предприятия принята двухтрансформаторной. Даны схемы ОРУ ВН и РУ 10 кВ ГПП предприятия. Приведены достоинства и недостатки данных схем.

Требования по качеству электроснабжения выполняются при обеспечении показателей качества электроэнергии, нормируемых ГОСТ 32144-2013.

Также рассмотрены нормативные документы, применяемые при проектировании системы электроснабжения электронного завода.

2 Разработка проекта системы электроснабжения электронного завода

2.1 Расчет электрических нагрузок и компенсация реактивной мощности

Для всех цехов завода расчет электрических нагрузок произведем методом коэффициента спроса.

Для определения расчетных нагрузок по этому методу необходимо знать номинальную мощность P_n группы приемников, коэффициент активной мощности $\cos \varphi$ и спроса k_c данной группы.

Расчетную активную нагрузку силовых электроприемников цеха определим по формуле, кВт [10]:

$$P_{p.c} = k_c \cdot P_n \quad (1)$$

где k_c - коэффициент спроса активной нагрузки;

P_n – номинальная мощность низковольтных электроприемников цеха, кВт.

Расчетную реактивную нагрузку силовых электроприемников цеха определим по формуле, кВар [10]:

$$Q_{p.c} = P_{p.c} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент, определяемый по $\cos \varphi$;

$P_{p.c}$ - расчетная активная мощность силовых электроприемников цеха, кВт.

Полную нагрузку низковольтных электроприемников цеха определим по формуле, кВА [1, 5, 30]:

$$S_{p.c.} = \sqrt{P_{p.c.}^2 + Q_{p.c.}^2}, \quad (3)$$

где $P_{p.c.}$ - расчетная активная мощность низковольтных электроприемников цеха, кВт;

$Q_{p.c.}$ - расчетная реактивная мощность низковольтных электроприемников цеха, кВар;

Для примера произведем расчет нагрузок склада шихты и глинозема. Исходными данными для расчета являются следующие данные:

Коэффициент спроса активной нагрузки $k_c = 0,6$;

Коэффициент активной мощности $\cos \varphi = 0,70$, $\operatorname{tg} \varphi = 1,02$;

В соответствии с формулой (2.1) расчетная активная нагрузка электроприемников склада шихты и глинозема:

$$P_{p.c.} = 0,6 \cdot 3700 = 2220 \text{ кВт.}$$

В соответствии с формулой (2.2) расчетная реактивная нагрузка электроприемников склада шихты и глинозема:

$$Q_{p.c.} = 2220 \cdot 1,02 = 2265 \text{ кВар.}$$

В соответствии с формулой (2.3) полная расчетная нагрузка группы электроприемников склада шихты и глинозема:

$$S_{p.c.} = \sqrt{2220^2 + 2265^2} = 3171 \text{ кВА.}$$

Для остальных цехов производим расчет аналогичным образом. Исходные данные и результаты расчетов сводим в таблицу 2. Так как в данной таблице отсутствуют промежуточные расчеты, то для существующих цехов, на которых оборудование не меняется, также заполняются все столбцы

данной таблицы.

Таблица 2 - Сводная таблица по расчету силовой нагрузки предприятия

№	Название корпуса	P_n , кВт	k_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1	Склад шихты и глинозема	3700	0,6	0,70	1,02	2220	2265	3171
2	Склад подсобных материалов	2800	0,6	0,65	1,17	1680	1964	2585
3	Цех шихтоподготовки	2600	0,6	0,65	1,17	1560	1824	2400
4	Обжиговый цех	4200	0,6	0,8	0,75	2520	1890	3150
5	Цех электролиза	3000	0,3	0,8	0,75	900	675	1125
6	Цех регенерации	2500	0,75	0,8	0,75	1875	1406	2344
7	Кислородно-конверторный цех	290	0,3	0,70	1,02	87	89	124
8	Разливочная	2500	0,4	0,70	1,02	1000	1020	1429
9	Насосная	1200	0,6	0,90	0,48	720	349	800
10	Водоочистные сооружения	690	0,6	0,9	0,62	414	257	487
11	Котельная	270	0,6	0,95	0,33	162	53	171
12	Компрессорная	1300	0,5	0,80	0,75	650	488	813
13	Погрузочно-разгрузочный цех	230	0,3	0,7	1,17	69	81	106
14	Электродцех	690	0,6	0,92	0,43	414	176	450
15	ремонтно-механический цех	80	0,4	0,90	0,48	32	15	36
16	Административный корпус,	250	0,3	0,7	1,17	75	88	115
17	ОТК, ЦЗЛ	580	0,3	0,65	1,17	174	203	268
18	Столовая	270	0,3	0,7	1,17	81	95	125
19	Медпункт	20	0,3	0,90	0,48	6	3	7
20	Сборочный цех	1300	0,3	0,90	0,48	390	189	433
21	Гараж	680	0,75	0,8	0,75	510	383	638
	ИТОГО:	29150	0,53	0,75	0,87	15539	13512	20775

Расчет осветительных нагрузок завода.

В производственных помещениях для создания оптимальных условий работающим необходимо создать соответствующую нормам освещенность. На промышленном предприятии 10 % потребляемой электроэнергии затрачивается на электрическое освещение. Для освещения цехов предприятия применяются светодиодные светильники HB LED 150 D40 5000K, мощностью 144 Вт, производства компании ООО «МГК «Световые Технологии» [20]. В офисных помещениях применяются светодиодные светильники ARS/R UNI LED 595, мощностью 31 Вт, производства компании ООО «МГК «Световые Технологии» [21].

Активную мощность осветительной сети P_{po} найдем как [2, 14]:

$$P_{p.o.} = P_{уст.} \cdot N_{св} \quad (4)$$

где $P_{уст.}$ - установленная мощность одного светильника, кВт;

$N_{св}$ – количество светильников в цехе.

так, например, для насосной

$$P_{p.o.} = 0,144 \cdot 125 = 18 \text{ кВт.}$$

Расчётная реактивная осветительная нагрузка определяется по формуле [2]:

$$Q_{p.o.} = P_{p.o.} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ соответствует коэффициенту мощности осветительной нагрузки $\cos \varphi$, для всех светильников согласно их техническим характеристикам $\cos \varphi = 0,95$, поэтому $\operatorname{tg} \varphi = 0,33$.

Например, для насосной

$$Q_{p.o.} = 18 \cdot 0,33 = 6 \text{ кВт.}$$

Полную нагрузку осветительной сети $S_{p.o.}$ определим по формуле:

$$S_{p.o.} = \sqrt{P_{p.o.}^2 + Q_{p.o.}^2} \quad (6)$$

$$S_{p.o.} = \sqrt{18^2 + 6^2} = 19 \text{ кВА.}$$

Для остальных цехов производим расчет осветительной нагрузки аналогичным образом. Исходные данные и результаты расчетов сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Сводная таблица по расчету осветительной нагрузки завода

№ цеха	Наименование цехов	Тип светильника	$P_{уст},$ Вт	$N_{св},$ шт.	$P_{р.о.},$ Вт	$\cos\varphi$	$tg\ \varphi$	$Q_{р.о.},$ Вт	$S_{р.о.},$ Вт
1	Склад шихты и глинозема	HB LED 150 D40	144	903	130	0,95	0,33	43	137
2	Склад подсобных материалов	HB LED 150 D40	144	799	115	0,95	0,33	38	121
3	Цех шихтоподготовки	HB LED 150 D40	144	847	122	0,95	0,33	40	128
4	Обжиговый цех	HB LED 150 D40	144	361	52	0,95	0,33	17	55
5	Цех электролиза	HB LED 150 D40	144	358	138	0,95	0,33	45	145
6	Цех регенерации	HB LED 150 D40	144	160	23	0,95	0,33	8	24
7	Кислородно-конверторный цех	HB LED 150 D40	144	153	22	0,95	0,33	7	23
8	Разливочная	HB LED 150 D40	144	507	73	0,95	0,33	24	77
9	Насосная	HB LED 150 D40	144	125	18	0,95	0,33	6	19
10	Водоочистные сооружения	HB LED 150 D40	144	993	143	0,95	0,33	47	151
11	Котельная	HB LED 150 D40	144	264	38	0,95	0,33	12	40
12	Компрессорная	HB LED 150 D40	144	299	43	0,95	0,33	14	45
13	Погрузочно-разгрузочный цех	HB LED 150 D40	144	63	9	0,95	0,33	3	9
14	Электроцех	HB LED 150 D40	144	875	126	0,95	0,33	41	133
15	Ремонтно-механический цех	HB LED 150 D40	144	146	21	0,95	0,33	7	22
16	Административный корпус,	ARS/R UNILED 595	31	387	12	0,95	0,33	4	13
17	ОТК, ЦЗЛ	ARS/R UNILED 595	31	194	6	0,95	0,33	2	6
18	Столовая	ARS/R UNILED 595	31	194	6	0,95	0,33	2	6
19	Медпункт	ARS/R UNILED 595	31	419	13	0,95	0,33	4	14
20	Сборочный цех	HB LED 150 D40	144	125	18	0,95	0,33	6	19
21	Гараж	HB LED 150 D40	144	90	13	0,95	0,33	4	14
	Освещение территории	HB LED 150 D40	144	1736	250	0,95	0,33	82	263
	Итого по предприятию				1391	0,95	0,33	457	1464

Рабочее освещение обеспечивает требуемые условия при нормальном режиме работы системы освещения. При отключении рабочего освещения для завершения работы или для эвакуации людей предусматриваем систему аварийного освещения. Для аварийного освещения используется часть светильников рабочего освещения.

Расчет суммарных нагрузок завода.

Суммарную активную силовую и осветительную нагрузки

рассчитываем по формуле, кВт [1, 5, 30]:

$$P_{\Sigma p.} = P_{p.o.} + P_{p.c.}, \quad (7)$$

Суммарную реактивную силовую и осветительную нагрузки рассчитываем по формуле, кВар [1, 5, 30]:

$$Q_{\Sigma p.} = Q_{p.o.} + Q_{p.c.}, \quad (8)$$

Суммарную полную силовую и осветительную нагрузки рассчитываем по формуле, кВА [1, 5, 30]:

$$S_{\Sigma p.} = \sqrt{P_{\Sigma p.}^2 + Q_{\Sigma p.}^2} \quad (9)$$

Так для склада шихты и глинозема суммарная активная нагрузка составляет

$$P_{\Sigma p.} = 2220 + 130 = 2350 \text{ кВт};$$

суммарная реактивная нагрузка склада шихты и глинозема составляет

$$Q_{\Sigma p.} = 2265 + 43 = 2320 \text{ кВар};$$

суммарная полная нагрузка склада шихты и глинозема составляет

$$S_{\Sigma p.} = \sqrt{2350^2 + 2320^2} = 3302 \text{ кВА}.$$

Для остальных цехов производим расчет суммарной нагрузки аналогичным образом. Результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Сводная таблица по расчету суммарной нагрузки завода

№ цеха	Наименование цехов	Осветительная нагрузка			Силовая нагрузка			Суммарная нагрузка		
		P _{ро} , кВт	Q _{ро} , кВАр	S _{ро} , кВА	P _{р.с} , кВт	Q _{р.с} , кВАр	S _{р.с} , кВА	P _{Σр.} , кВт	Q _{Σр.} , кВАр	S _{Σр.} , кВА
1	Склад шихты и глинозема	130	43	137	2220	2265	3171	2350	2320	3302
2	Склад подсобных материалов	115	38	121	1680	1964	2585	1795	2013	2697
3	Цех шихтоподготовки	122	40	128	1560	1824	2400	1682	1876	2520
4	Обжиговый цех	52	17	55	2520	1890	3150	2572	1912	3205
5	Цех электролиза	138	45	145	900	675	1125	1038	734	1271
6	Цех регенерации	23	8	24	1875	1406	2344	1898	1416	2368
7	Кислородно-конверторный цех	22	7	23	87	89	124	109	98	146
8	Разливочная	73	24	77	1000	1020	1429	1073	1051	1502
9	Насосная	18	6	19	720	349	800	738	356	820
10	Водоочистные сооружения	143	47	151	414	257	487	557	317	641
11	Котельная	38	12	40	162	53	171	200	70	212
12	Компрессорная	43	14	45	650	488	813	693	506	858
13	Погрузочно-разгрузочный цех	9	3	9	69	81	106	78	84	115
14	Электроцех	126	41	133	414	176	450	540	230	587
15	Ремонтно-механический цех	21	7	22	32	15	36	53	25	59
16	Административный корпус,	12	4	13	75	88	115	87	93	127
17	ОТК, ЦЗЛ	6	2	6	174	203	268	180	206	274
18	Столовая	6	2	6	81	95	125	87	97	131
19	Медпункт	13	4	14	6	3	7	19	8	20
20	Сборочный цех	18	6	19	390	189	433	408	197	453
21	Гараж	13	4	14	510	383	638	523	388	652
	Освещение территории	250	82	263	-	-	-	250	360	439
	Итого по предприятию	1391	457	1464	15539	13512	20775	16931	14359	22200

Компенсация реактивной мощности.

Плотность ЭН цеха [16]:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (10)$$

где S_p – расчетная ЭН цеха, кВА;

F_ц – площадь цеха, м².

Не всегда верно выбирать мощность трансформаторов ЦТП по этому условию. Мощность силовых трансформаторов ЦТП следует корректировать в зависимости от расчетной нагрузки цеха, ее категории и прочих факторов.

Например, для склада шихты и глинозема ($F_{ц}=7200 \text{ м}^2$) полная расчетная нагрузка составляет $S_p=3302 \text{ кВА}$, категория по надежности электроснабжения – II и III. Плотность нагрузки равна

$$\sigma = \frac{3302}{7200} = 0,46 \text{ кВА/м}^2,$$

таким образом в соответствии с [15] необходимо принять единичную мощность силовых трансформаторов 2500 кВА. Но, при установке трансформаторов, мощность которых составляет 2000 кВА, они будут не полностью загружены. Соответственно, для питания потребителей склада шихты и глинозема устанавливается одна ТП с двумя трансформаторами мощностью 1600 кВА.

Количество трансформаторов на всех ЦТП в одном цехе в общем случае [16]:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{нт}}, \quad (11)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$K_{зд}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформаторов ЦТП, кВА.

Для выбора трансформаторов ЦТП требуется определять максимальную реактивную мощность $Q_{1р}$, которую трансформаторы смогут пропустить из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ [16]:

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{3Д} \cdot S_{HT})^2 - P_P^2}, \quad (12)$$

где n – количество трансформаторов ЦТП.

Величина Q_{1P} расчетная, в связи с этим в общем случае реактивная нагрузка силовых трансформаторов Q_1 может отличаться [16]:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P}, & \text{если } Q_{1P} < Q_P \\ Q_P, & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P \end{cases} \quad (13)$$

где Q_P – величина расчетной реактивной нагрузки цеха, квар.

При $Q_{1P} < Q_P$ трансформаторы ТП не смогут пропустить всю реактивную мощность, и соответственно часть ее необходимо скомпенсировать при помощи БК, которые устанавливаются на стороне НН данной ТП. Мощность данных БК будет равна [16]

$$Q_{КУ} = Q_P - Q_1. \quad (14)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов [16]:

$$K_{3ТН} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{n \cdot M \cdot S_{HT}}, K_{3ТП} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot M \cdot S_{HT}}. \quad (15)$$

Для рассматриваемого примера (ТП склада шихты и глинозема):

$$Q_{1P} = \sqrt{(2 \cdot 1 \cdot 0,80 \cdot 1600)^2 - 2350^2} = 1016 \text{ квар};$$

$$Q_1 = Q_{1P} = 1016 \text{ квар, так как } Q_{1P} < Q_P;$$

$$Q_{КУ} = 2320 - 1016 = 1304 \text{ квар.}$$

На стороне 0,4 кВ ТП необходимо установить два компенсирующих

устройства УКМ-58-0,4-700-50 УЗ, мощностью 700 квар каждая.

Тогда суммарная мощность компенсирующих устройств на стороне 0,4 кВ ТП1 склада шихты и глинозема составляет [16]

$$Q_{кУ} = \Sigma(n_{кУi} \cdot Q_{кУi}); \quad (16)$$

так для ТП склада шихты и глинозема

$$Q_{кУ} = 2 \cdot 700 = 1400 \text{ квар.}$$

тогда реактивная нагрузка силовых трансформаторов составляет

$$Q_1 = 2320 - 1400 = 920 \text{ квар.}$$

Для остальных ТП мощность компенсирующих устройств определяется аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 6.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания

В качестве силовых трансформаторов в данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах

$$K_{зТН} = \frac{\sqrt{2350^2 + 920^2}}{2 \cdot 1 \cdot 1600} = 0,79,$$
$$K_{зТП} = \frac{\sqrt{2350^2 + 920^2}}{(2 - 1) \cdot 1 \cdot 1600} = 1,58,$$

таким образом, в аварийном режиме необходимо отключить часть нагрузки III категории, чтобы коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме составил 1,4, что равно допустимому.

Для вычисления расчетной нагрузки предприятия требуется знать потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ЦТП. Данные потери равны [11]:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}), \quad (17)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX, \%}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3Н}^2 \cdot \frac{U_{КЗ, \%}}{100} \cdot S_{HT} \right), \quad (18)$$

где N – количество трансформаторов, которые установлены в цехе (группе цехов);

ΔP_{XX} – потери XX, кВт;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери КЗ, кВт;

I_{XX} – ток XX, %;

$U_{КЗ}$ – напряжение КЗ, %.

Например, для трансформатора ТМГ-1600-10/0,4 имеем следующие параметры [22, 29]:

$$\Delta P_{XX} = 2,80 \text{ кВт}; \Delta P_{КЗ} = 15,0 \text{ кВт}; I_{XX} = 1,3 \text{ \%}; U_{КЗ} = 5,5 \text{ \%}.$$

Потери в трансформаторах

$$\Delta P_T = 2 \cdot (2,8 + 0,79^2 \cdot 15,0) = 25 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{1,3}{100} \cdot 1600 + 0,79^2 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 1600 \right) = 154 \text{ квар}.$$

Аналогично рассчитываем потери в трансформаторах других ТП, результаты расчета сведены в таблицу 6.

Величина активной мощности, потребляемой трансформаторами,

$$P_p + \Delta P_T = 2350 + 25 = 2375 \text{ кВт};$$

величина реактивной мощности, потребляемой трансформаторами,

$$Q_1 + \Delta Q_T = 920 + 154 = 1074 \text{ квар};$$

величина полной мощности, потребляемой трансформаторами,

$$S_p = \sqrt{2374^2 + 1074^2} = 2606 \text{ кВА}.$$

Аналогично рассчитываются мощности, потребляемые трансформаторами остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 5.

В ВКР предусматривается питание ряда цехов от соседних ТП, при этом в данных цехах устанавливаются НРП. При этом считаем, что сооружение НРП в цехе экономически выгодно, если [15]:

$$S_p \cdot l \leq 15000, \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (19)$$

где S_p – величина полной расчетной нагрузки цеха, кВА;

l – расстояние от НРП питающей его ТП, м.

Проверка соотношения при установке НРП дана в таблице 5.

Таблица 5 - Обоснование установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер НРП	S_p , кВт	l , м	S_p , кВА·м
7	1	146	90	13140
7	2	115	80	9200
8	3	274	40	10960
9	4	59	140	8260
9	5	20	150	3000
11	6	212	70	14840
11	7	127	75	9525
12	8	131	75	9825
12	9	453	30	13590

Таблица 6 - Сводная таблица по расчету трансформаторных подстанций

№цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$F_{ц}$, м ²	$\delta_{ЭТ}$	$S_{ЭТ}$, кВА	Тип тр, №ТП, №НТП	$S_{НОМТР}$, кВА	n_T	$K_{зДЛОП}$	Q_{1P} , квар	$Q_{КУСТ}$, квар	Q_1 , квар	$K_{зНОРМ}$	$K_{зТП/АВ}$	ΔP_{XX} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{XX} , %	$U_{кз}$, %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$P_p + \Delta P_T$, кВт	$Q_1 + \Delta Q_T$, квар	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
	ТП№1																									
1	Склад шихты и глинозема	2,3	2350	2320	3302	7200			ТП1																	
	Итого		2350	2320	3302	7200	0,46	2000	ТМГ	1600	2	0,80	1016	1400	920	0,79	1,4*	2,80	15,0	1,3	5,5	25	154	2374	1074	2606
	ТП№2																									
2	Склад подсобных материалов	2,3	1795	2013	2697	6400			ТП2																	
	Итого		1795	2013	2697	6400	0,42	2000	ТМГ	1250	2	0,80	882	1200	813	0,79	1,4*	2,65	10,8	1,2	4,8	19	107	1814	920	2034
	ТП№3																									
3	Цех шихтоподготовки	2,3	1682	1876	2520	6804			ТП3																	
	Итого		1682	1876	2520	6804	0,37	2000	ТМГ	1250	2	0,80	1081	800	1076	0,80	1,4*	2,65	10,8	1,2	4,8	19	107	1702	1183	2072
	ТП№4																									
4	Обжиговой цех	1,2	2572	1912	3205	4368			ТП4																	
	Итого		2572	1912	3205	4368	0,73	2500	ТМГ	2000	2	0,70	1106	900	1012	0,69	1,38	3,75	16,5	1,0	4,8	24	134	2596	1146	2838
	ТП№5																									
5	Цех электролиза	2,3	1038	734	1271	9592			ТП4																	
	Итого		1038	734	1271	9592	0,13	800	ТМГ	1000	2	0,80	1217	0	734	0,64	1,27	1,90	10,8	1,2	5,5	18	94	1056	828	1342
	ТП№6																									
6	Цех регенерации	1,2	1898	1416	2368	1908			ТП5																	
	Итого		1898	1416	2368	1908	1,24	2500	ТМГ	1600	2	0,70	1190	250	1166	0,70	1,39	2,80	15,0	1,3	5,5	20	128	1918	1294	2314

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
	ТП№7																									
7	Кислородно-конверторный цех	3	109	98	146	4991			НРП1																	
8	Разливочная	2,3	1073	1051	1502	5520			ТП7																	
13	Погрузочно-разгрузочный цех	3	78	84	115	2046			НРП2																	
	Итого		1259	1234	1763	5520	0,32	1600	ТМГ	1000	2	0,85	1142	100	1134	0,85	1,4*	1,90	10,8	1,2	5,5	19	103	1279	1237	1779
	ТП№8																									
9	Насосная	2,3	738	356	820	1500			ТП8																	
17	ОТК, ЦЗЛ	3	180	206	274	1500			НРП3																	
	Итого		918	563	1094	1500	0,73	2500	ТМГ	630	2	0,85	551	50	513	0,83	1,4*	1,68	5,6	1,8	5,5	11	73	930	585	1099
	ТП№9																									
10	Водоочистные сооружения	1,2	557	317	641	7000			ТП9																	
15	РМЦ	1,2	53	25	59	1184			НРП4																	
19	Медицинский пункт	1,2	19	8	20	1056			НРП5																	
	Итого		629	350	720	1184	0,61	2500	ТМГ	630	2	0,70	619	0	350	0,57	1,14	1,68	5,6	1,8	5,5	9	57	638	407	756
	ТП№10																									
12	Компрессорная	1,2	693	506	858	2414			ТП10																	
	Итого		693	506	858	2414	0,36	2000	ТМГ	630	2	0,70	545	0	506	0,68	1,36	1,68	5,6	1,8	5,5	9	57	702	563	900
	ТП№11																									
11	Котельная	2	200	70	212	2666			НРП6																	
14	Электроцех	2,3	540	230	587	7000			ТП11																	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
16	Административный корпус	3	87	93	127	2666			НРП7																	
	Итого		827	392	926	7000	0,13	800	ТМГ	630	2	0,85	681	0	392	0,73	1,4*	1,68	5,6	1,8	5,5	11	73	838	465	959
	ТП№12																									
18	Столовая	3	87	97	131	1500			НРП8																	
20	Сборочный цех	2	408	197	453	1500			НРП9																	
21	Гараж	2	523	388	652	1110			ТП12																	
	Итого		1019	682	1235	1500	0,82	2500	ТМГ	1000	2	0,70	960	0	682	0,61	1,23	1,90	10,8	1,2	5,5	14	78	1033	760	1283
																						199	1164			

Выбор силовых трансформаторов ГПП.

Величина напряжения питания ГПП завода определяется наличием конкретных ИП – подстанций и электростанций, уровнями напряжений на данных ИП, протяженностью ЛЭП от ГПП до данных источников, возможностью сооружения ВЛЭП для передачи электроэнергии от данных ИП и рядом других факторов.

СШ 10 кВ ГПП относят к системе V уровня, тогда по МУД величина расчетной активной нагрузки равна [15]

$$P_{\text{рп}} = K_{\text{ом}} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3 + \sum_{i=1}^M k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{ном}} + \sum_{i=1}^N P_{Pi}^4 + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \Sigma P_{\text{осв}}, \quad (20)$$

где $K_{\text{ом}}$ – коэффициент, $K_{\text{ом}} = 0,9$;

$\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3$ – значение суммарной расчетной активной мощности узлов СЭС III уровня, которые непосредственно питаются от СШ НН ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах ЦТП, кВт;

$\Sigma P_{\text{осв}}$ – суммарная расчетная активная мощность системы освещения

$$P_{\text{рп}} = 0,9 \cdot (15539 + 199) + 1391 = 15556 \text{ кВт.}$$

Для выбора силовых трансформаторов ГПП требуется знать значение полной расчетной нагрузки предприятия:

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рп}}^2 + Q_{\text{ЭС1}}^2}, \quad (21)$$

где $Q_{\text{ЭС1}}$ – величина экономически целесообразной реактивной мощности на ВН ГПП, которую предприятие потребляет от ПС 110/35/10 кВ № 54 «Академгородок», квар;

$$Q_{\text{ЭС}} = P_{\text{рп}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (22)$$

где $tg\varphi = 0,5$ согласно приказа Минэнерго №380 от 23.06.2015 г. [9],
тогда

$$Q_{ЭС1} = 15556 \cdot 0,5 = 7778 \text{ квар.}$$

Итак, расчетная мощность завода:

$$S_{РП} = \sqrt{15556^2 + 7778^2} = 17392 \text{ кВА.}$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме оставшегося в работе силового трансформатора при отключении второго будет равен [22]

$$S_{НТ} = \frac{S_{РП}}{K_{З,доп}}, \quad (23)$$

где $N = 2$ – число трансформаторов на ГПП;

$$S_{НТ} = \frac{17392}{1,4} = 12423 \text{ кВА,}$$

следовательно, на ГПП необходимо установить два трансформатора мощностью $S_{НТ} = 16000$ кВА.

Приближенное значение напряжения определяем по эмпирической формуле, предложенной Г.А. Илларионовым [3]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500 \cdot 2500}{l} + P_{\Sigma p}}}, \quad (24)$$

где $P_{\Sigma p}$ - активная расчетная (предельная) мощность завода, МВт,

l - расстояние от ПС 110/35/10 кВ № 54 «Академгородок» до ГПП завода, км.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8} + \frac{2500}{15,556}}} = 69 \text{ кВ.}$$

Принимаем к рассмотрению два варианта с напряжениями до и после приближенного напряжения из стандартного ряда, которые есть на ПС 110/35/10 кВ № 54 «Академгородок».

1 вариант. Электроэнергия передается от ПС 110/35/10 кВ № 54 «Академгородок» до ГПП предприятия на напряжение 110 кВ, а распределяется по территории электронному заводу на напряжение 10 кВ;

2 вариант. Электроэнергия передается от ПС 110/35/10 кВ № 54 «Академгородок» до ГПП предприятия на напряжение 35 кВ, а распределяется по территории электронному заводу на напряжение 10 кВ.

Выбор рационального напряжения системы питания производится на основании технико-экономического расчета (ТЭР). В качестве критерия выбора наилучшего варианта принимаются общие приведенные затраты. Вариант напряжения с меньшими приведенными затратами принимают за оптимальное. В случае, когда относительная разница между вариантами по приведенным затратам составляет менее 15 %, варианты считаются равноэкономичными. Однако с точки зрения технической эксплуатации и перспектив развития системы электроснабжения предпочтение следует отдавать варианту с более высоким классом напряжения.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} + Y, \quad (25)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в электроустановку,

E_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложения, для расчетов в электроэнергетике $E_H = 0,12$;

I_{Σ} – суммарные ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией электроустановки;

У – ущерб от перерыва в электроснабжении. В данном расчете при сравнении вариантов будем исходить из условия, что оба сравниваемых варианта обладают одинаковой надежностью, и расчет этого показателя опускаем.

Суммарные капиталовложения в электроустановку:

$$K_{\Sigma} = K_{Л} + K_{ПС}; \quad (26)$$

где $K_{Л}$ – капитальные затраты на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$ – капитальные затраты на приобретение оборудования подстанций.

Капитальные затраты на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{Л} = k_{уд} \cdot l, \quad (27)$$

где $k_{уд}$ - стоимость сооружения 1 км линий, для линий 35 кВ выполненной на железобетонных опорах с двумя цепями на опорах

$$k_{уд35} = 1,5 \cdot 1070 = 1605 \text{ тыс. руб. / км};$$

для линий 110 кВ выполненной на железобетонных опорах с двумя цепями на опорах

$$k_{уд110} = 1,5 \cdot 1150 = 1725 \text{ тыс. руб. / км};$$

l - длина линии, $l = 8$ км.

$$K_{Л35} = 1605 \cdot 8 = 12840 \text{ тыс. руб. / км};$$

$$K_{Л110} = 1725 \cdot 8 = 13800 \text{ тыс. руб. / км}.$$

Капитальные затраты на сооружение подстанции:

$$K_{\text{ПС}} = \Sigma K_{\text{тр}} + K_{\text{РУ.ВН}} + K_{\text{пост}}; \quad (28)$$

где $\Sigma K_{\text{тр}}$ - стоимость двух трансформаторов, для ТДН-16000/110 $\Sigma K_{\text{тр}} = 11800$ тыс. руб.; для ТДН-16000/35 $\Sigma K_{\text{тр}} = 7400$ тыс. руб.;

$K_{\text{РУ.ВН}}$ - стоимость ячеек открытого распределительного устройства высокого напряжения ОРУ, для 110 кВ $K_{\text{РУ.ВН}} = 6000$ тыс. руб.; для 35 кВ $K_{\text{РУ.ВН}} = 21000$ тыс. руб.;

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат по подстанции, которая принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения подстанции для обоих вариантов сети $K_{\text{пост}} = 11000$ тыс. руб.

$$K_{\text{ПС110}} = 11800 + 6000 + 11000 = 27800 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{ПС35}} = 7400 + 21000 + 11000 = 39400 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\Sigma 110} = 13800 + 39400 = 53200 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\Sigma 35} = 12840 + 27800 = 40640 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарные ежегодные эксплуатационные расходы (издержки) определяют по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{Л}} + I_{\text{ПС}} + I_{\Delta W} \quad (29)$$

где $I_{\text{Л}}$, $I_{\text{ПС}}$ - ежегодные эксплуатационные издержки на ЛЭП и оборудование ПС, т. р.;

$I_{\Delta W}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, т. р.

Ежегодные издержки на эксплуатацию элементов электрической сети (ВЛЭП $I_{\text{Л}}$ и подстанций $I_{\text{ПС}}$) включают издержки на ремонты и обслуживание элементов электросети. Ежегодные издержки можно приближенно оценить пропорционально стоимости основных фондов.

$$I_{\text{Л}} + I_{\text{ПС}} = \frac{\alpha_{\text{р.о.}}}{100} \cdot (K_{\text{Л}} + K_{\text{ПС}}) = \frac{\alpha_{\text{р.о.}}}{100} \cdot K_{\Sigma}; \quad (30)$$

где $\alpha_{\text{р.о.}}$ – ежегодные издержки на ТОиР элементов электросети, % от капитальных затрат для электрооборудования и распределительных устройств до 150 кВ $\alpha_{\text{р.о.}} = 5,9 \%$

для варианта 35 кВ

$$I_{\text{Л}} + I_{\text{ПС}} = \frac{5,9}{100} \cdot 40640 = 2398 \text{ тыс. руб.}$$

для варианта 110 кВ

$$I_{\text{Л}} + I_{\text{ПС}} = \frac{5,9}{100} \cdot 53200 = 3139 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_{\text{п}} \cdot \Delta \mathcal{E}_{\text{год}}, \quad (31)$$

где $C_{\text{п}}$ – стоимость одного киловатт·часа электроэнергии в Красноярском крае, $C_{\text{п}} = 3,32 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовые потери электроэнергии, кВт·ч/год.

Годовые потери электроэнергии определяются по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = n \cdot \Delta P_{\text{ном}} \cdot K_3^2 \cdot l \cdot \tau, \quad (32)$$

где n - число питающих линий;

$\Delta P_{\text{ном}}$ - удельные потери активной мощности в ВЛЭП, при длительно допустимой токовой нагрузке, кВт/км;

K_3 - коэффициент загрузки линии [27]

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}}; \quad (33)$$

где I_p - рабочий ток,

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток;

l - длина ВЛЭП, км;

τ - время максимальных потерь, ч.

Удельные потери активной мощности в ВЛЭП определяются по формуле [27]:

$$\Delta P_{\text{ном}} = 3 \cdot I_{\text{доп}}^2 \cdot r_0, \frac{\text{кВт}}{\text{км}}, \quad (34)$$

где r_0 - удельное активное сопротивление выбранной марки провода, Ом/км,

для сети 35 кВ применяем провод АС-185/29 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 510$ А, удельное активное сопротивление провода АС-185/29, $r_0 = 0,162$ Ом/км;

$$\Delta P_{\text{ном35}} = 3 \cdot 510^2 \cdot 0,162 = 126408 \frac{\text{Вт}}{\text{км}} = 126,4 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}.$$

для сети 110 кВ применяем провод АС-70/11 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 265$ А, удельное активное сопротивление провода АС-70/11, $r_0 = 0,428$ Ом/км;

$$\Delta P_{\text{ном110}} = 3 \cdot 265^2 \cdot 0,428 = 90169 \frac{\text{Вт}}{\text{км}} = 90,2 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}.$$

Рабочий ток по каждой линии (для двухцепной делим на 2) [27]:

$$I_P = \frac{S_{\Sigma p}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (35)$$

где $S_{\Sigma p}$ - расчетная мощность предприятия, кВА.

для сети 35 кВ

$$I_{P35} = \frac{17392}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 183,3 \text{ А};$$

для сети 110 кВ

$$I_{P110} = \frac{17392}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 58,3 \text{ А}.$$

тогда коэффициенты загрузки линии составляют
для сети 35 кВ

$$K_{з35} = \frac{183,3}{510} = 0,359;$$

для сети 110 кВ

$$K_{з110} = \frac{58,3}{265} = 0,22;$$

Для нагрузки с типовой формой графика нагрузок τ равно [27]:

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \quad (36)$$

где T_{max} – время, в течение которого потребители, при работе с максимальной нагрузкой, получают из электросети такое же количество

электроэнергии, что и работая по действительному графику за год, $T_{\max} = 4370$ ч;

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{4370}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2757 \text{ ч.}$$

Годовые потери электроэнергии составляют
для сети 35 кВ

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}35} = 2 \cdot 126,4 \cdot 0,359^2 \cdot 8 \cdot 2757 = 718609 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

для сети 110 кВ

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}110} = 2 \cdot 90,2 \cdot 0,22^2 \cdot 8 \cdot 2757 = 192579 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии составляет:
для сети 35 кВ

$$I_{\Delta W35} = 3,32 \cdot 718609 = 2\,385\,782 \text{ руб.} \approx 2386 \text{ тыс. руб.},$$

для сети 110 кВ

$$I_{\Delta W110} = 3,32 \cdot 192579 = 639\,362 \text{ руб.} \approx 639 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные ежегодные эксплуатационные расходы (издержки)
составляют:

для сети 35 кВ

$$I_{\Sigma} = 2398 + 2386 = 4784 \text{ тыс. руб.},$$

для сети 110 кВ

$$I_{\Sigma} = 3139 + 639 = 3778 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты вариантов сети составляют
для сети 35 кВ

$$Z_{35} = 0,12 \cdot 40640 + 4784 = 9661 \text{ тыс. руб.,}$$

для сети 110 кВ

$$Z_{110} = 0,12 \cdot 53200 + 3778 = 10162 \text{ тыс. руб.,}$$

Для выбора варианта рассчитывается относительная разница приведенных затрат, например Z_{35} и Z_{110} . От «большой» вычитают «меньшее» и делят на «большее». Например,

$$\frac{10162 - 9661}{10162} \cdot 100\% = 4,93\% < 15\%,$$

так как варианты отличаются меньше, чем на 15 %, предпочтение следует отдавать варианту с более высоким классом напряжения, таким образом, электроснабжение электронного завода выполняется на напряжении 110 кВ.

Таблица 7 - Каталожные данные трансформаторов ТДН-16000/110 [24]

Технические характеристики	Значения
Номинальное напряжение	16000 кВА
Напряжение ВН	115 кВ
Напряжение НН	10,5 кВ
Потери ХХ	18 кВт
Потери ХХ	85 кВт
Напряжение КЗ	10,5 %
Ток ХХ	0,5 %

Для сооружения ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/10 кВ № 54 «Академгородок» до ГПП завода применяются опоры ПБ110-6. Для защиты ВЛ 110 кВ от удара молнии применяется многопроволочный стальной канат марки ТК-70.

Конструкция применяемой опоры ПБ110-6 показана на рисунке 5.

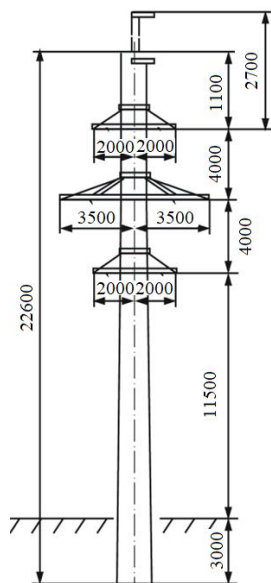


Рисунок 5 – Внешний вид опоры ПБ110-6 [24]

Для ВЛЭП 110 кВ выбираем стержневой полимерный изолятор нормального исполнения ЛК-70/110-А-2. Внешний вид данного изолятора приведен на рисунке 6.

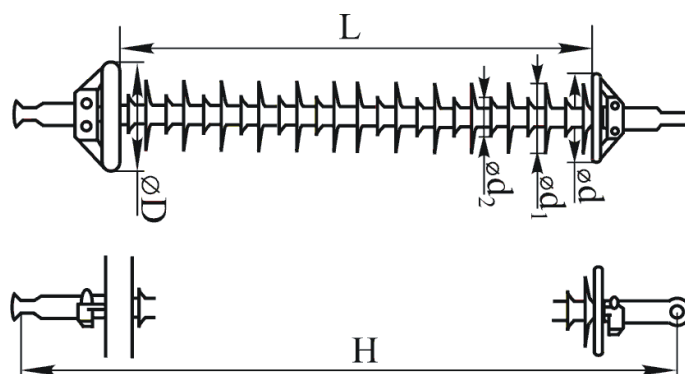


Рисунок 6 - Конструкция изолятора ЛК-70/110-А-2 [24]

Расчет токов КЗ в сети внутреннего электроснабжения.

Для расчета ТКЗ составляем расчетную электросхему (рисунок 7).

При выборе расчетной электрической схемы для определения ТКЗ рассчитываем режим, при котором воздействие ТКЗ на СЭС будет самым тяжелым. Таким режимом является режим, когда один из силовых трансформаторов ГПП отключен по каким-либо причинам и включен секционный выключатель в РУ 10 кВ, то есть все потребители электроэнергии запитаны от одного силового трансформатора.

При расчете ТКЗ в точке K_2 в качестве ИП требуется рассматривать только энергосистему, а подпитку от СД 10 кВ не учитывать.

Точки КЗ выбираются в характерных местах системы электроснабжения, в нашем случае на СШ 10 кВ ГПП завода для выбора оборудования в ЗРУ ГПП и на СШ 0,4 кВ цеховых ТП для выбора оборудования на стороне 0,4 кВ цеховых ТП. Ток КЗ на стороне 10 кВ цеховых ТП принимается равным току КЗ на СШ 10 кВ ГПП завода, так как длина кабельных линий от ГПП до ЦТП завода небольшая и разница в величине токов КЗ в данных точках будет незначительная и не скажется на правильности выбора оборудования.

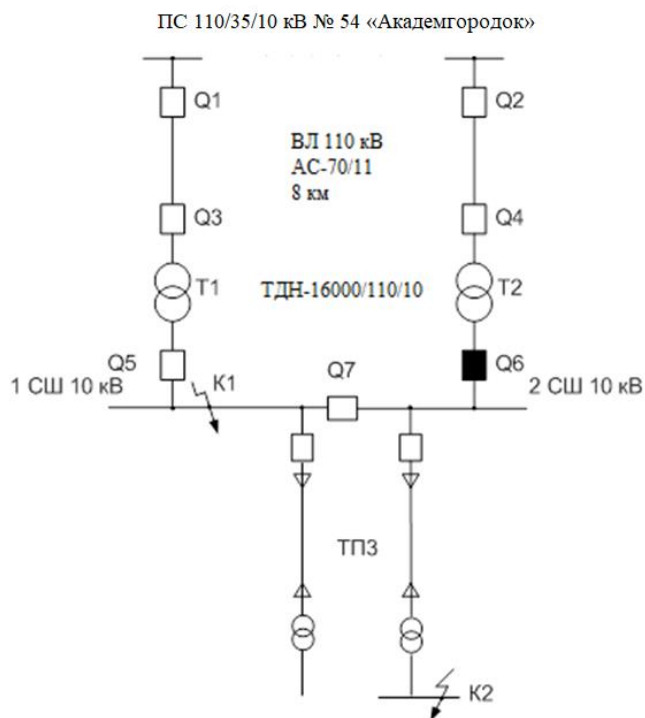


Рисунок 7 - Расчетная электросхема СЭС завода для определения токов КЗ

Для вычисления ТКЗ по СЭС завода (рисунок 7) требуется составить схему замещения (рисунок 8).

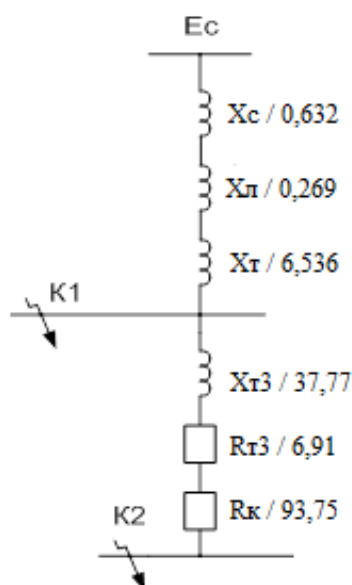


Рисунок 8 - Схема замещения для расчета токов КЗ

Определяются параметры схемы замещения в о.е. при базисной мощности $S_B = 1000$ МВА. За базисное напряжение принимается напряжение той ступени, на которой произошло КЗ.

Сопротивление энергосистемы:

$$x_{ЭС} = x_c + x_l + x_T. \quad (37)$$

Сопротивление энергосистемы в о.е. определяется по формуле:

$$x_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{КЗ}}, \quad (38)$$

где $I_{КЗС}$ – ток КЗ на шинах 110 кВ ПС 110/35/10 кВ № 54 «Академгородок», согласно данным филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири $I_{КЗС} = 7,95$ кА

$$x_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,95} = 0,632.$$

Сопротивление ВЛЭП:

$$x_L = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (39)$$

$$x_L = \frac{0,444 \cdot 8 \cdot 1000}{115^2} = 0,269.$$

Сопротивление силового трансформатора ГПП:

$$x_T = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (40)$$

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,563,$$

$$x_{\Sigma C} = 0,632 + 0,269 + 6,563 = 7,464.$$

Сопротивление КЛ, которые питают электродвигатели:

$$x_{КЛi} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2}, \quad (41)$$

где $U_{CP2}=10,5$ кВ – средненоминальное напряжение КЛ 10 кВ.

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (42)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Начальное значение сверхпереходного тока определяем по формуле:

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{Пt} = I_C = \frac{E_{C*}}{x_{\Sigma C}} \cdot I_B, \quad (43)$$

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{Пт} = I_C = \frac{1}{7,464} \cdot 55 = 7,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1}, \quad (44)$$

где $K_y=1,92$ согласно [4].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 7,4 = 20,1 \text{ кА.} \quad (45)$$

Мощность КЗ

$$S_{KЗ1} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{П,0}, \quad (46)$$

$$S_{KЗ1} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,4 = 134 \text{ МВА.}$$

Точку K_2 считаем размещенной на шинах 0,4 кВ ТП-3 красильного цеха. Сопротивление энергосистемы до силового трансформатора ЦТП (ТП - 3) принимается равным нулю, вследствие его малости относительно сопротивления трансформатора ЦТП и элементов сети 0,4 кВ. В электросети ниже 1000 В необходимо учитывать и индуктивные и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора ЦТП:

$$Z_1 = Z_{ТЗ} = \frac{U_{KЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (47)$$

$$Z_1 = Z_{ТЗ} = \frac{4,8}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1250} = 38,40.$$

величина активного сопротивления трансформатора

$$r_1 = r_{T3} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2}, \quad (48)$$

$$r_1 = r_{T3} = 10,8 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1250^2} = 6,91;$$

величина индуктивного сопротивления трансформатора

$$x_{T3} = \sqrt{z_{T3}^2 - r_{T3}^2}, \quad (49)$$

$$x_{T3} = \sqrt{38,4^2 - 6,91^2} = 37,77.$$

Согласно [8] для РУ ЦТП переходное сопротивление контактов равно $r_K = 0,015$ Ом. Данное сопротивление переводим в о.е.

$$r_2 = r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (50)$$

$$r_2 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75.$$

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_1 + r_2; \quad (51)$$

$$r_{\Sigma} = 6,91 + 93,75 = 100,66;$$

суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_{T12} = 37,77; \quad (52)$$

полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}, \quad (53)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{37,77^2 + 100,66^2} = 107,52.$$

Мощность КЗ в точке короткого замыкания K_4 :

$$S_{K32} = S_B / z_{\Sigma}, \quad (54)$$
$$S_{K32} = 1000 / 107,52 = 9,3 \text{ МВА.}$$

Ток КЗ:

$$I_{K2} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (55)$$
$$I_{K2} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = 13,42 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (56)$$

где ударный коэффициент K_y принят 1,6 согласно [13].

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,42 = 30,38 \text{ кА.}$$

2.3 Выбор электрооборудования подстанции, расчет и выбор распределительной сети

Выбор коммутационной аппаратуры на вводе ГПП предприятия.

Выключатели выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (57)$$

2) по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. утяж.}}, \quad (58)$$

где $I_{\text{раб. утяж.}}$ – рабочий ток выключателя в тяжелом режиме;

3) по номинальному току отключения выключателя

$$I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{п,τ}}, \quad (59)$$

где $I_{\text{ном.откл.}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{\text{п,τ}}$ – ток КЗ.

В электросети напряжением 110 кВ выбирается выключатель ВГТ-110-40/2500 У1.

После выбора выключателя выполняются дополнительные проверки:

4) проверка возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{А,ном}} \geq i_{\text{А,τ}} \quad (60)$$

где $i_{\text{А,τ}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ

$$i_{\text{А,τ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{А}}}}, \quad (61)$$

где $T_{\text{А}}$ – постоянная $T_{\text{А}} = 0,03 \text{ с}$ [25];

τ – время от возникновения КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{\text{рз,мин}} + t_{\text{св}}, \quad (62)$$

где $t_{\text{рз,мин}}$ – минимальное время срабатывания РЗ, $t_{\text{рз,мин}}=0,01 \text{ с}$;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,6 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 1,50 \text{ кА.}$$

В [28] задано допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения $\beta_{\text{НОМ}}$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{A,\text{НОМ}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}} \cdot 100 \%, \quad (63)$$

отсюда определяется номинальное допускаемое значение апериодической составляющей

$$i_{A,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}}{100}. \quad (64)$$

$$i_{A,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 12,77 \text{ кА.}$$

5) Выполняем проверку на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П.0}}, \quad (65)$$

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{уд}}. \quad (66)$$

6) Выполняем проверку на термическую стойкость к токам КЗ

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}, \quad (67)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$ – допустимая продолжительность протекания тока термической стойкости, с;

$B_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока КЗ

$$B_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_A), \quad (68)$$

где $t_{отк}$ – время от начала КЗ до его отключения, с:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (69)$$

где $t_{рз}$ – время действия РЗ, $t_{рз} = 0,5$ с;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с.}$$

тогда

$$B_K = 5,6^2 \cdot (0,56 + 0,03) = 19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты расчета сводим в таблицу 8.

Разъединители необходимо выбирать по:

1) номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (70)$$

2) номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{раб.утяж}; \quad (71)$$

3) осуществляется проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (72)$$

4) проверка на термическую стойкость

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K. \quad (73)$$

Паспортные данные сведены в таблицу 8.

Таблица 8 - Параметры выбора аппаратуры для ГПП предприятия

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные аппаратов	
		Выключатель ВГТ-110-40/2500 УХЛ1	Разъединитель РГН-110/1250 У1
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$u_{уст}=110$ кВ	$u_{ном}=110$ кВ	$u_{ном}=110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.утяж}$	$I_{утяж}=92$ А	$I_{ном}=2500$ А	$I_{ном}=1250$ А
$I_{ном.откл.} \geq I_{п,т}$	$I_{п,т}=5,6$ кА	$I_{ном.откл.}=40$ кА	-
$i_{а,ном} \geq i_{а,т}$	$i_{а,т}=1,50$ кА	$i_{а,ном}=12,77$ кА	-
$I_{дин} \geq I_{п,0}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$I_{п,0}=5,6$ кА $i_{уд}=14,3$ кА	$I_{дин}=40$ кА $i_{дин}=102$ кА	$i_{дин}=63$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq V_K$	$V_K=19$ кА ² · с	$40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с	$25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² · с

Условия выбора аппаратов, параметры электросети и паспортные данные трансформаторов тока [28] сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Параметры выбора трансформаторов тока в ГПП предприятия

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные ТГФ-110- -100/5-У1-0,5/10Р
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$u_{уст}=110$ кВ	$u_{ном}=110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.утяж}$	$I_{утяж}=92$ А	$I_{ном}=100$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд}=14,3$ кА	$i_{дин}=51$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq V_K$	$V_K = 19$ кА ² · с	$10^2 \cdot 4 = 400$ кА ² · с

Для защиты электрооборудования ГПП от перенапряжений установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/77, в нейтраль силового трансформатора установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/56 и ЗОН-35У-1У1.

Выбор линий 10 кВ распределительной сети предприятия.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме [30]:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K}, \quad (74)$$

где S_{PK} – мощность КЛ в нормальном режиме, кВ·А.

n_K – количество кабелей в одной КЛ.

Например, для линии ГПП – ТП-2 с $S_{PK} = 2320 \text{ кВА}$, $n_K = 1$:

$$I_{PK} = \frac{2320}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 128 \text{ А.}$$

Сечение КЛ определяем по экономической плотности тока [30]:

$$F_{\text{э}} = I_{PK} / j_{\text{э}}, \quad (75)$$

где $j_{\text{э}} = 1,7$ – экономическая плотность тока для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при $T_M = 4370 \text{ ч/год}$ [8].

$$F_{\text{э}} = 128 / 1,7 = 75 \text{ мм}^2.$$

Выбирается кабель типа АПвП-10-3х120, длительно допустимый ток согласно [8, 12] $I_{\text{доп}} = 295 \text{ А}$.

Допустимый ток кабеля необходимо скорректировать согласно условий его прокладки [30]:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (76)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент [8, 12];

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру $K_{\text{т}} = 1,00$,

$$I'_{\text{доп}} = 0,8 \cdot 1,00 \cdot 295 = 236 \text{ А.}$$

Проверяется выбранный кабель по допустимому току при нормальном режиме работы:

$$I'_{\text{доп}} = 236 \text{ А} > I_{PK} = 128 \text{ А},$$

Послеаварийный режим КЛ появляется в случае выхода из строя одной из двух КЛ, которая питает потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения. В таком случае нагрузка на КЛ увеличивается в два раза [30]:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{PK}. \quad (77)$$

$$I_{AB} = 2 \cdot 128 = 256 \text{ A.}$$

Допустимую перегрузку кабеля в послеаварийном режиме определяем по выражению [30]

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{\text{Доп}}, \text{ A}, \quad (78)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, по [8, 12] в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки:

$$K_3 = I_{PK} / I_{\text{Доп}}, \quad (79)$$

$$K_3 = 128 / 236 = 0,54;$$

тогда $K_{AB}=1,25$.

$$I'_{AB} = 1,25 \cdot 236 = 295 \text{ A.}$$

Осуществляется проверка по току в режиме перегрузки:

$$I'_{AB} = 295 \text{ A} > I_{AB} = 255 \text{ A},$$

а значит можно применять выбранный кабель.

Потери напряжения в КЛ в п/ав режиме [30]:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100 \% \leq U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (80)$$

где P_P – расчетная активная нагрузка КЛ;

Q_P – расчетная реактивная нагрузка КЛ;

r_0 , - удельное активное сопротивление КЛ, Ом/км, [25];

x_0 – удельное индуктивное сопротивление КЛ, Ом/км, [25];

l – протяженность КЛ, км.

Для рассчитываемой КЛ, выполненной кабелем АПВП-10-3х120 $r_0 = 0,258$ Ом/км, $x_0 = 0,081$ Ом/км, $l = 0,30$ км

$$\Delta U = \frac{2094 \cdot 0,258 \cdot 0,30 + 997 \cdot 0,081 \cdot 0,30}{1 \cdot 10^2 \cdot 10^3} \cdot 100 \% = 0,19 \% \leq U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Аналогично производим расчеты для остальных кабельных линий, результаты расчета сводим в таблицу 10.

Выбор ячеек КРУ на главной понизительной подстанции.

Распределительное устройство низкого напряжения главной понизительной подстанции принимаем комплектное из ячеек К-129 «Оптима» для внутренней установки [23]. Шкаф К-129 «Оптима» укомплектован следующим оборудованием: вакуумными выключателями, производства фирмы АВВ VD4, встроенные разъединители втычного типа, сборные шины и трансформаторы тока ТЛК-10.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводного шкафа определяем, исходя из перегрузочной способности трансформаторов главной понизительной подстанции:

$$I_{\text{утяж.ГПП}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (81)$$

$$I_{\text{утяж.ГПП}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1149 \text{ А.}$$

Таблица 10 - Сводная таблица по расчету кабельных линий

Цех	Конечные пункты кабельной линии	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_{pk} , А	F_{Σ} , мм ²	$F_{ст}$, мм ²	Тип кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		$I_{доп}$, А	Кп	Кт	$\Gamma_{доп}$, А	Кав	$\Gamma_{ав}$, А	L, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , %
											норм реж.	п/а реж.										
Кабельные линии 10 кВ																						
2	ГПП-ТП2	2094	997	2320	128	75	120	АПвП	2	траншея	128	256	295	0,8	1,00	236	1,25	295	0,30	0,258	0,081	0,19
1	ТП2-ТП1	1187	537	1303	72	42	50	АПвП	2	лоток	72	144	175	0,9	1,00	158	1,25	197	0,09	0,620	0,090	0,07
3	ГПП-ТП3	2149	1165	2444	134	79	120	АПвП	2	траншея	134	268	295	0,8	1,00	236	1,25	295	0,19	0,258	0,081	0,12
4	ТП3-ТП4	1298	573	1419	78	46	50	АПвП	2	лоток	78	156	175	0,9	1,00	158	1,25	197	0,07	0,620	0,090	0,06
8	ГПП-ТП7	1598	1265	2039	112	66	70	АПвП	2	траншея	112	224	210	0,9	1,00	189	1,25	236	0,16	0,443	0,086	0,13
6	ТП7-ТП6	959	647	1157	64	37	50	АПвП	2	траншея	64	128	175	0,9	1,00	158	1,25	197	0,22	0,620	0,090	0,14
9	ГПП-ТП8	816	574	998	55	32	35	АПвП	2	траншея	55	110	140	0,9	1,00	126	1,25	158	0,09	0,89	0,095	0,07
12	ТП8-ТП10	351	281	450	25	15	16	АПвП	2	траншея	25	50	90	0,9	1,00	81	1,25	101	0,07	1,94	0,113	0,07
14	ГПП-ТП11	738	436	857	47	28	35	АПвП	2	траншея	47	94	140	0,8	1,00	112	1,25	140	0,21	0,89	0,095	0,11
10	ТП11-ТП9	319	203	378	21	12	16	АПвП	2	лоток	21	42	90	0,9	1,00	81	1,25	101	0,12	1,94	0,113	0,08
21	ГПП-ТП12	1044	794	1312	72	42	50	АПвП	2	траншея	72	144	175	0,8	1,00	140	1,25	175	0,05	0,620	0,090	0,09
5	ТП12-ТП5	528	414	671	37	22	25	АПвП	2	траншея	37	74	115	0,9	1,00	104	1,25	129	0,27	1,240	0,099	0,19
Кабельные линии 0,4 кВ																						
7	ТП7-НРП1	109	98	146	211	-	95	АПвБбШв	1	траншея	211	-	255	1	1,00	255	-	-	0,09	0,326	0,083	2,45
13	ТП7-НРП2	78	84	115	166	-	50	АПвБбШв	1	траншея	166	-	175	1	1,00	175	-	-	0,08	0,620	0,090	2,79
17	ТП8-НРП3	180	206	274	396	-	240	АПвБбШв	1	траншея	396	-	445	1	1,00	445	-	-	0,04	0,129	0,075	0,97
15	ТП9-НРП4	27	12	29	42	-	16	АПвБбШв	2	траншея	42	84	90	0,8	1,00	72	1,25	90	0,14	1,94	0,113	4,65
19	ТП9-НРП5	9	4	10	15	-	16	АПвБбШв	2	траншея	15	30	90	0,8	1,00	72	1,25	90	0,15	1,94	0,113	1,74
11	ТП11-НРП6	100	35	106	153	-	150	АПвБбШв	2	траншея	153	306	335	0,85	1,00	285	1,25	356	0,07	0,21	0,079	1,02
16	ТП11-НРП7	87	93	127	183	-	70	АПвБбШв	1	траншея	183	-	210	0,85	1,00	179	-	-	0,075	0,443	0,086	2,17
18	ТП12-НРП8	87	97	131	189	-	70	АПвБбШв	1	траншея	189	-	210	0,85	1,00	179	-	-	0,075	0,443	0,086	2,21
20	ТП12-НРП9	204	98	226	163	-	185	АПвБбШв	4	траншея	163	326	385	0,78	1,00	300	1,25	375	0,03	0,17	0,077	0,78

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_K = 7,4^2 \cdot (0,58 + 0,012) = 32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_A = 0,012$ с согласно [26];

$$t_{\text{ОТК}} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с},$$

$t_{\text{РЗ}}$ – выдержка времени срабатывания РЗ, с;

$t_{\text{ОВ}}$ – собственное время отключения выключателя VD4, с.

Выбор выключателей КРУ.

Секционный выключатель принимаем аналогичный вводу.

В ячейки К-129 «Оптима» устанавливаем вакуумные выключатели, производства компании АВВ VD4. Данный выключатель соответствует стандартам МЭК 62271-100 и СЕI EN 62271-100 (раздел 7642).

Апериодическая составляющая ТКЗ равна

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,012}} = 0,03 \text{ кА},$$

где $\tau = t_{\text{РЗMIN}} + t_{\text{СВ}} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с.

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ составляет

$$i_{A,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 16}{100} = 4,53 \text{ кА},$$

$\beta_{\text{НОМ}}$ определяется по [16] для времени $\tau = 0,07$ с.

Выключатели отходящих линий в РУ-10 кВ сведены в таблицу 11.

Таблица 11 - Выбор выключателей и ТТ в ячейках отходящих линий 10 кВ

Наименование присоединения	U _{НОМ} , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{п.о.} , кА	i _{уд} , кА	Выключатель	Первичный ток трансформатора тока
ГПП-ТП2	10 кВ	128	256	7,4	20,1	VD4	300 А
ГПП-ТП3	10 кВ	134	269				300 А
ГПП-ТП7	10 кВ	112	224				250 А
ГПП-ТП8	10 кВ	55	110				150 А
ГПП-ТП11	10 кВ	47	94				100 А
ГПП-ТП12	10 кВ	72	144				150 А

Выбор ТТ в шкафах К-129 «Оптима».

В шкафах К-129 «Оптима» устанавливаем ТТ типа ТЛК-10. Подробно будем рассматривать выбор ТТ в вводной ячейке РУ-10 кВ, ТТ в цепи секционного выключателя принимаем аналогичный, а ТТ на отходящих линиях выбираются аналогично, результаты их выбора сведены в таблицу 11. Результаты расчета вводных трансформаторов тока сведены в таблицу 12.

Таблица 12 - Выбор ТТ в вводных ячейках РУ-10 кВ

Условия выбора аппаратов	Параметры электросети	Паспортные данные ТЛК-10-1500/5-У3
$U_{НОМ} \geq U_{уст}$	$u_{уст} = 10$ кВ	$u_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{раб.утяж}$	$I_{утяж} = 1149$ А	$I_{НОМ} = 1500/5$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 20,1$ кА	$i_{дин} = 81$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq V_K$	$V_K = 32$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² ·с

Для того, чтобы проверить выбранный ТТ по вторичной нагрузке нужно составить схему включения ТТ и измерительных приборов, которые к нему подключены (рисунок 9).

Для определения самого загруженного трансформатора тока определим нагрузку в фазах (таблица 13), используя схему включения (рисунок 9) и паспортные данные приборов [13].

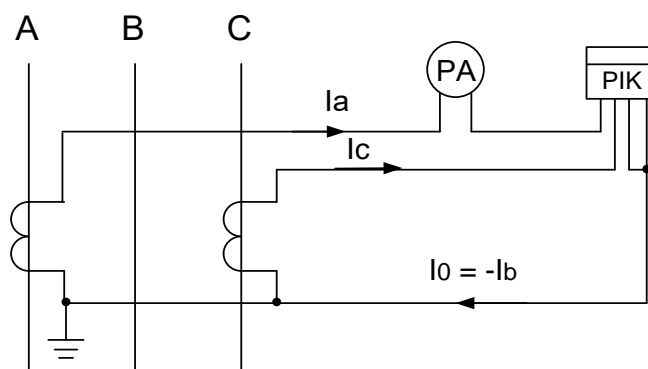


Рисунок 9 - Схема подключения трансформатора тока и измерительных приборов

Таблица 13 - Определение самого загруженного трансформатора тока

Измерительный прибор	Марка прибора	Число приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э- 335	1	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной электроэнергии	СЭТ-3р-01-08-Ар	1	5,0	-	5,0
Итого :			5,5	-	5,0

По данным таблицы 13 определяем, что самая загруженная фаза трансформатора тока – это фаза А, мощность приборов в данной фазе составляет 6 ВА.

Сопротивление измерительных приборов определяется по формуле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (82)$$

$$r_{\text{приб}} = 5,5 / 5^2 = 0,24 \text{ Ом.}$$

Ко вторичной обмотке самого загруженного ТТ подключены три измерительных прибора, в связи с этим, сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}}=0,07 \text{ Ом}$.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки при работе в классе точности 0,5 равно $z_{2\text{НОМ}}=0,8 \text{ Ом}$ [13].

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}. \quad (83)$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,8 - 0,24 - 0,07 = 0,49 \text{ Ом}.$$

Для ГПП с ВН, равным 110 кВ, в качестве соединительных используем алюминиевые провода, удельное сопротивление которых равно $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$.

Согласно [13], для цепей 10 кВ длину соединительных проводов от ТТ до КИП в один конец принимается $l=5 \text{ м}$. ТТ включаем по схеме неполной звезды (рисунок 9), тогда

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}.$$

Сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (84)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,49} = 0,40 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель АКРВГ 7х4 мм².

Выбор ТН.

В ячейках типа К-129 «Оптима» ГПП принимается ТН типа НАЛИ-СЭЩ-10, так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными ТН.

ТН требуется подключать по одному на каждую СШ. Ко вторичной обмотке ТН подключают катушки напряжения КИП всех присоединений этой секции и СШ.

ТН необходимо выбирать по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению $U_{\text{НОМ}} = U_{\text{УСТ}}$;
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;

3) по кл.т.

Для того, чтобы ТН работал в требуемом кл.т., должно выполняться условие:

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (85)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – мощность всех КИП и реле, присоединенных к ТН, ВА;

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТН в требуемом кл.т., ВА.

Для того, чтобы рассчитать мощность КИП, которые подключаемых во вторичную обмотку ТН, составляется таблица включения измерительных приборов (таблица 14).

Полная мощность, которую потребляют КИП:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (86)$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{34,4^2 + 74,0^2} = 81,6 \text{ ВА.}$$

В связи с тем, что на ГПП присутствуют расчетные счетчики, то ТН следует проверять в классе точности 0,5. Согласно [24], номинальная мощность вторичной обмотки ТН НАЛИ-СЭЩ-10 в классе точности 0,5 составляет

$$S_{2\text{ном}} = 225 \text{ ВА} > S_{\text{нагр}} = 101,59 \text{ ВА,}$$

а значит, выбранные ТН будут работать в заданном классе точности 0,5.

Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к ТКЗ.

Кабели напряжением 10 кВ необходимо проверять на термическую стойкость к ТКЗ.

Таблица 14 - Сводная таблица по расчету вторичной нагрузки ТН

Подключаемые приборы	Марка прибора	Количество приборов	Количество обмоток	Мощность одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	Суммарная потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Вольтметр (на сборных шинах)	Э-335	2	1	2,0	1	0	4	-	
Счетчик активной и реактивной электроэнергии	Ячейка ввода 10 кВ от силового трансформатора	СЭТ-3р-01-08-Ар	1	2	5,0	0,38	0,925	3,8	9,25
	Отходящие линии 10 кВ	СЭТ-3р-01-08-Ар	7	2	5,0	0,38	0,925	26,6	64,75
Итого:								34,4	74,0

Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП-ТП равно:

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (87)$$

где C – коэффициент [26];

B_K - тепловой импульс ТКЗ, для КЛ ГПП-ТП:

$$t_{ОТК} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с.}$$

$$B_K = 7,4^2 \cdot (0,58 + 0,12) = 38,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{38,3 \cdot 10^6}}{100} = 61,9 \text{ мм}^2.$$

Проверка остальных КЛ производится аналогично.

В таблице 15 указаны все кабели, для которых необходимо увеличить сечение, выбранное ранее, до термически устойчивого к токам КЗ.

Таблица 15 - Определение термически устойчивых сечений кабелей

Кабельная линия	Определенная ранее площадь сечения кабелей, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Марка кабеля
ГПП-ТП2	120	120	2 АПвП(3x120)
ТП2-ТП1	50	70	2 АПвП(3x70)
ГПП-ТП8	35	70	2 АПвП(3x70)
ТП8-ТП10	16	70	2 АПвП(3x70)
ГПП-ТП11	35	70	2 АПвП(3x70)
ТП11-ТП9	16	70	2 АПвП(3x70)
ГПП-ТП12	50	70	2 АПвП(3x70)
ТП12-ТП5	25	70	2 АПвП(3x70)

Выбор ТСН главной понизительной подстанции.

Потребители СН ГПП подразделяются на ответственных и неответственных. Ответственные механизмы - это система охлаждения трансформатора, сеть аварийного освещения, системы тушения пожаров, подогрев разъединителей и подогрев ячеек РУ-10 кВ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Помимо этого, к потребителям СН ГПП относится электроосвещение, отопление, вентиляция закрытого РУ 10 кВ, электроосвещение открытого РУ 110 кВ также можно отнести к потребителям СН. На ГПП нужно установить два ТСН. Согласно исходным данным мощность СН ГПП равна 0,5 % от мощности трансформатора:

$$S_{ТСН} = 0,5\% \cdot S_{НТ.ГПП}, \quad (88)$$

где $S_{НТ.ГПП}$ – мощность силового трансформатора, кВА.

$$S_{ТСН} = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА.}$$

Принимаем трансформатор собственных нужд типа ТМГ-100/10.

Трансформатор собственных нужд подключаем к обмотке низкого напряжения силовых трансформаторов ГПП через предохранители ПКТ101-10-6,3-31,5 УЗ.

Выводы по разделу 2

Определена расчетная нагрузка цехов предприятия и всего предприятия в целом. Для освещения цехов предприятия применяются светодиодные светильники HB LED 150 D40 5000K, мощностью 144 Вт; в офисных помещениях применяются светодиодные светильники ARS/R UNI LED 595, мощностью 31 Вт, производства компании ООО «МГК «Световые Технологии». Для компенсации реактивной мощности выбраны компенсирующие устройства УKM-58. Выбраны силовые трансформаторы цеховых ТП, для ряда цехов приняты НРП.

Выбраны силовые трансформаторы ГПП. Проведен технико-экономический расчет вариантов внешнего электроснабжения на напряжения 110 кВ и 35 кВ. Данные варианты отличаются всего на 4,93%, поэтому предпочтение отдано варианту с более высоким классом напряжения, таким образом, электроснабжение предприятия выполняется на напряжении 110 кВ. Даны характеристики трансформаторов ГПП ТДН-16000/110. Рассчитана система распределения завода - выбраны кабельные линии 0,4 кВ и 10 кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбрано современное оборудование 110 кВ на ГПП предприятия – элегазовые выключатели ВГТ-110-40/2500 УХЛ1, разъединители РГН-110/1250 У1, трансформаторы тока ТГФ-110-||-100/5-У1-0,5/10Р. Для защиты электрооборудования ГПП от перенапряжений установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/77, в нейтраль силового трансформатора установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/56 и ЗОН-35У-1У1. РУ НН ГПП принято комплектное из ячеек К-129 «Оптима» для внутренней установки. Шкаф К-129 «Оптима» укомплектован следующим оборудованием: вакуумными выключателями VD4, встроенные разъединители втычного типа, сборные шины и трансформаторы тока ТЛК-10. Даны характеристики КРУ, выключателей. Для питания собственных нужд ГПП приняты два трансформатора ТМГ-100/10.

3 Экономика и экология

3.1 Расчёт стоимости реализации проекта

Суммарные капиталовложения на сооружение системы электроснабжения электронного завода состоят из капиталовложений в оборудование, оплаты проектных работ, затрат на монтаж и наладку электрооборудования. На данном этапе стоимость строительства определяется согласно СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ [18]. В данном сборнике стоимости приведены в базисной стоимости в ценах 2000 года.

Например, для ячейки силового трансформатора с силовым трансформаторов ТДН-16000/110/10 У1 стоимость в базисных ценах 2000 г. всех данных ячеек на предприятии равна

$$C_{\text{яч.тр}\Sigma} = C_{\text{яч.тр}} \cdot n_{\text{яч.тр}}; \quad (89)$$

где $C_{\text{яч.тр}}$ – стоимость одной ячейки трансформаторов в ценах 2000 года, руб.;

$n_{\text{яч.тр}}$ – количество ячеек трансформаторов на предприятии;

$$C_{\text{яч.тр}\Sigma} = 7030 \cdot 2 = 14060 \text{ руб.}$$

Для того, чтобы получить полную стоимость сооружения СЭС к полученной стоимости электрооборудования необходимо добавить следующие затраты [18]:

2% - затраты на благоустройство территории, сооружение временных зданий и сооружений;

11% - затраты на ПИР и авторский надзор;

8% - затраты на ОПУ: автоматизацию, управление и связь, с.н. и систему оперативного постоянного тока;

15% - затраты на подготовку территории, возведение зданий и ограждений: срезка растительного слоя, подсыпка и выравнивание площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализация, маслоуловители, ограждение, ОПУ и прочие сооружения.

2% - затраты на содержание Дирекции строительства;

5% - непредвиденные расходы.

Таким образом, рассчитанную выше стоимость необходимо умножить на коэффициент, равный

$$k_{\text{доп}} = 1 + 0,02 + 0,11 + 0,08 + 0,15 + 0,02 + 0,05 = 1,43,$$

Для приведения базисных цен к ценам 2 квартала 2021 года необходимо применять индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, который определяется в Письме Минстроя РФ от 02.08.2021 № 31891-ИФ/09. Для системы электроснабжения данный коэффициент в Красноярском крае составляет $k_{\text{изм}} = 5,48$ [6].

Также необходимо учитывать то, что стоимости, представленные в [18] не включают НДС. Поэтому при определении текущих цен необходимо учитывать НДС. Он учитывается при помощи коэффициента $k_{\text{НДС}} = 1,20$.

Таким образом, для ячеек силового трансформатора с силовым трансформаторов ТДН-16000/110/10 У1 стоимость в ценах ценам 2-го квартала 2021 года определяется по выражению

$$C_{\text{яч.тр}\Sigma.2019} = C_{\text{яч.тр}\Sigma} \cdot k_{\text{доп}} \cdot k_{\text{изм}} \cdot k_{\text{НДС}}; \quad (90)$$

$$C_{\text{яч.тр}\Sigma.2019} = 14060 \cdot 1,43 \cdot 5,48 \cdot 1,20 = 132216 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично выполняются расчеты для остального оборудования. Расчет капиталовложений на сооружение системы электроснабжения электронного завода сведен в таблицу 16.

Для некоторого оборудования, такого как ячейки КРУ-10 кВ К-129 «Оптима» с вакуумными выключателями VD4 стоимость оборудования принимается по каталогам [19]. Данное оборудование также представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сводная таблица по расчету капиталовложений на сооружение системы электроснабжения электронного завода [18, 19]

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы в базисных ценах 2000 г., тыс. руб.	к _{доп}	к _{изм}	к _{ндс}	Суммарная стоимость в текущих ценах, тыс. руб.
Ячейка силового трансформатора с силовым трансформаторов ТДН-16000/110/10 У1	шт.	2	7030	1,43	5,48	1,20	132215,7
Ячейка трехфазного выключателя РУ 110 кВ с выключателем ВГТ-110-40/2500 У1	шт.	2	6300	1,43	5,48	1,20	118486,4
Цеховая ТП 2КТП-1600/10/0,4	компл.	1	3105,6	1,43	5,48	1,20	29207,8
Цеховая ТП 2КТП-1250/10/0,4	компл.	1	2574,5	1,43	5,48	1,20	24214,5
Цеховая ТП 2КТП-1000/10/0,4	компл.	2	2153,8	1,43	5,48	1,20	40511,1
Цеховая ТП 2КТП-630/10/0,4	компл.	4	597,8	1,43	5,48	1,20	22484,2
Цеховая ТП 2КТП-100/10/0,4	компл.	1	258,0	1,43	5,48	1,20	2426,1
Кабельные линии 10 кВ	км	1,62	2100	1,43	5,48	1,20	31991,3
Ячейки КРУ-10 кВ К-129 «Оптима» с вакуумными выключателями VD4	шт.	15	1800*				27000,0
Ячейки КРУ-10 кВ К-129 «Оптима» без выключателя	шт.	1	1000*				1000,0
Шкафы ПР8501	шт.	5	120*				600,0
ИТОГО							430137,1

* - данная стоимость представлена для единицы оборудования в текущих ценах.

Составление проектно-сметной документации можно принять в размере 1% от суммарных капиталовложений на сооружение системы электроснабжения электронного завода:

$$C_{\text{пр-см.}} = 0,01 \cdot K, \quad (91)$$
$$C_{\text{пр-см.}} = 0,01 \cdot 430137,1 = 4301,4 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения на сооружение системы электроснабжения электронного завода составляют:

$$\Sigma K = K + C_{\text{пр-см.}}; \quad (92)$$
$$\Sigma K = 430137,1 + 4301,4 = 434438,5 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет издержек на эксплуатацию системы электроснабжения.

Издержки на эксплуатацию системы электроснабжения электронного завода состоят из амортизационных отчислений, затрат на текущее обслуживание и ремонт и компенсацию потерь в электрических сетях:

$$И = И_{\text{ам}} + И_{\text{тоир}} + И_{\text{пот}}; \quad (93)$$

где $И_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, руб./год;

$И_{\text{тоир}}$ – затраты на текущий ремонт и обслуживание, руб./год;

$И_{\text{пот}}$ - компенсация потерь в электрических сетях, руб./год.

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$И_{\text{ам}} = \Sigma K \cdot \frac{\beta_{\text{ам}}}{100} \quad (94)$$

где ΣK – суммарные капиталовложения на сооружение системы электроснабжения электронного завода, руб.;

$\beta_{ам}$ – удельные амортизационные отчисления, $\beta_{ам} = 4,4 \%$;

$$I_{ам} = 434438,5 \cdot \frac{4,4}{100} = 19115,3 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на текущий ремонт и обслуживание электрооборудования системы электроснабжения электронного завода определяются по формуле:

$$I_{тоир} = \Sigma K \cdot \frac{\beta_{тоир}}{100} \quad (95)$$

где $\beta_{тоир}$ – норма на ТОиР электрооборудования на СЭС электронного завода, $\beta_{тоир} = 4,0 \%$;

$$I_{тоир} = 434438,5 \cdot \frac{4}{100} = 17377,5 \text{ тыс. руб./год.}$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot 12 \cdot K_M}{\tau} + \beta \right); \quad (96)$$

где $\alpha = 719,8$ руб. / кВт·ч - основная ставка тарифа [7];

$\beta = 0,6677$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии [7];

K_M – коэффициент, $K_M = \Delta P_{Э} / \Delta P_M$, для электронного завода $K_M = 0,85$ [13];

δ - поправочный коэффициент, для 10 кВ $\delta = 1,1$ [13]

$$C'_0 = 1,1 \cdot \left(\frac{719,8 \cdot 12 \cdot 0,85}{2470} + 0,6677 \right) = 4,0 \text{ руб/кВт·ч,}$$

Потери активной энергии в кабельных линиях за год определяются по

формуле:

$$\Delta A_{\text{к.л.}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{р.к.}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau), \quad (97)$$

где N – число линий в данной ветке.

так, например, для кабельной линии ГПП-ТП2

$$\Delta A_{\text{к.л.}} = 2 \cdot (3 \cdot 128^2 \cdot 0,3 \cdot 0,258 \cdot 2740) \cdot 10^{-3} = 20848 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = \Delta A_{\text{к.л.}} \cdot C'_0, \quad (98)$$

$$C_{\text{э}} = 20848 \cdot 4,0 = 83392 \text{ руб.} \approx 83,4 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично определяется стоимость потерь в остальных кабельных линиях. Суммарная стоимость потерь во всех кабельных линиях системы электроснабжения электронного завода составляет

$$I_{\text{пот}} = \Sigma C_{\text{э}i} = 751,0 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию системы электроснабжения электронного завода равны:

$$И = 19115,3 + 17377,5 + 751,0 = 37243,8 \text{ тыс. руб. / год.}$$

3.2 Экологические особенности проекта

Воздействие дорожно-строительной техники (ДСТ) на атмосферный воздух заключается в выбросе выхлопных газов, содержащих аэрозольные и газообразные компоненты неполного сгорания топлива: азота диоксид, азота

оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, керосин. Валовые выбросы ЗВ от передвижных источников выполнены для условий с максимальными выбросами. При разгрузке строительных материалов в атмосферу поступает пыль неорганическая (содержащая 70-20% двуокиси кремния). При производстве сварочных работ в атмосферу выделяются: оксид железа, соединения марганца, соединения фтора, оксид хрома. При производстве лакокрасочных работ в атмосферу выделяются: ксилол, уайт-спирит, взвешенные вещества.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от работы строительной техники на объекте носят нестационарный по величине выбрасываемых загрязняющих веществ и продолжительности характер, и будут оказывать кратковременное влияние на атмосферный воздух. В связи с чем, расчет приземных концентраций нецелесообразен.

В период эксплуатации ГПП предприятия и всей системы электроснабжения в целом выбросов загрязняющих веществ наблюдаться не будет.

Неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) с точки зрения рассеивания выбросов в атмосфере являются: штиль, туман, температурная инверсия. В таких условиях происходит накапливание примесей в нижних слоях атмосферы на уровне дыхания людей.

В целях уменьшения загрязнения воздушного бассейна вредными веществами, при производстве проектируемых работ рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- по возможности использовать в глушителях строительной техники каталитические нейтрализаторы, что позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ до 80-90%;

- обеспечение качественного технического обслуживания и контроля строительной техники, позволяющее снизить выбросы до 10%;

- для исключения загрязнения воздуха пылью, превышающего предельно допустимые нормы, необходимо проводить мероприятия по пылеподавлению и снижению пылимости путём полива водой.

Для охраны земельных ресурсов предусмотрены следующие мероприятия:

- При сборе, накоплении, обезвреживании, перевозке, погрузке, хранении отходов следует учитывать особенности и степень опасности каждого вида отходов.

- Для сбора, накопления и хранения каждого вида отходов должен быть выделен специальный участок, расположенный на территории предприятия.

- Места сбора, накопления и хранения отходов всех классов должны иметь соответствующие предупредительные надписи.

- Запрещается бросать и складировать отходы вне установленных мест их накопления и хранения.

Площадки сбора и временного хранения отходов, а также места размещения контейнеров и емкостей должны иметь искусственное водонепроницаемое и химически стойкое покрытие.

- Твердые бытовые отходы и строительный мусор вывозятся на специализированные полигоны.

- Строительные машины должны содержаться в полной механической исправности.

При аварийном проливе ГСМ на поверхность грунта необходимо загрязненный грунт удалить.

- Для сбора разовых проливов топлива необходимо использовать сорбирующие вещества (песок, щебень, опилки).

- Складирование строительных материалов, изделий и конструкций производится в пределах специально оборудованных площадок.

- В период свертывания строительных работ все строительные отходы необходимо вывезти.

- Запрещается сжигание и захоронение всех видов отходов.

Выводы по разделу 3

В экономической части рассчитана стоимость проекта. Стоимость строительно-монтажных работ по сооружению системы электроснабжения электронного завода составляет 430137,1 тыс. руб. Составление проектно-сметной документации можно принять в размере 1% от суммарных капиталовложений на сооружение системы электроснабжения электронного завода 4301,4 тыс. руб. Суммарные капиталовложения на сооружение системы электроснабжения электронного завода составляют 434438,5 тыс. руб.

Рассчитаны издержки на эксплуатацию системы электроснабжения электронного завода. Амортизационные отчисления составляют 19115,3 тыс. руб./год. Затраты на текущий ремонт и обслуживание электрооборудования системы электроснабжения электронного завода составляют 17377,5 тыс. руб./год. Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу составляют 751,0 тыс. руб. Издержки на эксплуатацию системы электроснабжения электронного завода равны 37243,8 тыс. руб. / год.

Рассмотрены экологические особенности проекта.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект системы электроснабжения электронного завода.

В данном разделе приведены общие сведения о предприятии. Приведена общая характеристика электронного завода. Приведено описание технологического процесса. Приведены цеха предприятия и даны их характеристики, представлен план размещения цехов предприятия. Согласно техническим условиям, выданным филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири данное предприятие будет необходимо подключить от ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок. ПС 110/35/10 кВ № 54 Академгородок служит для преобразования и распределения электрической энергии между потребителями Красноярского края. Проведен анализ деятельности электронного завода. Выполнен анализ объекта и выбрана схема электроснабжения. Приведены показатели суточного графика нагрузки рассматриваемого предприятия. Представлен суточный график активной мощности рассматриваемого электронного завода. Так как в цехах рассматриваемого электронного завода основную долю нагрузок занимают потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения, то ГПП предприятия принята двухтрансформаторной. Даны схемы ОРУ ВН и РУ 10 кВ ГПП предприятия. Приведены достоинства и недостатки данных схем.

Требования по качеству электроснабжения выполняются при обеспечении показателей качества электроэнергии, нормируемых ГОСТ 32144-2013.

Также рассмотрены нормативные документы, применяемые при проектировании системы электроснабжения электронного завода.

Определена расчетная нагрузка цехов предприятия и всего предприятия в целом. Для освещения цехов предприятия применяются светодиодные светильники HB LED 150 D40 5000K, мощностью 144 Вт; в

офисных помещениях применяются светодиодные светильники ARS/R UNI LED 595, мощностью 31 Вт, производства компании ООО «МГК «Световые Технологии». Для компенсации реактивной мощности выбраны компенсирующие устройства УKM-58. Выбраны силовые трансформаторы цеховых ТП, для ряда цехов приняты НРП.

Выбраны силовые трансформаторы ГПП. Проведен технико-экономический расчет вариантов внешнего электроснабжения на напряжения 110 кВ и 35 кВ. Данные варианты отличаются всего на 4,93%, поэтому предпочтение отдано варианту с более высоким классом напряжения, таким образом, электроснабжение предприятия выполняется на напряжении 110 кВ. Даны характеристики трансформаторов ГПП ТДН-16000/110, элементов ВЛ 110 кВ – опор ПБ-110-6, проводов АС-70/11, тросов ТК-70, изоляторов ЛК-70/110-А-2. Рассчитана система распределения завода - выбраны кабельные линии 0,4 кВ и 10 кВ. Приведен план прокладки кабельных линий по территории предприятия. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбрано современное оборудование 110 кВ на ГПП предприятия – элегазовые выключатели ВГТ-110-40/2500 УХЛ1, разъединители РГН-110/1250 У1, трансформаторы тока ТГФ-110-||-100/5-У1-0,5/10Р. Для защиты электрооборудования ГПП от перенапряжений установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/77, в нейтраль силового трансформатора установлен ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/56 и ЗОН-35У-1У1. Распределительное устройство низкого напряжения главной понизительной подстанции принято комплектное из ячеек К-129 «Оптима» для внутренней установки. Шкаф К-129 «Оптима» укомплектован следующим оборудованием: вакуумными выключателями, производства фирмы АВВ VD4, встроенные разъединители втычного типа, сборные шины и трансформаторы тока ТЛК-10. Даны характеристики КРУ, выключателей. Для питания собственных нужд ГПП приняты два трансформатора ТМГ-100/10.

В экономической части рассчитана стоимость проекта. Стоимость

строительно-монтажных работ по сооружению системы электроснабжения электронного завода составляет 430137,1 тыс. руб. Составление проектно-сметной документации можно принять в размере 1% от суммарных капиталовложений на сооружение системы электроснабжения электронного завода 4301,4 тыс. руб. Суммарные капиталовложения на сооружение системы электроснабжения электронного завода составляют 434438,5 тыс. руб.

Рассчитаны издержки на эксплуатацию системы электроснабжения электронного завода. Амортизационные отчисления составляют 19115,3 тыс. руб./год. Затраты на текущий ремонт и обслуживание электрооборудования системы электроснабжения электронного завода составляют 17377,5 тыс. руб./год. Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу составляют 751,0 тыс. руб. Издержки на эксплуатацию системы электроснабжения электронного завода равны 37243,8 тыс. руб. / год.

Рассмотрены экологические особенности проекта.

Список используемых источников

1. Афонин, В. В. Электрические станции и подстанции. Часть 2. [Текст]: Учебное пособие в 3-х частях / В.В. Афонин, К.А. Набатов. — Тамбов: ТГТУ, 2017. – 96 с.
2. Гайсаров Р.В., Коржов А.В., Лежнева Л.А., Лисовская И.Т. Проектирование электрических станций и подстанций. Методические указания к курсовому проекту. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2015. – 46 с.
3. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин.-2-е изд.-Ростов н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2018.-720с.
4. ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока до 1 кВ»
5. Мазуркевич, В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2. [Текст]: Учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. / В.Н. Мазуркевич, И.И. Сергей, Л.В. Тетерина, В.А. Булат. – Минск : БНТУ, 2017. – 62 с.
6. Письмо Минстроя РФ от 02.08.2021 № 31891-ИФ/09.
7. Постановление РЭК Красноярского края от 31 декабря 2020 г. № 782 г. Красноярск «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Красноярского края на 2021 год»
8. Правила устройства электроустановок. Главгосэнергонадзор РФ. М.: ЗАО «Энергосервис», 2002. 607 с.
9. Приказ Министерства Энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»
10. РТМ 36.18.32.4-92. Руководящие указания по расчету электрических нагрузок

11. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст]: учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 11-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2017. – 448 с.
12. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций.-Ульяновск: УлГТУ, 2016, 26 стр.
13. Сергей И.И. и др. Токоведущие части электростанций и подстанций. Методическое пособие для студентов специальностей «Электрические станции», «Электроснабжение» и «Электроэнергетические системы и сети». — Минск: БНТУ, 2017. — 82 с.
14. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, 2011. – 135с
15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. –М.: ЭНАС, 2017. – 376 с.
16. Старшинов, В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций. [Текст]: учебное пособие. / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козинава. — М.: МЭИ, 2015. – 296 с.
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ввод в действие с 20.12.2008. – М.: ФСК ЕЭС, 2007. – 132 с.
18. СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ
19. Стоимость электрического оборудования <http://www.etm.ru>
20. Технические характеристики светодиодных светильников HB LED 150 D40 5000K <https://www.ltcompany.com/ru/products/types/industrial-luminaires/more-than-12-meters/hb-led/hb-led-150-d40-5000k/>
21. Технические характеристики светодиодных светильников ARS/R UNI LED 595 4000K <https://www.ltcompany.com/ru/products/types/indoor-luminaires/recessed-luminaires/ars-r-uni-led/ars-r-uni-led-595-4000k/>

22. Технические характеристики силовых трансформаторов ТМГ
<http://metz.by/products/catalog/20.html>

23. Технические характеристики ячеек КРУ 10 кВ К-129 «Оптима»
moselectro.ru/upload/moselectroshield.pdf

24. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2016. – 352 с.

25. Чумбуридзе Д.С. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. – Владикавказ: СКГМИ (ГТУ). Изд-во «Терек», 2015. – 65с.

26. Control Design - Technology Report: I/O Terminal Blocks & Power Supplies 2018. Putman Media. — 22 p.

27. Kharchenko V., Vasant P. Renewable Energy and Power Supply Challenges for Rural Regions. Hershey, USA: IGI Global, 2019. — 459 p.

28. Kobayashi Haruo, Nabeshima Takashi. Handbook of Power Management Circuits. Pan Stanford, 2016. — 389 p.

29. Mazur D., Golebiowski M., Korkosz M. (eds.) Analysis and Simulation of Electrical and Computer Systems. New York: Springer, 2017. — 444 p.

30. Patin N. Power Electronics Applied to Industrial Systems and Transports, Volume 3: Switching Power Supplies. New York: ISTE Press Ltd, 2015. — 168 p.