

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПИ
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение завода по производству красителей

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Айдарбекова А.О. Эсн – 10-03
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Ефимова О.Н., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части: Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

[подпись] « 30 » мая 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: Санатова Т.С., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

[подпись] « 30 » мая 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

[подпись] « 2 » 06 2014 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Живаева О.П., ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

[подпись] « 2 » 06 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Куртов С.Ф.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

[подпись] « » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5B071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Айдарбекова Айдана Орынбасаровна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение завода по производству красителей

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Титание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлен два трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 115/10,5 кВ (подстанция трансформаторов раздельная). Мощность к.з. на подстанции ТПТ на стороне 115 кВ 1000 МВА. Расстояние от энергосистемы до завода 5 км. Завод работает в 3 смены.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Технологический процесс завода по производству красителей. 2. Расчет электрических нагрузок по заводу. 3. Выбор типа и мощности цепочек трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжении 0,4 кВ. 4. Выбор схемы внешнего электроснабжения. 5. Расчет токов короткого замыкания U > 1 кВ. 6. Комплексное обследование силовых трансформаторов. 7. Безопасность жизнедеятельности. 8. Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Генеральной план завода по производству красителей
2. Оконечная схема электроснабжения завода по производству красителей
3. План и разрез ТПС
4. Линейный силовых трансформаторов
5. Программный комплекс "Диагностика+".

Рекомендуемая основная литература:

1. В. И. Косинцев, А. И. Михайленко, Н. С. Крашенинников, В. М. Мухомов, В. И. Сутягин. Основы проектирования химических производств. Учебник для вузов под ред. А. И. Михайленко. М.: ИСХИ Академизм, 2010. - 571 с.
2. Ю. Т. Бародан, Л. Е. Федоров. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 465 с.
3. Методы устройства электроустановок - 648 с.
4. Контроль состояния (диагностика) цепных силовых трансформаторов: научное издание / Б. А. Железов. - М.: ИЦ НАС, 2002. - 216 с. : ил.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

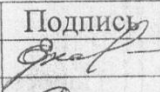
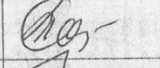
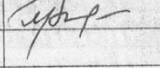
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основной	Ефимова О.Н.	2.03-2.06.14	
Безопасность жизнедеятельности	Санатова Т.С.	01.04-30.05.14	
Экономический	Валиева Л.Ш.	12.03-30.05.14	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Технологический процесс цехов по заводу	1.03 - 5.03.14	Выполнено
2.	Расчет электрических нагрузок по заводу	10.03 - 20.03.14	Выполнено
3.	Конденсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	30.03 - 10.04.14	Выполнено
4.	Выбор схемы внешнего электроснабжения	12.04 - 20.04.14	Выполнено
5.	Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания U > 1 кВ	23.04 - 03.05.14	Выполнено
6.	Комплексное обследование силовых трансформаторов	6.05 - 20.05.14	Выполнено
7.	Безопасность жизнедеятельности	01.04 - 30.05.14	Выполнено
8.	Экономическая часть	12.03 - 30.05.14	Выполнено
9.	Техническая часть	02.05 - 30.05.14	Выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ Бакенов К.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Ефимова О.Н.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Айдарбекова А.О.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бітіру жұмысы «Бояғыштарды өндіретін зауытты электрмен жабдықтау» тақырыбы бойынша орындалған. Жұмыста келесі сұрақтар қарастырылған: зауыттың әрбір цехтың технологиялық процессі, электрлік жүктемелерді есептеу, қоректендіретін электр жабдықтарды таңдау және тексеру, қысқа тұйықталу тоғын есептеу, ұтымды электрмен жабдықтау жүйесін таңдау, күш трансформаторлардың диагностикасы, ұтымды нұсқаның инвестициясының қаржы-экономиялық тиімділігін есептеу, акустикалық есептеу және шу әсерінің персоналды қолдау шараларын қабылдау, төмен кернеулі жабдықтардың нөлдеуін есептеу.

Аннотация

Дипломная работа выполнена на тему «Электроснабжение завода по производству красителей». В работе рассмотрены следующие вопросы: технологический процесс каждого цеха в заводе, расчет электрических нагрузок, выбор и проверка питающих силовых оборудования, расчет токов короткого замыкания, выбор оптимальной системы электроснабжения, диагностика силовых трансформаторов, расчет финансово-экономической эффективности инвестиций для более оптимального варианта, акустический расчет и меры защиты персонала от воздействия шума, расчет зануления низковольтного оборудования.

Annotation

Diploma work was performed on the theme «Power supply of plant on production of dyes». In this paper was considered next questions: technological process of each workshop in plant, account of electrical capacities, choice and check of the feeding power equipment, calculation of fault currents, selection of the optimal electric supply system, diagnostics of power transformers, calculation of financial and economic efficiency of investments for a more optimal variant, acoustic calculation and measures to protect personnel from exposure to noise, calculation of neutral earthing of low-voltage equipment.

Содержание

Список сокращений	7
Введение	8
1 Анализ исходных данных	11
1.1 Технологический процесс	11
1.2 Исходные данные	13
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Расчет осветительных нагрузок	14
2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу	14
2.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	14
2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ	16
3 Выбор схемы внешнего электроснабжения	20
4 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1$ кВ	32
4.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП	32
4.2 Выбор оборудования на 10 кВ	35
5 Комплексное обследование силовых трансформаторов	53
5.1 Обзор существующих методов диагностики силовых трансформаторов	53
5.2 Технология тепловизионного контроля в диагностике силовых трансформаторов	55
6 Безопасность жизнедеятельности	69
6.1 Анализ условий труда механического цеха	69
6.2 Акустический расчет и меры защиты от воздействия шума на персонал	71
6.3 Разработка зануления низковольтного оборудования	76
7 Экономическая часть	82
7.1 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения завода по производству красителей	82
7.2 Расчет приведенных затрат для I варианта	83
7.3 Расчет приведенных затрат для II варианта	85
7.4 Расчет финансово-экономической эффективности инвестиций	89
Заключение	91
Список литературы	92
Приложение А. Расчет нагрузок по цехам	94

Список сокращений

ВЛ	-	воздушная линия
ВН	-	высокое напряжение
ГПП	-	главная понизительная подстанция
КЗ	-	короткое замыкание
КЛ	-	кабельная линия
КУ	-	компенсирующее устройство
ЛЭП	-	линия электропередачи
НН	-	низкое напряжение
СД	-	синхронный двигатель
СН	-	среднее напряжение
ТН	-	трансформатор напряжения
ТП	-	трансформаторная подстанция
ТТ	-	трансформатор тока
ЦТ	-	цеховой трансформатор
ЦТП	-	цеховая трансформаторная подстанция
ЭП	-	электроприемник

Введение

Система электроснабжения - совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, осветительные установки и другие промышленные приёмники электроэнергии.

Одним из важнейших факторов, дающих шанс на выживаемость промышленным предприятиям, являются правильно спроектированные системы внутреннего и внешнего электроснабжения.

Система электроснабжения должна удовлетворять требованиям экономичности и надёжности, безопасности и удобства эксплуатации, возможности индустриального выполнения строительного-монтажных работ. Не допустимы перерывы в электроснабжении, которые могут нанести ущерб, привести к авариям, связанным с человеческими жертвами и выходом из строя дорогостоящего оборудования. Система электроснабжения должна быть гибкой, допускать рост мощности предприятий при изменении производственных условий.

Целью работы является оптимизированное бесперебойное электроснабжение данного завода и его потребителей электроэнергией с минимальными затратами и потерями.

Задачи дипломной работы:

- а) рассмотреть технологический процесс каждого цеха по заводу;
- б) рассчитать осветительные и силовые нагрузки по цехам, а после и общей нагрузки на 0,4 кВ и 10 кВ;
- в) выбрать количество цеховых трансформаторов на 0,4 кВ и компенсирующие устройства реактивной мощности;
- г) сравнить два варианта системы внешнего электроснабжения завода и впоследствии выбрать наиболее оптимальный;
- д) рассчитать токи короткого замыкания и выбрать оборудование напряжением выше 1кВ;
- е) рассмотреть методы диагностирования силовых трансформаторов, более углубленно тепловизионное обследование;
- ж) произвести расчет финансово-экономической эффективности инвестиций для более оптимального варианта СЭС;
- и) произвести расчет зануления низковольтного оборудования, а также акустический расчет и принять меры защиты персонала от воздействия шума.

На пути к цивилизованной рыночной экономике решающими факторами, влияющими на выживаемость промышленных предприятий,

становятся эффективностью и надежностью оборудования, безопасность производства, квалифицированный персонал.

Если эти факторы не присутствуют, то это приводит к частичному или полному закрытию в первую очередь нерентабельных производств и промышленных предприятий с неэкономичными старыми технологиями.

Постоянно растущий спрос на химические компоненты и продукты стимулируют рост химической промышленности. Химических заводов становится все больше, растут мощности и разрабатываются новые процессы. В связи с этими новшествами проектируется система электроснабжения для завода по производству красителей.

С каждым годом появляются новые разработки различных электротехнических оборудования. С новым производством они совершенствуются, обладая самыми лучшими свойствами получения, передачи, распределения энергии и других возможностей в области энергетики. С целью оптимизации и при том не искажая качества электроэнергии очень важно выбрать новые оборудования.

В настоящее время все больше внимания уделяется периодическому контролю электрооборудования. Это вызвано тем, что произошел переход от планового -предупредительного ремонта к ремонтам по техническому состоянию. Такой контроль оборудования стал актуален, т.к. большое количество парка (около 60-80%) изношено и эксплуатируется с превышением установленного ресурса. Поэтому, как никогда становится необходимым обеспечить безопасную эксплуатацию основных элементов электротехнических комплексов, таких, как например, силовые и измерительные трансформаторы.

Широкое применение системы переменного тока стало возможно только после изобретения трансформатора. Благодаря его наличию появилась возможность производить электроэнергию при напряжении, удобном для ее генерирования, передавать ее с напряжением, соответствующим минимальным потерям, и потреблять при напряжении, рассчитанном на параметры ЭП. Трансформатор не только изменяет напряжение до уровня, удобного для всех звеньев электрической цепи, но и связывает их в единую энергетическую систему. Поэтому без преувеличения можно сказать, что силовые трансформаторы являются очень важной и неотъемлемой частью любой энергосистемы и их значимость сложно переоценить.

Надлежащее техническое обслуживание, и своевременный ремонт способны существенно продлить срок службы промышленного оборудования. А также сократить затраты на его содержание (например, за счет снижения расходов на устранение последствий внеплановых остановок), повысить общую надежность работы предприятия и т.д.

Для крупных предприятий, особенно использующих сложное и дорогое оборудование, вопросы технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) играют крайне важную роль. Затраты таких предприятий на ТОиР могут составлять более половины общих расходов на производство продукции.

Поэтому всё более актуальной становится проблема совершенствования существующей системы ТОиР, а также внедрения новых систем эффективного технического обслуживания находящегося в эксплуатации оборудования, которые включают в себя комплекс работ, направленных на оперативную оценку технического состояния и поддержание его в исправном состоянии с использованием современных средств диагностики. Использование комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов позволяет объективно оценить текущее техническое состояние всех систем трансформатора, минимизировать затраты, связанные с выходом из строя трансформаторов, за счет своевременного обнаружения возникающих дефектов в процессе эксплуатации, а также осуществить переход от системы планово-предупредительных ремонтов (ППР) к системе обслуживания «по состоянию».

1 Анализ исходных данных

1.1 Технологический процесс

Производственные процессы в химической промышленности характеризуются большим разнообразием выпускаемой продукции и, как правило, большой сложностью. Общая, характерная черта всех этих процессов состоит в том, что для превращения исходного сырья или полупродукта в целевой конечный продукт необходимо сравнительно большое число функционально различных ступеней переработки. Для целенаправленного протекания этих процессов в отдельных ступенях необходимы различные виды энергии, вспомогательных веществ и информации. Процессы химической технологии отличаются большим ассортиментом продуктов, которые можно получить из одного и того же сырья, большим разнообразием путей, которыми можно получить один и тот же продукт и динамикой обновления, как ассортимента, так и технологических процессов.

В заводе по производству красителей сырьем для их производства служат в основном различные жидкие продукты, подаваемые в цех по трубопроводам и частично твердые материалы, привозимые автомобильным и ж\д транспортом. Внутрицеховой транспорт осуществляется вдоль пролетов при помощи мостовых кранов грузоподъемностью 10 т, а между пролетами - рельсовыми тележками большой грузоподъемности. Технологический процесс в каждом цехе протекает в закрытых аппаратах. Сырье последовательно проходит различные стадии обработки, перемещаясь по трубам. Продукты обрабатываются путем подогревания, отгона паров, смешивания с различными реагентами и подвергаются в конце процесса выпариванию в вакуум-аппаратах. Готовая продукция в виде порошка расфасовывается в металлическую тару и отправляется потребителю.

В цехе красителей подготавливается сырье, а именно исходные вещества, используемые при производстве красителей. В цех полупродуктов попадают материалы, которые получены в результате промышленной переработки сырья на данном заводе и используются в качестве исходных материалов для производства какого-либо продукта. Например, продукт производства аммиак может выступать в качестве продукта потребления - удобрения, непосредственно вносимого в почву, так и полупродукта - сырья для производства азотной кислоты или карбамида.

В цехе холодильной установки охлаждаются или хранятся продукты и полупродукты, которые могут быть испорчены, терять или изменять свои химические свойства при не соблюдении определенной температуры. При охлаждении обеспечивается высокое качество хранимых и выпускаемых продуктов. При охлаждении обеспечивается высокое качество хранимых и выпускаемых продуктов. Современная компрессорная станция (КС) представляет собой сложное инженерное сооружение, обеспечивающее

основные технологические процессы по подготовке и транспорту различных газообразных веществ. Компрессоры- машины для подачи и сжатия газов, которые используются в циклах синтеза химических продуктов при высоком давлении.

Заводоуправление имеет ряд отделов. Важнейшими из них являются производственно-технический, плановый, главного механика, главного энергетика, труда и заработной платы, подготовки кадров, снабжения и финансовый. Также каждый отдел оснащен компьютерной техникой, каналами связи, антенными устройствами и т.д.

В механическом цехе происходят такие процессы, как дробление, измельчение обрабатываемых материалов. В участок механического цеха попадают обработанные химические вещества и проходят сортировку.

В кислородной станции установлены кислородные установки. Это устройства для производства кислорода посредством его отделения от других компонентов воздуха. В заводе кислород в больших объёмах используется как окислитель в химических реакциях при производстве красителей.

Электроцех включает специализированные по видам работ и обслуживаемому оборудованию участки. Он обеспечивает все виды работ по эксплуатации заводского электрооборудования, межцеховых электроустановок, электрических сетей и систем связи, автоматики, систем диспетчерского управления, электрооборудования заводского вычислительного центра, осуществляет оперативное управление и техническое руководство проведением профилактического и текущего ремонтов электрооборудования, крупных производственных установок и агрегатов. В состав электроцеха входят участки внешних электрических сетей, подстанций, внутреннего электроснабжения, контрольно-измерительных приборов, трансформаторно-масляное и аккумуляторное хозяйства, а также оперативно-диспетчерская служба.[1]

Столовая – помещение общественного питания для всех работников завода.

Склад химикатов и склад кислот соответственно предназначены для хранения этих веществ. В складе готовой продукции хранятся уже готовые продукты, то есть результат производства, имеющий целевое значение и заданные свойства, в связи с которыми он может служить предметом потребления. В данном случае это красители. В цех натриевой соли производят прямые красители, которые хранятся в виде натриевой соли и при добавлении некоторых электролитов обладают красящими свойствами.

В лаборатории установлены оборудования, приспособленные для различных опытов и испытаний при производстве новых красителей. Также в них проводятся такие процессы, как окисление, хлорирование, нитрование, гидратация, полимеризация, электролиз.

Все выше перечисленные цеха относятся в основном ко II категории надежности, кроме цеха холодильной установки, кислородной станции и лаборатории, которые относятся к I категории, а к III категории отнесем все

склады, заводоуправление и столовую. В итоге примем что завод относится ко II категории надежности.

1.2 Исходные данные

Завод получает питание от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 110/10 кВ (работа трансформаторов раздельная). Мощность к.з. на подстанции ГПП на стороне 110 кВ равна 1000 МВА. Расстояние от энергосистемы до завода составляет 5 км. Завод работает в три смены.

Сведения об электрических нагрузках по цехам завода приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки по цехам

Наименование	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность, кВт		Коэффициенты	
		Одного ЭП, P _н	ΣP _н	K _и	cosφ
Цех красителей №1	240	1-70	5000	0,4	0,75
Цех полупродуктов №1	70	1-35	220	0,3	0,8
Холодильная установка: а) 0,4кВ:	18	1-30	800	0,6	0,8
б) СД 10 кВ	4	2000	8000	0,7-0,8	
Заводоуправление	20	1-20	250	0,4	0,7
Механический цех	45	1-50	650	0,3	0,6
Участок механ. цеха	38	7-50	550	0,3	0,6
Компрессорная станция: а)0,4кВ:	30	1-35	600	0,6	0,7
б) СД 10 кВ	4	1600	6400	0,7-0,8	0,8-0,9
Кислородная станция	26	2-20	240	0,6	0,8
Электроцех	35	1-24	480	0,3	0,7
Столовая	30	1-14	350	0,4	0,9
Цех полупродуктов №2	52	3-35	1300	0,3	0,8
Цех красителей №2	43	5-75	1600	0,4	0,75
Холодильная установка №2	14	40-90	1000	0,6	0,8
Склад готовой продукции	10	5-20	90	0,2	0,5
Лаборатория	12	1-28	80	0,4	0,7
Цех натриевой соли	22	5-45	670	0,45	0,75
Склад химикатов	7	10	70	0,3	0,8
Склад кислот	20	10-20	80	0,3	0,7

Освещение цехов и территории определить по площади.

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки завода производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса. По данному методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формулам:

$$P_{po} = K_{co} \times P_{yo}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = \text{tg}\varphi_o \times P_{po}, \text{ кВАр}, \quad (2.2)$$

где K_{co} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$\text{tg}\varphi_o$ - коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos\varphi$;

P_{yo} – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола известной производственной площади:

$$P_{yo} = \rho_o \times F, \text{ кВт}, \quad (2.3)$$

где F – площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, м^2 ;

ρ_o – удельная расчетная мощность, $\text{ кВт}/\text{ м}^2$.

Все расчетные данные заносятся в таблицу А.1. Приложение А.

2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам предприятия производим также методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу А 2. Приложение А.

2.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом

следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Расчетные данные выбрать из таблицы А 2.

Завод относится ко II категории потребителей, предприятие работает в 3 смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр} = 0,8$. Принимаем трансформатор мощностью $S_{нт} = 1000$ кВА.

Минимальное число трансформаторов, которое нужно для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, для каждой технологически концентрированной группы ЦТ одинаковой мощности находится по формуле:

$$N_{т\ min} = \frac{P_{р0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N = \frac{7130,16}{0,8 \cdot 1000} + 0,087 = 9,$$

где $P_{р0,4}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора;

ΔN – округление до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов $N_{т,э}$ определяется по формуле:

$$N_{т,э} = N_{\min} + m, \quad (2.4)$$

где m – дополнительное число трансформаторов,

$N_{т,э}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z^*_{п/ст}$. [2]

$Z^*_{п/ст} = 0,5$, $K_{зтр} = 0,8$, $N_{\min} = 8,913$; $\Delta N = 0,087$.

Тогда из справочника [2] по кривым определяем m . В данном случае $m = 0$, значит $N_{т,э}$ принимаем как 9 трансформаторов.

Учитывая полученное число трансформаторов можно определить наибольшую реактивную мощность Q_1 , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ,:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тэ} \times S_{нт} \times K_3)^2 - P_{р0,4}^2} = \sqrt{(9 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 7130,16^2} = 1000,4 \text{ квар.}$$

Составим схему замещения для низковольтной нагрузки, показанный на рисунке 2.1.

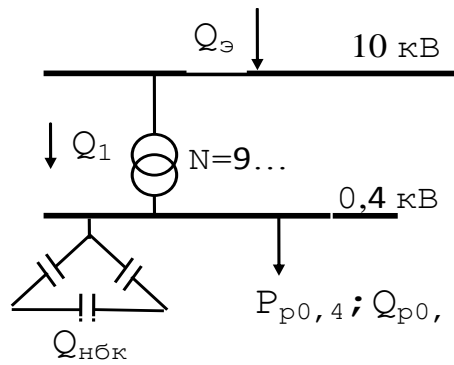


Рисунок 2.1- Схема замещения

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{нбк1}$:

$$Q_{нбк1} + Q_1 = Q_{p0,4}, \quad (2.5)$$

$$Q_{нбк1} = Q_{p0,4} - Q_1 = 5280,65 - 1000,4 = 4280,25 \text{ кВАр.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{нбк\text{ тп}} = \frac{Q_{нбк}}{N_{тз}} = \frac{4280,25}{9} = 475,58 \approx 450 \text{ кВАр.}$$

Выбираем тип батареи конденсаторов УКМ 58 - 0,4 - 450 - 25 (1×450).

На основании вышеприведенных расчетов составляется таблица 2.1, в которой отражено распределение низковольтной нагрузки по ЦТП.

2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ

Определение потерь мощности в ЦТП.

Выбираем сухие с литой изоляцией трансформаторы серии ТСЛ(3)-1000. Паспортные данные приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.1 – Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ Тп S _{нт} ,кВА Q _{нбк}	№ цехов	P _{p0,4} , кВт	Q _{p0,4} ,кВАр	S _{p0,4} , кВА	Kз
1	2	3	4	5	6
ТП1 (2x1000)	1	2249,6	1826,7		
ТП2(1x1000)	2	168,5	83,46		
∑S _{нтр} =3000 кВА		2418,1	1910,16		
Q _{нбк}			-3*450		
Итого		2418,1	560,16	2482,13	0,83

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	
ТПЗ (2x1000) ТП4 (2x1000)	3	564,86	363,9			
	5	216,77	221,15			
	6	398,6	367,2			
	7	166,78	108			
	10	475,13	303,5			
	11	754,12	573,88			
	15	371,26	267,57			
	16	40,1	17,32			
	17	35,33	24,48			
			3022,95	2247		
				-4*450		
$\Sigma S_{\text{нтр}} = 4000$ кВА QHбк	Освещ.тер	157,2	68,48			
Итого		3180,15	515,48	3221,66	0,81	
ТП5 (2x1000)	4	151,24	116,64			
	5a	193,13	188,5			
	8	182,6	150,2			
	9	179,56	74			
	12	727,8	453,8			
	13	41	34,3			
	14	56,58	37,57			
$\Sigma S_{\text{нтр}} = 2000$ кВА QHбк		1531,91	1055,01			
			-2*450			
Итого		1531,91	155,01	1539,73	0,77	

Таблица 2.2- Паспортные данные трансформатора ТСЛ(3)-1000.

Тип трансформатора	$S_{\text{н}}$, кВА	U, кВ		I_{xx} , %	Потери, кВт		$U_{\text{к}}$, %
		ВН	СН		ΔP_{xx}	$\Delta P_{\text{кз}}$	
ТСЛ(3)-1000	1000	10	0,4	0,6	1,8	9,8	6

Расчет суммарных потерь активной и реактивной мощностей для каждой ТП производится по следующим формулам:

$$\Sigma \Delta P_{\text{T}} = N \times (\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \times K_3^2), \text{ кВт}, \quad (2.6)$$

$$\Sigma \Delta Q_{\text{T}} = N \times \left(\frac{I_{\text{xx}} \times S_{\text{н}}}{100} + \frac{U_{\text{кз}} \times S_{\text{н}} \times K_3^2}{100} \right), \text{ кВАр}. \quad (2.7)$$

По формулам (2.6) и (2.7) выполним расчеты:
для ТП1 и ТП2 с $K_3 = 0,83$ и $N = 3$:

$$\Sigma \Delta P_{\text{T}1,2} = 3 \times (1,8 + 9,8 \times 0,83^2) = 25,654 \text{ кВт},$$

$$\Sigma \Delta Q_{\tau_{1,2}} = 3 \times \left(\frac{0,6 \times 1000}{100} + \frac{6 \times 1000 \times 0,83^2}{100} \right) = 142 \text{ кВАр.}$$

для ТП3 и ТП4 с $K_3 = 0,81$ и $N = 4$:

$$\Sigma \Delta P_{\tau_{3,4}} = 4 \times (1,8 + 9,8 \times 0,81^2) = 32,92 \text{ кВт},$$

$$\Sigma \Delta Q_{\tau_{3,4}} = 4 \times \left(\frac{0,6 \times 1000}{100} + \frac{6 \times 1000 \times 0,81^2}{100} \right) = 181,464 \text{ кВАр.}$$

для ТП5 с $K_3 = 0,77$ и $N = 2$:

$$\Sigma \Delta P_{\tau_5} = 2 \times (1,8 + 9,8 \times 0,77^2) = 15,22 \text{ кВт},$$

$$\Sigma \Delta Q_{\tau_5} = 2 \times \left(\frac{0,6 \times 1000}{100} + \frac{6 \times 1000 \times 0,77^2}{100} \right) = 83,15 \text{ кВАр.}$$

Суммарные потери во всех трансформаторах:

$$\Sigma \Delta P_{\tau} = \Sigma \Delta P_{\tau_{1,2}} + \Sigma \Delta P_{\tau_{3,4}} + \Sigma \Delta P_{\tau_5} = 73,794 \text{ кВт},$$

$$\Sigma \Delta Q_{\tau} = \Sigma \Delta Q_{\tau_{1,2}} + \Sigma \Delta Q_{\tau_{3,4}} + \Sigma \Delta Q_{\tau_5} = 406,614 \text{ кВАр.}$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей на 10 кВ производим по формулам:

$$P_{\text{рСД}} = P_{\text{нСД}} \times N_{\text{СД}} \times K_3, \text{ кВт}, \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{рСД}} = P_{\text{рСД}} \times \text{tg } \varphi, \text{ кВАр.} \quad (2.9)$$

Для холодильной установки при коэффициенте загрузки $K_3 = 0,85$ расчетные мощности будут равны:

$$P_{\text{рСД1}} = 2000 \times 4 \times 0,85 = 6800 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{рСД1}} = 6800 \times 0,484 = 3291,2 \text{ кВАр.}$$

Выбираем тип СД: СДНЗ-2-17-71-8.

Для компрессорной станции с учетом коэффициента загрузки $K_3 = 0,85$ расчетные мощности будут равны:

$$P_{p\text{сд}2} = 1600 \times 4 \times 0,85 = 5440 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\text{сд}2} = 5440 \times 0,484 = 2632,96 \text{ кВАр}.$$

Выбираем тип СД: СДНЗ-2-17-56-8.

Произведем расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП.

Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

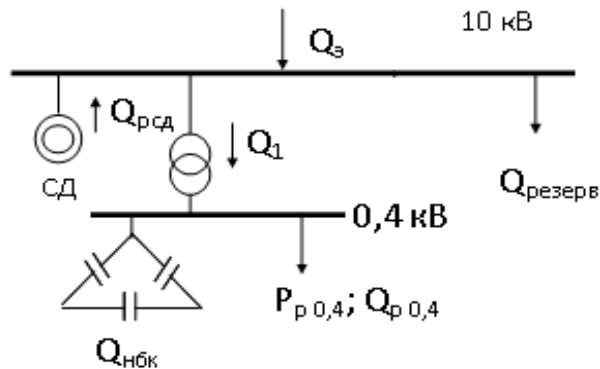


Рисунок 2.2- Схема замещения

Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно $Q_{ВБК}$:

$$Q_{ВБК} = Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_{тр} + Q_{рез} - Q_{э} - Q_{НБК} - \sum Q_{сд}, \quad (2.10)$$

$$Q_{э} = 0,23 - 0,25 \times \sum P_p = 0,24 \times (P_{p0,4} + \Delta P_{тр} + P_{сд}) =$$

$$= 0,24 \times (7130,16 + 73,8 + 6800 + 5440) = 4666,55 \text{ кВАр},$$

$$Q_{рез} = 10 - 15\% (Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_{ртп}) = 0,12 \times (5280,65 + 406,614) =$$

$$= 682,47 \text{ кВАр},$$

$$Q_{ВБК} = Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_{трп} + Q_{рез} - Q_{э} - Q_{НБК} + Q_{сд1} - Q_{сд2} =$$

$$= 5280,65 + 142 + 181,464 + 83,15 + 682,47 -$$

$$- 4665,53 - 4050 + 3291,2 - 2632,96 = -1688,58 \text{ кВАр}.$$

По полученному результату можно сделать вывод о том, что установка высоковольтных батарей не требуется. [3]

Расчет силовой нагрузки по заводу, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, расчетные мощности СД, приведены в таблице А3. Приложение А.

3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Для выбора оптимальной схемы внешнего электроснабжения выполним технико-экономическое сравнение двух вариантов электроснабжения завода:

I вариант – ЛЭП 110 кВ;

II вариант – ЛЭП 10 кВ.

Составим схему замещения для I варианта, показанную на рисунке 3.1.

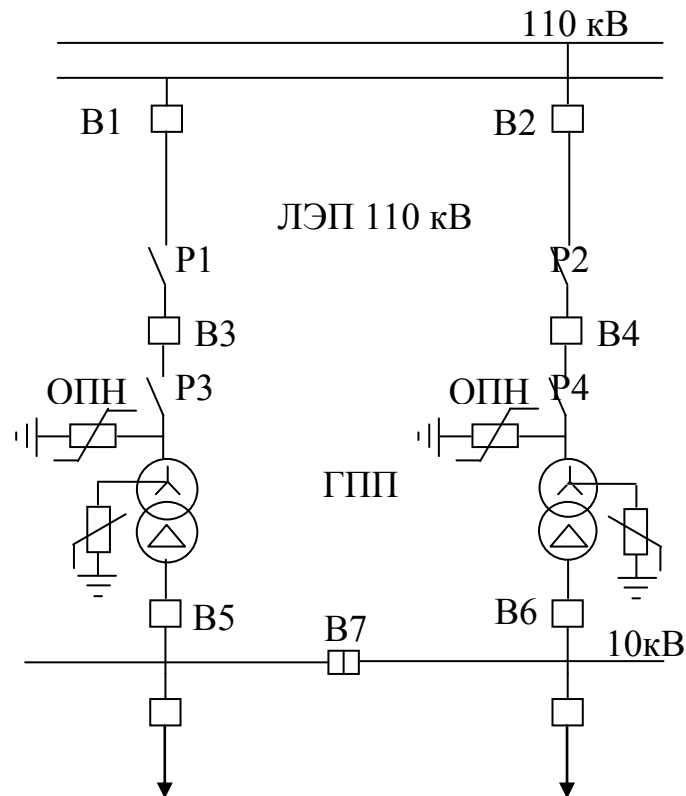


Рисунок 3.1 - Схема электроснабжения от ЛЭП 110 кВ

Для выбора трансформатора ГПП производят расчет по формуле:

$$S_{p\text{гпп}} = \sqrt{P_p^2 + Q_9^2} = \sqrt{18966,5^2 + 4666,55^2} = 19532,15 \text{ кВА.}$$

Коэффициент загрузки для двух трансформаторов мощностью по 16000 кВА будет равен:

$$K_3 = \frac{S_{p\text{гпп}}}{2 \times S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{19532,15}{2 \cdot 16000} = 0,61.$$

Выбирают силовой двухобмоточный трансформатор ТДН-16000/110 с РПН. Паспортные данные приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Паспортные данные трансформатора ТДН-16000/110 с РПН.

Тип трансформатора	S _н , кВА	U, кВ		I _{xx} , %	Потери, кВт		U _к , %
		ВН	СН		ΔP _{xx}	ΔP _{кз}	
ТДН-16000/110 с РПН	16000	115	11 (6,6)	0,4	13	85	10,5

Определим потери мощности и электроэнергии в трансформаторах ГПП по формулам:

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2 \times (\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \times K_3^2) = 2 \times (13 + 85 \times 0,61^2) = 87,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{т гпп}} = 2 \times \left(\frac{I_x \times S_n}{100} + \frac{U_k \times S_n \times K_3^2}{100} \right) = 2 \times \left(\frac{0,4 \times 16000}{100} + \frac{10,5 \times 16000 \times 0,61^2}{100} \right) = 668,8 \text{ кВар},$$

$$\Delta W_{\text{тр гпп}} = 2 \times (\Delta P_{\text{xx}} \times T_{\text{вкл}} + \tau \times \Delta P_{\text{кз}} \times K_3^2) = 2 \times (13 \times 6000 + 3416,4 \times 85 \times 0,61^2) = 365083,68 \text{ кВт*ч},$$

где T_{вкл} – число часов включения, для трехсменной работы T_{вкл} = 6000 ч;
τ – число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right) \times 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right) \times 8760 = 3416,4 \text{ ч},$$

где для работы в 3 смены T_м = 4500-6000 ч – число часов использования максимума.[4]

Для выбора сечения провода ЛЭП 110 кВ определим мощность проходящую по ним и расчетный ток по следующим формулам:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{\text{тр гпп}})^2 + Q_9^2} = \sqrt{(16480,2 + 87,2)^2 + 4666,55^2} = 17212,07 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{рлэп}} = \frac{S_{\text{лэп}}}{2 \times \sqrt{3} \times U} = \frac{17212,07}{2 \times \sqrt{3} \times 115} = 43,207 \text{ А}.$$

Сечение по экономической плотности тока ($j_э$) определяют по формуле:

$$F_э = \frac{I_p}{j_э} = \frac{43,207}{1,1} = 39,28 \text{ мм}^2,$$

где $j_э=1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий.

Так как для ВЛ 110 кВ минимальное сечение 70 мм^2 , то принимается провод марки АС-70, допустимый ток которого равен $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$. Проверка:

1) на нагрев рабочим током:

$$I_{\text{доп.пров.}} > I_p,$$

$$265 \text{ А} > 43,207 \text{ А}.$$

2) по аварийному режиму:

$$1,3 \times I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{ав}},$$

$$1,3 \times 265 \text{ А} > 2 \times 43,207 \text{ А},$$

$$344,5 \text{ А} > 86,414 \text{ А}.$$

Окончательно принимаем провод марки АС-70/11.[5]

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{лэп110}} &= N \times 3 \times I_{\text{рлэп}}^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau = 2 \times 3 \times 43,207^2 \times 2,3 \times 10^{-3} \times 3416,4 = \\ &= 88014,86 \text{ кВт} \times \text{ч}, \end{aligned}$$

где $R=r_0 \times L = 0,46 \times 5 = 2,3 \text{ Ом}$;

$r_0=0,46 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-70/11.

Перед выбором оборудования на $U=110 \text{ кВ}$ составим схему замещения, изображенную на рисунке 3.2 и рассчитаем ток короткого замыкания.

$$S_б = 1000 \text{ МВА}, U_б = 115 \text{ кВ},$$

$$X_c = \frac{1000}{1000} = 1 \text{ о. е.},$$

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА},$$

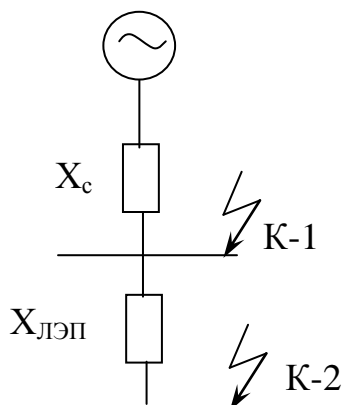


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

$$X_{лэп} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{ср}^2} = \frac{0,34 \times 5 \times 1000}{115^2} = 0,13 \text{ о. е.},$$

$$I_{к-1} = \frac{I_6}{X_c} = \frac{5,02}{1} = 5,02 \text{ кА},$$

$$i_{уд1} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-1} = 1,8 \times 1,414 \times 5,02 = 12,799 \text{ кА},$$

$$I_{к-2} = \frac{I_6}{X_c + X_{лэп}} = \frac{5,02}{1 + 0,13} = 4,44 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-2} = 1,8 \times 1,414 \times 4,44 = 11,302 \text{ кА}.$$

Выбраны выключатели В1, В2, В3, В4 Schneider Electric серии DT1-145. Сравнение расчетных и паспортных данных приведены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2- Проверка выключателей В1, В2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_n = 1200 \text{ А}$	$I_{ав} = 86,414 \text{ А}$
$I_{отк} = 25 \text{ кА}$	$I_{к-1} = 5,02 \text{ кА}$
$I_{терм.ст.} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд-1} = 12,779 \text{ кА}$
$I_{отк}^2 \times t_{пр} = 31,25 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{к-1}^2 \times t_{прср} = 5,02^2 \times 0,12 = 3,024 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

В качестве разъединителя принят Schneider Electric серии S2DA 123. Сравнение паспортных данных с расчетными приведено в таблице 3.4.

Выбраны 4 ограничителя перенапряжения типа ОПН-Ф-110 УХЛ1.

Таблица 3.3 - Проверка выключателей В3,В4

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_H = 1200$ А	$I_{ав} = 86,414$ А
$I_{отк} = 25$ кА	$I_{к-1} = 4,44$ кА
$I_{терм.ст.} = 25$ кА	$i_{уд-1} = 11,302$ кА
$I_{отк}^2 \times t_{пр} = 31,25$ кА ² ×с	$I_{к-1}^2 \times t_{прср} = 4,44^2 \times 0,12 = 2,366$ кА ² ×с

Таблица 3.4 - Проверка выбранного разъединителя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_H = 1000$ А	$I_{ав} = 86,414$ А
$I_{дин.} = 100$ кА	$I_{уд} = 11,302$ кА
$I_{терм.} = 40$ кА	$I_{к-2} = 4,44$ кА

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр.гпп} = 2 \times 10 \text{ млн.} = 20 \text{ млн.тг.}$$

2) Затраты на ЛЭП-110 кВ:

$$K_{ЛЭП-110} = 1 \times K_{уд} = 5 \times 4857500 = 24,2875 \text{ млн. тг.}$$

3) Затраты на выключатели В1-В4:

$$K_{В1-В4} = 4 \times 5,5 \text{ млн.} = 22 \text{ млн.тг.}$$

4) Затраты на разъединители:

$$K_{разъед.} = 4 \times 5,58 \text{ млн.} = 22,32 \text{ млн. тг.}$$

5) Затраты на ОПН:

$$K_{ОПН} = 4 \times 150000 = 0,6 \text{ млн. тг.}$$

Рассчитаны суммарные затраты на оборудование для I варианта:

$$\begin{aligned} \Sigma K_I &= K_{В1-В4} + K_{ЛЭП-110} + K_{разъед.} + K_{ОПН} + K_{тр.гпп} = \\ &= 22 \text{ млн.} + 24,2875 \text{ млн.} + 20 \text{ млн.} + 22,32 \text{ млн.} + 0,6 \text{ млн.} = 89,2075 \text{ млн. тг.} \end{aligned}$$

Суммарные издержки рассчитывают по формуле:

$$\Sigma I_1 = I_a + I_{\text{пот}} + I_{\text{э}}, \quad (3.1)$$

Амортизационные отчисления находят по формуле:

$$I_a = E_a \cdot K, \quad (3.2)$$

где для ВЛ-110 кВ на железобетонных опорах $E_a = 0,14$;
для распределительных устройств и подстанций $E_a = 0,17$.

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{\text{а.обор.}} = E_{\text{а.обор.}} \times \Sigma K_{\text{обор.}} = E_{\text{а.обор.}} \times (K_{\text{тр}} + K_{\text{разъед.}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{В1-В4}}) = \\ = 0,17 \times (20 \text{ млн.} + 22 \text{ млн.} + 22,32 \text{ млн.} + 0,6 \text{ млн.}) = 11,04 \text{ млн. тг.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{\text{а.лэп}} = E_{\text{а.лэп}} \times K_{\text{лэп}} = 0,14 \times 24,2875 \text{ млн.} = 3,4 \text{ млн. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор.}} = E_{\text{экспл.обор.}} \times \Sigma K_{\text{обор.}} = 0,03 \times 64,92 \text{ млн.} = 1,95 \text{ млн. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.лэп}} = E_{\text{экспл.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} = 0,028 \times 24,2875 \text{ млн.} = 0,68 \text{ млн. тг.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 14-15$ тг/кВт·ч.

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = C_0 \times (\Delta W_{\text{тр. гпп}} + \Delta W_{\text{ЛЭП-110}}) = \\ = 14 \times (365083,68 + 88014,86) = 6343379,56 \text{ тг.}$$

Определим суммарные издержки по формуле (3.1):

$$\Sigma I_1 = 11,04 + 3,4 + 6,34 + 1,95 + 0,68 = 23,41 \text{ млн. тг.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + I_1 = 0,15 \times 89,2075 + 23,41 = 36,79 \text{ млн. тг.},$$

где $E = 0,15$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Составим схему замещения для II варианта, показанную ниже на рисунке 3.3.

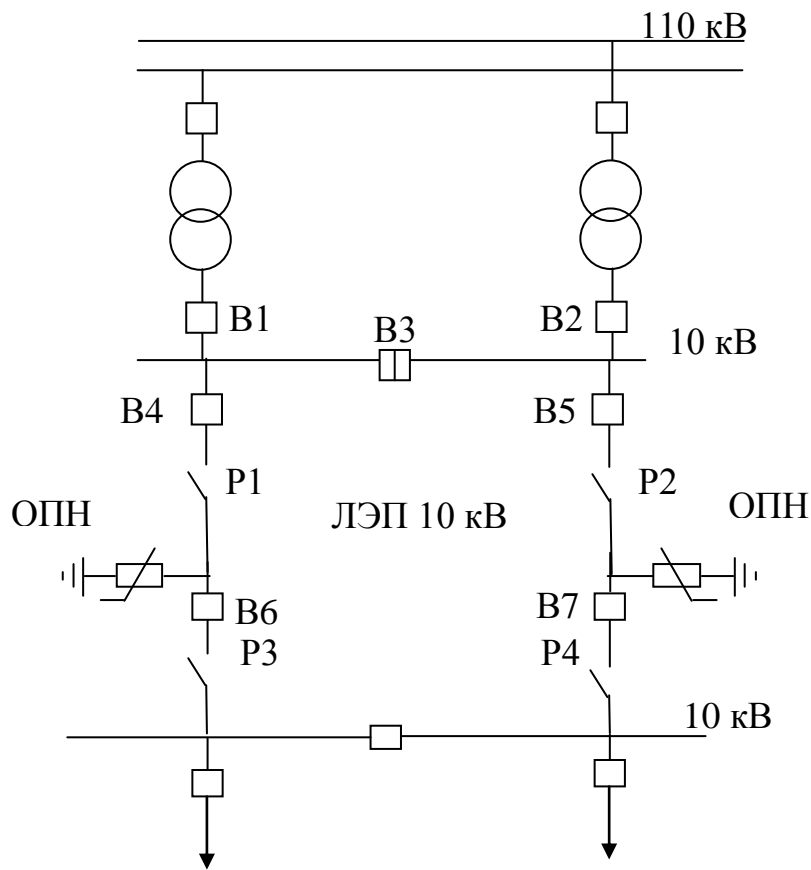


Рисунок 3.3 - Схема электроснабжения от ЛЭП 10 кВ

Для выбора сечения ЛЭП-10 кВ определим мощность, проходящую по кабелю и расчетный ток по формуле:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{P_p^2 + Q_3^2} = \sqrt{16480,2^2 + 4666,55^2} = 17128,15 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{S_{\text{лэп}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{17128,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 470,92 \text{ А},$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_p = 2 \times 470,92 = 941,84 \text{ А}.$$

Сечение КЛ по экономической плотности тока находят по формуле:

$$F_э = \frac{I_p}{J_э} = \frac{470,92}{1,4} = 336,37 \text{ мм}^2,$$

где $J_э = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – для КЛ.

Выбираем КЛ из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой 3хАПвЭП-10-(1х400). Допустимый ток кабеля $I_{доп}=562$ А.

Выбранное сечение $400 \text{ мм}^2 > F_{э}=336,37 \text{ мм}^2$.

Проводится проверка выбранного КЛ по:

1) пропускной способности:

$$I_{доп} \geq I_p,$$

$$562 \text{ А} > 470,92 \text{ А},$$

2) аварийному режиму:

$$I_{доп.ав} \geq I_{ав},$$

$$I_{доп.ав} = 1,3 \times 3 \times I_{доп} = 1,3 \times 3 \times 562 = 2191,8 \text{ А} > 941,84 \text{ А}.$$

Потери электроэнергии в ЛЭП-10 кВ будут равны:

$$\begin{aligned} \Delta W_{лэп} &= 2 \times 3 \times I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau = \\ &= 2 \times 3 \times 470,92^2 \times 0,5 \times 10^{-3} \times 3416,4 = 2272920,46 \text{ кВт. ч}, \end{aligned}$$

$$R = r_0 \times \frac{1}{N} = 0,1 \times 5 = 0,5 \text{ Ом}.$$

Перед выбором оборудования на $U=10$ кВ составляют схему замещения, показанную на рисунке 3.4 и рассчитываются токи короткого замыкания.

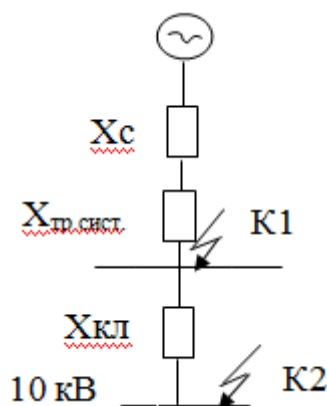


Рисунок 3.4 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

$$S_6 = 1000 \text{ МВА}, U_6 = 10,5 \text{ кВ},$$

$$X_c = \frac{1000}{1000} = 1 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{Г}} = \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{H}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55 \text{ кА},$$

$$X_{\text{тр.сист.}} = \frac{U_{\text{Г}} \times S_{\text{Г}}}{100 \times S_{\text{H.тр}}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 40} = 2,625 \text{ о. е.},$$

$$X_{\text{кл}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{Г}}}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,27 \times 5 \times 1000}{10,5^2} = 12,245 \text{ о. е.},$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{I_{\text{Г}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{тр}}} = \frac{55}{1 + 2,625} = 15,17 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{I_{\text{Г}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{тр}} + X_{\text{лэп}}} = \frac{55}{1 + 2,625 + 12,245} = 3,466 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд1}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{к-1}} = 1,8 \times 1,414 \times 15,17 = 38,611 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд2}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{к-2}} = 1,8 \times 1,414 \times 3,466 = 8,822 \text{ кА}.$$

Выключатели В1 и В2 выбирают по аварийному току трансформаторов системы. Принимается, что мощность по двум вторичным обмоткам трансформатора распределена поровну, то есть по 50%.

Ток, проходящий через выключатели В1 и В2, будет равен:

$$I_{\text{авВ1,В2}} = \frac{S_{\text{ном.тр.сист.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{H}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 2199,5 \text{ А},$$

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{лэп}}}{S_{\text{тр}}} = \frac{17128,15}{2 \times 40000} = 0,214.$$

В качестве выключателей В1, В2 выбраны элегазовые выключатели Schneider Electric серии LF3. Сравнение данных приведено в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Проверка выключателей В1, В2

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{\text{H}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{H}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ав}} = 2199,5 \text{ А}$
$I_{\text{отк}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{к-1}} = 15,17 \text{ кА}$
$I_{\text{терм.ст.}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд-1}} = 38,611 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}}^2 \times t_{\text{пр}} = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{\text{к-1}}^2 \times t_{\text{прср}} = 15,17^2 \times 0,12 = 27,615 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

Ток, проходящий через выключатель В3, определить по формуле:

$$I_{pB3} = \frac{I_{авB1,B2}}{2} = \frac{2199,5}{2} = 1099,75 \text{ А.}$$

Выбранный элегазовый выключатель Schneider Electric серии LF3 в качестве выключателя В3 проверить в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Проверка выключателей В3

Паспортные данные	Расчетные данные
U _н = 10 кВ	U _{уст} = 10 кВ
I _н = 1250 А	I _р = 1099,75 А
I _{отк} = 25 кА	I _{к-1} = 15,17 кА
I _{терм.ст.} = 64 кА	i _{уд-1} = 38,611 кА
I _{отк} ² × t _{пр} = 43,75 кА ² × с	I _{к-1} ² × t _{прср} = 15,17 ² × 0,12 = 27,615 кА ² × с

Долевая часть завода для В1, В2 и В3 равны:

$$\gamma_{2B1,B2} = \frac{I_{ав}}{I_{н B1,B2}} = \frac{941,84}{2500} = 0,377,$$

$$\gamma_{3B3} = \frac{I_p}{I_{н B3}} = \frac{470,92}{1250} = 0,377.$$

Для выключателей В4-В7, учитывая аварийный ток завода I_{ав.зав} = 941,84 А, выбраны элегазовые выключатели Schneider Electric серии LF1 и проверим их в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Проверка выключателей В4-В7

Паспортные данные	Расчетные данные
U _н = 10 кВ	U _{уст} = 10 кВ
I _н = 1250 А	I _{ав} = 941,84 А
I _{отк} = 25 кА	I _{к-2} = 3,466 кА
I _{терм.ст.} = 25 кА	i _{уд-2} = 8,822 кА
I _{отк} ² × t _{пр} = 43,75 кА ² × с	I _{к-2} ² × t _{прср} = 3,466 ² × 0,12 = 1,442 кА ² × с

Принят разъединитель типа РВЗ- 10/1000УЗ. Сравнение его данных с расчетными показаны в таблице 3.8.

Выбраны 4 ограничителя перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-10/10,5 УХЛ2.

Таблица 3.8 - Проверка разъединителей Р1-Р4

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_H = 1000$ А	$I_{ав} = 941,84$ А
$I_{дин.} = 51$ кА	$I_{уд-2} = 8,822$ кА
$I_{герм.} = 20$ кА	$I_{к-2} = 3,466$ кА

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы энергосистемы:

$$K_{тр.эн.} = \gamma_1 \times N \times K_{тр.} = 0,214 \times 2 \times 50 \text{ млн.} = 21,4 \text{ млн.тг.}$$

2) Затраты на КЛ-10 кВ:

$$K_{ЛЭП-10} = 1 \times K_{кл} = 5 \times 2,6 \text{ млн.} = 13 \text{ млн.тг.}$$

3) Затраты на выключатели В1, В2:

$$K_{В1-В2} = \gamma_{2В1,В2} \times N \times K_{В1-В2} = 0,377 \times 2 \times 2,5 \text{ млн.} = 1,885 \text{ млн.тг.}$$

4) Затраты на выключатели В3:

$$K_{В3} = \gamma_{2В3} \times K_{В3} = 0,377 \times 2,5 \text{ млн.} = 0,942 \text{ млн.тг.}$$

5) Затраты на выключатели В4-В7:

$$K_{В4-В7} = N \times K_{В3} = 4 \times 2,5 \text{ млн.} = 10 \text{ млн.тг.}$$

6) Затраты на разъединитель:

$$K_{разъед.} = N \times K_P = 4 \times 148700 = 0,5948 \text{ млн. тг.}$$

7) Затраты на ОПН:

$$K_{ОПН} = 4 \times 16000 = 0,064 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные затраты рассчитывают по формуле:

$$\begin{aligned} \Sigma K_{II} &= K_{КЛ-10} + K_{разъед.} + K_{ОПН1-4} + K_{тр.эн.} + K_{В1-В2} + K_{В3} + K_{В4-В7} = \\ &= 13 \text{ млн.} + 0,5948 + 0,064 + 21,4 \text{ млн.} + 1,885 \text{ млн.} + 0,942 \text{ млн.} + 10 \text{ млн.} = \\ &= 47,886 \text{ млн.тг.} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.обор.} = E_{a.обор.} \times \Sigma K_{обор.} = E_{a.обор.} \times (K_{тр} + K_{В1-В2} + K_{В3} + K_{В4-В7} + K_{разъед.} + K_{ОПН}) = 0,17 \times (21,4 \text{ млн.} + 1,885 \text{ млн.} + 0,942 \text{ млн.} + 10 \text{ млн.} + 0,5948 + 0,064) = 5,93 \text{ млн.тг.}$$

Амортизационные отчисления на КЛ:

$$I_{a.лэп} = E_{a.лэп} \times K_{кл} = 0,14 \times 13 \text{ млн.} = 1,82 \text{ млн.тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{экспл.обор.} = E_{экспл.обор.} \times \Sigma K_{обор.} = 0,03 \times 34,886 \text{ млн.} = 1,0466 \text{ млн. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию КЛ:

$$I_{экспл.лэп} = E_{экспл.лэп} \cdot K_{кл} = 0,01 \times 13 \text{ млн.} = 0,13 \text{ млн. тг.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_o = 14-15$ тг/кВт·ч.

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{пот} = C_o \times W_{КЛ-10} = 14 \times 2,273 \text{ млн.} = 31,822 \text{ млн.тг.}$$

Суммарные издержки будут иметь следующее значение:

$$\Sigma I_{II} = 1,82 + 5,93 + 31,822 + 1,0466 + 0,13 = 40,75 \text{ млн. тг.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_{II} = E \times K_{II} + I_{II} = 0,15 \times 47,886 + 40,75 = 47,993 \text{ тг.,}$$

где $E = 0,15$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Приведем сравнительные параметры двух вариантов электроснабжения в таблице 3.9.

Таблица 3.9- Сравнительная таблица

Варианты	U _н , кВ	K _Σ , млн.тг.	I _Σ , млн.тг.	Z _Σ , млн.тг
I	110	89,2075	23,41	36,79
II	10	47,886	40,75	47,993

Вывод: I вариант является самым оптимальным по электроснабжению завода и имеет минимальные годовые потери в трансформаторе и ЛЭП.

4 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания напряжением выше 1кВ

4.1 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U=10,5$ кВ) с учетом подпитки от СД

Для расчета токов короткого замыкания составим схему замещения, которая изображена на рисунке 4.1.

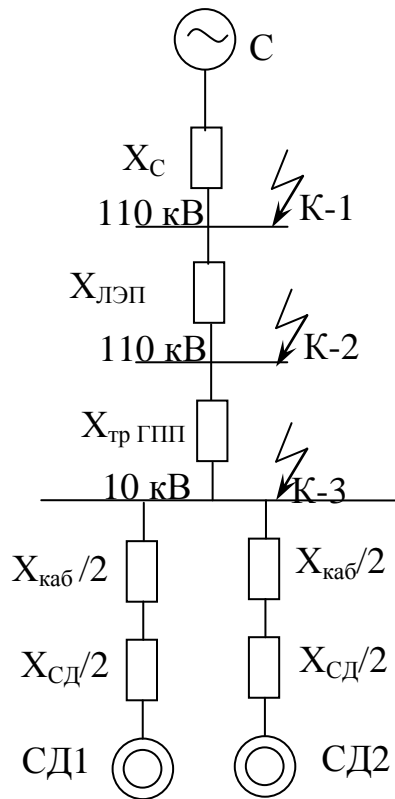


Рисунок 4.1- Схема замещения электроснабжения от ГПП

$$S_6 = 1000 \text{ МВА,}$$

$$x_c = 1 \text{ о.е.,}$$

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ,}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Токи КЗ в точке К-1, К-2 рассчитаны выше, следовательно рассчитывается только ток в точке К-3.

$$x_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,34 \times 5 \times 1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_6}{100 \times S_{\text{нт}}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 16} = 6,562 \text{ о.е.},$$

$$I'_{\text{к-3}} = \frac{I_6}{x_c + x_{\text{лэп}} + x_{\text{тр.ГПП}}} = \frac{55}{1 + 0,13 + 6,562} = 7,15 \text{ кА}.$$

Данные СД 3-го и 6-го цехов отображены в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Паспортные данные синхронных двигателей

Тип СД	Р _н , кВт	U _н , кВ	N, шт	x'' _д , %	K _з	cos φ
3цех СД1: СДНЗ-2-17-71-8	2000	10	4	18,4	0,85	0,9
6 цех СД2: СДНЗ-2-17-56-8	1600	10	4	17,9	0,85	0,9

Определение полной мощности и тока двигателя СД1:

$$S_{\text{нсд1}} = \frac{P_{\text{нсд}}}{\cos \varphi} = \frac{2000}{0,9} = 2222,22 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{сд1}} = \frac{S_{\text{нсд}} \times K_3}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{2222,22 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 103,865 \text{ А}.$$

Выбирается кабель к СД1:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{103,865}{1,4} = 74,2 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 7,15 \times \sqrt{0,8} = 76,74 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель марки АПВЭП-10-(3×120), $r_0 = 0,253 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,089 \text{ Ом/км}$, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > 103,865 \text{ А}$.

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,089 \times 0,3 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,12 \text{ о.е.},$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}}'' \times S_{\text{б}}}{N \cdot S_{\text{нсд}}} = \frac{0,184 \times 1000}{2 \cdot 2,222} = 41,4 \text{ о.е.}$$

Ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \times I_{\text{б}}}{X_{\text{кл.}} + X_{\text{сд.}}} = \frac{1,1 \times 55}{0,12 + 41,4} = 1,457 \text{ кА.}$$

Определяется полная мощность и ток двигателя СД2:

$$S_{\text{нсд2}} = \frac{P_{\text{нсд}}}{\cos \varphi} = \frac{1600}{0,9} = 1777,78 \text{ кВА,}$$

$$I_{\text{сд2}} = \frac{S_{\text{нсд}} \times K_{\text{з}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{б}}} = \frac{1777,78 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 83,092 \text{ А.}$$

Выбирается кабель к СД2:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{п}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{83,092}{1,4} = 59,35 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \times 7,15 \times \sqrt{0,8} = 76,74 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель марки АПВЭП -10-(3×120), $r_0 = 0,253 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,089 \text{ Ом/км}$, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > 83,092 \text{ А}$.

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,089 \times 0,4 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,161 \text{ о.е.},$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}}'' \times S_{\text{б}}}{N \cdot S_{\text{нсд}}} = \frac{0,179 \times 1000}{2 \cdot 1,778} = 50,337 \text{ о.е.}$$

Ток от двигателей будет равен:

$$I_{кзСД} = \frac{E_{СД} \times I_6}{X_{кп.} + X_{сд.}} = \frac{1,1 \times 55}{0,161 + 50,337} = 1,2 \text{ кА.}$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10 кВ с учетом подпитки от двигателей и его ударный ток будут равны:

$$\Sigma I_{кз} = I'_{к-3} + I_{кз СД1} + I_{кз СД2} = 7,15 + 1,457 + 1,2 = 9,807 \text{ кА,}$$

$$i_{уд3} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times \Sigma I_{кз} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 9,807 = 24,96 \text{ кА.}$$

4.2 Выбор оборудования на U=10кВ ГПП

Выбор вводного и секционного выключателей.

$$S_{р.лэп} = 17212,07 \text{ кВА,}$$

$$I_p = \frac{S_{лэп.}}{2 \times \sqrt{3} \times U_n} = \frac{17212,07}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 473,22 \text{ А,}$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 473,22 = 946,44 \text{ А.}$$

Выбираются вводные элегазовые выключатели В1, В2 типа Schneider Electric серии LF1, проверка по условиям которых проведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Проверка выключателей В1, В2.

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{ав} = 946,44 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$\Sigma I_{кз} = 9,807 \text{ кА}$
$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,96 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{отк})^2 \times 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$V = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

Через секционный выключатель проходит половина мощности, проходящая через вводные выключатели. Следовательно, расчетный ток, проходящий через выключатель равен $I_p = 473,22 \text{ А}$.

В качестве секционного выключателя принят элегазовый выключатель типа Schneider Electric серии LF1. Проверка осуществлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3- Проверка секционного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 473,22 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$\sum I_{кз} = 9,807 \text{ кА}$
$I_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,96 \text{ кА}$
$I^{2*t} = (I_{откл})^2 \times 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

Выбор выключателей отходящих линий:

Определим для каждой линии и магистрали расчетную мощность от ТП, расчетный ток и аварийный ток.

1 Магистраль ГПП-(ТП1-ТП2):

$$S_{рТП} = \sqrt{(P_{рТП} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_{рТП} + \Delta Q_{тр})^2}, \quad (4.1)$$

$$I_p = \frac{S_{рТП}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, \quad (4.2)$$

$$S_{рТП,2} = \sqrt{(2379,41 + 25,654)^2 + (560,2 + 142)^2} = 2505,477 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{2505,477}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 68,88 \text{ А},$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 68,88 = 137,76 \text{ А}.$$

Выбран элегазовый выключатель типа Schneider Electric серии LF1, сравнение данных которого с расчетными приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4- Проверка выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 137,76 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$\sum I_{кз} = 9,807 \text{ кА}$
$I_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,96 \text{ кА}$
$I^{2*t} = (I_{откл})^2 \times 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

2 Магистраль ГПП-(ТП3-ТП4):

$$S_{рТП3,4} = \sqrt{(2881,43 + 32,92)^2 + (513,92 + 181,464)^2} = 2996,16 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{2996,16}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 82,375 \text{ A},$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 82,375 = 164,75 \text{ A}.$$

Выбран элегазовый выключатель типа Schneider Electric серии LF1, сравнение данных которого с расчетными приведено в таблице 4.5.

Таблица 4.5- Проверка выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 164,75 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$\sum I_{кз} = 9,807 \text{ кА}$
$I_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,96 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

3 Линия ГПП-ТП5:

$$S_{рТП5} = \sqrt{(1391,88 + 15,22)^2 + (148,67 + 83,15)^2} = 1426,068 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{1426,068}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 39,21 \text{ A},$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 39,21 = 78,42 \text{ A}.$$

Выбран элегазовый выключатель типа Schneider Electric серии LF1. Сравнение паспортных данных с расчетными показано в таблице 4.6.

Таблица 4.6- Проверка выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{ав} = 78,42 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$\sum I_{кз} = 9,807 \text{ кА}$
$I_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,96 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

4 Линия ГПП-СД1:

$$S_{рСД} = 2222,22 \text{ кВА}, \quad I_{рСД} = 103,865 \text{ A}.$$

Выбран элегазовый выключатель типа Schneider Electric серии LF1. Сравнение его паспортных данных с расчетными отражено в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Проверка выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 103,865 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$\sum I_{кз} = 9,807 \text{ кА}$
$I_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,96 \text{ кА}$
$I^{2*t} = (I_{откл})^2 \times 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

5 Линия ГПП-СД2:

$$S_{pCD} = 1777,78 \text{ кВА}, I_{pCD} = 83,092 \text{ А}.$$

Выбран элегазовый выключатель типа Schneider Electric серии LF1. Сравнение его данных с расчетными приведено в таблице 4.8.

Таблица 4.8- Проверка выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 83,092 \text{ А}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$\sum I_{кз} = 9,807 \text{ кА}$
$I_{скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,96 \text{ кА}$
$I^{2*t} = (I_{откл})^2 \times 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

Выбор силовых кабелей отходящих линий.

Условия выбора кабелей:

1) по экономической плотности тока:

$$F_{эк} = I_p / j_э; \quad (4.3)$$

где $j_э = 1,4 \text{ А/мм}^2$ - экономическая плотность тока.

2) по минимальному сечению:

$$F_{min} = \alpha \cdot I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}; \quad (4.4)$$

3) по условию нагрева рабочим током:

$$I_{доп.} \geq I_p;$$

4) по аварийному режиму:

$$1,3I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}};$$

5) по потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{р.}}$$

Выбор КЛ к СД1:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{103,865}{1,4} = 74,2 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{мин}} = 12 \cdot 9,807 \cdot \sqrt{0,8} = 105,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПВЭП-10-(3х120), $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}}=265 \times 0,8 = 212 \text{ А} > I_{\text{р}}=103,865 \text{ А},$$

где $K_{\text{п}}=0,8$ -поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{н}}} = \frac{(2000 \cdot 0,253 + 1000 \cdot 0,089)}{10,5} = 56,7 \text{ В},$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{\Delta U_{\text{н}}} \cdot 100\% = \frac{56,7}{10500} \cdot 100\% = 0,54\% < 5\%.$$

Выбор КЛ к СД2:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{83,092}{1,4} = 59,35 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{мин}} = 12 \cdot 9,807 \cdot \sqrt{0,8} = 105,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПВЭП-10-(3х120), $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}}=265 \times 0,8 = 212 \text{ А} > I_{\text{р}}=83,092 \text{ А},$$

где $K_{\text{п}}=0,8$ – поправочный коэффициент при $N=4$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{н}}} = \frac{(1600 \cdot 0,253 + 800 \cdot 0,089)}{10,5} = 45,3 \text{ В},$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{\Delta U_n} \cdot 100\% = \frac{45,3}{10500} \cdot 100\% = 0,43\% < 5\%.$$

Выбор КЛ к ТП1-2:

$$F_{ЭК} = \frac{68,88}{1,4} = 49,2 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\min} = 12 \cdot 9,807 \cdot \sqrt{0,8} = 105,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПВЭП-10-(3х120) с $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}}=265 \times 0,75=198,75 \text{ А} > I_p=68,88 \text{ А},$$

$$1,3 \times I_{\text{доп}}=1,3 \times 198,75=258,37 \text{ А} > I_{\text{ав}}=137,76 \text{ А},$$

где $K_n=0,75$ – поправочный коэффициент при $N=6$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n} = \frac{(2379,41 \cdot 0,253 \cdot 0,33) + (560,2 \cdot 0,089 \cdot 0,33)}{10,5} = 20,49 \text{ В},$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{\Delta U_n} \cdot 100\% = \frac{20,49}{10500} \cdot 100\% = 0,2\% < 5\%.$$

Выбор КЛ для промежутка ТП1 и ТП2:

$$S_p = S_{p_{\text{ТП1,2}}}/3 = 2505,477/3=835,16 \text{ кВА},$$

$$I_p = S_p / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 835,16 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 45,92 \text{ А},$$

$$F_{ЭК} = \frac{45,92}{1,4} = 32,8 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\min} = 12 \cdot 9,807 \cdot \sqrt{0,8} = 105,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПВЭП-10-(3х120) с $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}}=265 \times 0,9 = 238,5 \text{ А} > I_p=45,92 \text{ А},$$

где $K_n=0,9$ – поправочный коэффициент при $N=2$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n} = \frac{(2379,41 \cdot 0,253) + (560,2 \cdot 0,089)}{10,5} = 62,08 \text{ В},$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{\Delta U_H} \cdot 100\% = \frac{62,08}{10500} \cdot 100\% = 0,6\% < 5\%.$$

Выбор КЛ к ТПЗ-4:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{82,864}{1,4} = 59,2 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 9,807 \cdot \sqrt{0,8} = 105,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПвЭП-10-(3х120) с $I_{\text{доп}}=265\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=265 \times 0,75 = 198,75 \text{ А} > I_p = 82,86 \text{ А},$$

$$1,3 \times I_{\text{доп}} = 1,3 \times 198,75 = 258,37 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 165,73 \text{ А},$$

где $K_n=0,75$ – поправочный коэффициент при $N=6$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_H} = \frac{(2881,43 \cdot 0,253 \cdot 0,5) + (513,92 \cdot 0,089 \cdot 0,5)}{10,5} = 36,89 \text{ В},$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{\Delta U_H} \cdot 100\% = \frac{36,89}{10500} \cdot 100\% = 0,35\% < 5\%.$$

Выбор КЛ для промежутка ТПЗ и ТП4:

$$S_p = S_{p \text{ ТПЗ,4}} / 3 = 2996,16 / 3 = 998,72 \text{ кВА},$$

$$I_p = S_p / (2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H) = 998,72 / (2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5) = 41,188 \text{ А},$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{41,188}{1,4} = 29,42 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 9,807 \cdot \sqrt{0,8} = 105,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПвЭП-10-(3х120) с $I_{\text{доп}}=265\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=265 \times 0,9 = 238,5 \text{ А} > I_p = 41,188 \text{ А},$$

где $K_n=0,9$ – поправочный коэффициент при $N=2$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_H} = \frac{(2881,43 \cdot 0,253) + (513,92 \cdot 0,089)}{10,5} = 73,78 \text{ В},$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{\Delta U_n} \cdot 100\% = \frac{73,78}{10500} \cdot 100\% = 0,7\% < 5\%.$$

Выбор КЛ к ТП5:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{39,21}{1,4} = 28 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 9,807 \cdot \sqrt{0,8} = 105,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПвЭП-10-(3x120) с $I_{\text{доп}}=265\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=265 \times 0,75=198,75 \text{ А} > I_p=39,21\text{А},$$

$$1,3 \times I_{\text{доп}}=1,3 \times 198,75=258,37 \text{ А} > I_{\text{ав}}=78,42\text{А}.$$

где $K_n=0,75$ – поправочный коэффициент при $N=6$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n} = \frac{(1391,88 \cdot 0,253 \cdot 1) + (148,67 \cdot 0,089 \cdot 1)}{10,5} = 34,8\text{В},$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{\Delta U_n} \cdot 100\% = \frac{34,8}{10500} \cdot 100\% = 0,33\% < 5\%.$$

Результаты выбора занесем в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 - Кабельный журнал

Наименование участка	S_p , кВА	N	K_n	Нагрузка		По эконом. пл. тока		По току КЗ		Выбранный кабель	$I_{\text{доп}}$, А
				I_p , А	$I_{\text{ав}}$, А	$j_{\text{э}}$, А/мм ²	$F_{\text{э}}$, мм ²	I_k , кА	$S_{\text{к}}$, мм ²		
ГПП-СД1	2222,22	4	0,8	103,86	-	1,4	74,2	9,807	105,26	АПвЭП-10-(3x120)	265
ГПП-СД2	1777,78	4	0,8	83,09	-	1,4	59,35	9,807	105,26	АПвЭП-10-(3x120)	265
ГПП-ТП1-2	2505,48	6	0,75	68,88	137,76	1,4	49,2	9,807	105,26	АПвЭП-10-(3x120)	265
ГПП-ТП3-4	2996,16	6	0,75	82,864	165,73	1,4	59,2	9,807	105,26	АПвЭП-10-(3x120)	265
ГПП-ТП5	1426,07	6	0,75	39,21	78,42	1,4	28	9,807	105,26	АПвЭП-10-(3x120)	265
ТП1-ТП2	835,16	2	0,9	45,92	-	1,4	32,8	9,807	105,26	АПвЭП-10-(3x120)	265
ТП3-ТП4	1498,08	2	0,9	41,188	-	1,4	29,42	9,807	105,26	АПвЭП-10-(3x120)	265

Выбор выключателей нагрузки

$$I_{p\text{ ТП1,2}} = 68,88 \text{ А}, I_{p\text{ ТП3,4}} = 82,864 \text{ А}, I_{p\text{ ТП5}} = 39,21 \text{ А}.$$

Для всех трансформаторов принят выключатель нагрузки типа ВМП-10/200 с приводом типа ПР-10 и выполнена проверка в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка выключателя нагрузки

Расчетные	Паспортные
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{расч}} = 39,21 \div 82,864 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 24,96 \text{ кА}$ $Вк = (9,807)^2 \cdot 0,12 = 11,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 200 \text{ А}$ $I_{\text{СКВ}} = 30 \text{ кА}$ $I_{T2} \cdot t_T = 6^2 \cdot 10 = 360 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор ТТ

ТТ выбираются по следующим условиям:

1) по напряжению установки:

$$U_{\text{ном ТТ}} \geq U_{\text{ном уст-ки}};$$

2) по току:

$$I_{\text{ном ТТ}} \geq I_{\text{ав}};$$

3) по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

4) по вторичной нагрузке:

$$S_{2H} \geq S_{\text{расч}}.$$

1) Выбор ТТ на вводе и секционном выключателе.
Данные трансформатора отображены в таблице 4.11

Таблица 4.11 - Данные трансформатора тока

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Принят ТЛШ-10 У3 со значением вторичной нагрузки $S_{2H} = 20 \text{ ВА}$.
Рассчитаем вторичную нагрузку ТТ.

Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}}. \quad (4.5)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (4.6)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$R_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом},$$

$$R_{2н} = \frac{S_{2н\text{тт}}}{I_2^2}, \quad (4.7)$$

$$R_{2н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доп}} = r_2 + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}, \quad (4.8)$$

$$r_{\text{доп}} = 0,8 + 0,26 + 0,1 = 1,16 \text{ Ом},$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}}, \quad (4.9)$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 0,5}{1,16} = 0,012 \text{ мм}^2.$$

Принят провод АКР ТВ, $F = 2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{2,5} = 0,0056 \text{ Ом},$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,366 \times 5^2 = 9,15 \text{ ВА},$$

где $R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,0056 + 0,1 = 0,366 \text{ Ом}$

Условия проверки ТЛШ-10 УЗ показаны в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 946,44 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 24,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,15 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 20 \text{ ВА}$

Следующие ТТ выбираются по формулам 4.5-4.9 аналогично предыдущему ТТ.

2) Выбран ТТ на линии ГПП-(ТП1-ТП2).

Данные трансформатора отображены в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Данные трансформатора тока

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

Принят ТЛК-10 УЗ: $I_H = 150 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$.

Рассчитаем вторичную нагрузку ТТ по формуле 4.5.

Сопротивление приборов и допустимое сопротивление проводов равны:

$$R_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$R_{2H} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом},$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,08} = 0,175 \text{ мм}^2.$$

Принят провод АКР ТВ, $F=2,5\text{мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 0,5}{2,5} = 0,0056 \text{ Ом},$$

$$S_2 = 0,326 \times 5^2 = 8,15 \text{ ВА},$$

где $R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,22 + 0,0056 + 0,1 = 0,326 \text{ Ом}$.

Таблица 4.14 - Проверка ТЛК-10 УЗ

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 137,76 \text{ А}$	$I_H = 150 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 24,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$S_{2p} = 8,15 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

3) Выбран ТТ на линии ГПП-(ТПЗ-ТП4).

Данные трансформатора отображены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 - Данные трансформатора тока

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	САЗ-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

Принят ТЛК-10 УЗ : $I_H = 200 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_{2H} = 10 \text{ ВА}$.

Рассчитаем вторичную нагрузку ТТ по формуле 4.5.

Сопротивление приборов и допустимое сопротивление проводов равны:

$$R_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$R_{2H} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом},$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,08} = 0,175 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АКР ТВ, $F=2,5\text{мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{2,5} = 0,0056 \text{ Ом},$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,326 \times 5^2 = 8,15 \text{ ВА},$$

где $R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,22 + 0,0056 + 0,1 = 0,326 \text{ Ом}$.

Условия проверки ТЛК-10 УЗ отражены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 165,728 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 24,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$S_{2p} = 8,15 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

4) Выбран ТТ на линии ГПП-ТП5.

Данные трансформатора отображены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Данные трансформатора тока

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

Принят ТТ ТЛК-10 УЗ : $I_H = 200 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$.

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока по формуле 4.5.

Сопротивление приборов и допустимое сопротивление проводов равны:

$$R_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$R_{2H} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом},$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,08} = 0,175 \text{ мм}^2.$$

Принят провод АКР ТВ, $F = 2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{2,5} = 0,0056 \text{ Ом},$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,326 \times 5^2 = 8,15 \text{ ВА},$$

где $R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,22 + 0,0056 + 0,1 = 0,326 \text{ Ом}$.

Условия проверки ТЛК-10 УЗ показаны в таблице 4.18.

Таблица 4.18- Проверка выключателя

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 78,42 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 24,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$S_{2p} = 8,15 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

5) Выбран ТТ на линии ГПП-СД1: $I_p = 103,865 \text{ А}$;
Данные трансформатора отображены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 - Трансформатор тока на линии ГПП-СД1

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
A	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	6,5	6,5

Сопротивление приборов и допустимое сопротивление проводов равны:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом},$$

$$r_{2H\text{-ка}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{доп}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом},$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,04} = 0,35 \text{ мм}^2.$$

Принят провод АКРТВ, $F=2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{2,5} = 0,0056 \text{ Ом},$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,366 \times 5^2 = 9,15 \text{ ВА},$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,0056 + 0,1 = 0,366 \text{ Ом}.$$

Принят ТЛК10-УЗ: $I_H = 150 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$. Проверка выполнена в таблице 4.20.

Таблица 4.20- Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 103,865 \text{ А}$	$I_H = 150 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 24,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,15 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

б) Выбор ТТ на линии ГПП-СД1: $I_p = 83,092 \text{ А}$.
Данные трансформатора отображены в таблице 4.21

Таблица 4.21 - Трансформатор тока на линии ГПП-СД2

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	6,5	6,5

Сопротивление приборов и допустимое сопротивление проводов равны:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом},$$

$$r_{2\text{н-ка}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{доп}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом},$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,04} = 0,35 \text{ мм}^2.$$

Принят провод АКРТВ, $F=2,5 \text{ мм}^2$.

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{2,5} = 0,0056 \text{ Ом},$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,366 \times 5^2 = 9,15 \text{ ВА},$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,0056 + 0,1 = 0,366 \text{ Ом}.$$

Принят ТЛК10-УЗ: $I_n = 100 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$; $S_n = 10 \text{ ВА}$. Проверка выполнена в таблице 4.22.

Таблица 4.22- Проверка трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 83,092 \text{ А}$	$I_n = 100 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 24,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$S_{2p} = 9,15 \text{ ВА}$	$S_{2n} = 10 \text{ ВА}$

Выбор ТН.

ТН выбираются по следующим условиям:

1) по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}};$$

2) по вторичной нагрузке:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{2\text{расч}};$$

3) по классу точности;

4) по конструкции и схеме соединения.

Данные ТН отображены в таблице 4.23.

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{107^2 + 233,68^2} = 257,01 \text{ ВА}.$$

Принят ТН типа НТМК-10-71УЗ. Проверка проведена в таблице 4.24.

Таблица 4.23 - Данные ТН

Прибор	Тип	S _{обм} , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число прибо- ров	P _{общ} , Вт	Q _Σ , ВАр
V	Э-335	2	2	1	0	1	4	-
A	Э-335	0,5	2	1	0	1	1	
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	0,925	8	48	116,84
Varh	СР4-И689	3 ВАр	2	0,38	0,925	8	48	116,84
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Итого							107	233,68

Таблица 4.24 – Проверка ТН

Расчетные величины	По каталогу
U _{нт} = 10 кВ	U _{нт} = 10 кВ
S _{н2} = 300 ВА	S _{p2} = 257,01 кВА
Схема соединения обмоток Y/Y ₀ -0	

Выбор шин ГПП

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ. [5]

Выбираем твердотянутые медные шины прямоугольного сечения марки МГМ(80х6) мм, допустимый ток которого равен I_{доп}=1125 А (одна полоса на фазу), σ_{доп}=171,5 МПа

I_{ав}= 941,84 А, i_{уд}= 24,96 кА.

Выбранные шины проверяются по следующим условиям:

а) проверка по аварийному току:

$$I_{доп} \geq I_{ав},$$

$$I_{доп}=1480\text{А} \geq I_{ав}=941,84\text{А};$$

б) проверка по динамической стойкости к I_{кз} :

$$i_{дин}= 40\text{кА} \geq i_{уд} =24,96 \text{ кА};$$

в) проверка по механической стойкости:

$$F_p = \frac{1,76 \times 10^{-2} \times i_{уд}^2 \times L}{a} = \frac{1,76 \times 10^{-2} \times 24,96^2 \times 200}{35} = 62,66 \text{ кГс},$$

$$w = b \times h^2 / 6 = 0,6 \times 8^2 / 6 = 6,4 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_p \times L}{10 \times W} = \frac{62,66 \times 200}{10 \times 6,4} = 195,8 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \approx 19,2 \text{ МПа},$$

где $L=200$ мм-расстояние между изоляторами;

$a= 35$ см-расстояние между фазами;

$b= 0,6$ см-толщина одной полосы;

$h=8$ см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

а) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}};$$

б) по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}},$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, $F_{\text{доп}} \geq 0,6 \times F_p$;

F_p – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_p = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-2} \times 24,96^2 \times 200}{35} = 61,66 \text{ кгс} \approx 0,6 \text{ кН}.$$

Выбираем изолятор типа ОСК-8-10-А01-1, $F_{\text{разруш}} = 8$ кН.

$F_{\text{доп}} > 0,6 \times F_p$, $8 \text{ кН} > 0,6 \times 0,6 = 0,36 \text{ кН}$, условие выполняется.

Были выбраны оборудования на 10 кВ, а именно выключатели, КЛ, ТТ, ТН, выключатели нагрузки, шины ГПП и изоляторы, и проверены по их условиям выбора. Все выбранные оборудования соответствуют всем необходимым требованиям.

5 Комплексное обследование силовых трансформаторов

5.1 Обзор существующих методов диагностики силовых трансформаторов

В настоящее время существует множество различных методов диагностирования и контроля технического состояния трансформаторов. Все измерения и анализы условно можно разделить на 5 групп.

Первая группа включает традиционные измерения на отключенном трансформаторе: измерения $\text{tg}\phi$ и R изоляции обмоток и вводов, сопротивления обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления КЗ для контроля механического состояния обмоток после протекания сквозных токов короткого замыкания. Все эти измерения, как правило, регулярно выполняются эксплуатационным персоналом.[7]

Вторая группа измерений проводится на трансформаторах при рабочем напряжении в режиме наибольших нагрузок и (или) холостого хода. Здесь можно выделить следующие работы.

1) Измерения частичных и других электрических разрядов. Одним из возможных направлений контроля частичных разрядов в процессе работы силового трансформатора является их регистрация с использованием специальных датчиков регистрации электромагнитных импульсов, установленных на фазных вводах и на выводе нейтрали трансформатора. Регистрация частичных разрядов и вызванных ими сигналов высокочастотных излучений возможна гальваническим и антенным методами.

2) Акустическое обследование бака трансформатора с целью определения источников электрических разрядов. Для этого используются два типа приборов: а) система записи акустических сигналов с помощью пьезодатчиков, осциллографа и компьютера; б) локация акустических сигналов с помощью преобразователя Ultraprob-2000, позволяющая оперативно определять звуковую частоту источников механического характера, искровых или дуговых разрядов.

3) Вибрационное обследование трансформатора с целью определения относительного уровня прессовки обмоток и магнитопровода, общей прочности конструкции. При этом определяется относительное значение прессовки, наибольшая величина которой равна 1. Чем меньше это значение, тем ниже уровень прессовки. Состояние прессовки обмоток и магнитопровода считается неудовлетворительным при коэффициентах, близких к 0,7.

4) Определение состояния маслонасосов системы охлаждения. Методика основана на анализе спектра колебаний поверхности бака.

5) Термографическое обследование бака трансформатора, вводов расширителя теплообменников (радиаторов), термосифонных фильтров, электрических двигателей и маслонасосов системы охлаждения, контактных соединений.

Тепловизионный контроль - это тепловизионная диагностика объектов в инфракрасной области спектра с длиной волны 8-14 мкм, построение температурной карты поверхности, наблюдение динамики тепловых процессов и расчет тепловых потоков. Для оценки состояния силовых трансформаторов тепловизионный контроль не получил ещё широкого распространения из-за дороговизны оборудования и неотработанности технологии получения информационных и достоверных результатов. Однако по мере оснащения энергосистем современными тепловизорами проведение этого вида испытаний становится оправданным, поскольку не требует останова и отключения оборудования, является нетрудоёмким и помогает выявлять дефекты на ранних стадиях их развития.[7]

Третья группа – это физико-химические анализы масла из бака, маслонеполненных вводов, контактора РПН. Среди них – большая группа традиционных измерений, широко применяемых в эксплуатации (измерение пробивного напряжения, кислотного числа и т.д.).

Кроме этого, проводится газовый хроматографический анализ, вызванный необходимостью контроля над изменением состава масла в процессе эксплуатации трансформаторов. Хроматография, представляет собой комплексный метод, объединивший стадию разделения сложных смесей на отдельные компоненты и стадию их количественного определения.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявить дефекты трансформатора на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения. Состояние трансформатора оценивается сопоставлением полученных при анализе количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле. Этот анализ для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше должен осуществляться не реже 1 раза в 6 месяцев.

Основными газами, характеризующими определенные виды дефектов в трансформаторе, являются: водород H_2 , ацетилен C_2H_2 , этан C_2H_6 , метан CH_4 , этилен C_2H_4 , окись CO и двуокись CO_2 углерода.

Водород характеризует дефекты электрического характера (частичные, искровые и дуговые разряды в масле); ацетилен – перегрев активных элементов; этан – термический нагрев масла и твердой изоляции обмоток в диапазоне температур до $300^\circ C$; этилен – высокотемпературный нагрев масла и твердой изоляции обмоток выше $300^\circ C$; окись и двуокись углерода – перегрев и разряды в твердой изоляции обмоток. [8]

С помощью анализа количества и соотношения этих газов в трансформаторном масле можно обнаружить следующие дефекты в трансформаторе:

1) Перегревы токоведущих частей и элементов конструкции магнитопровода. Основные газы: этилен или ацетилен. Характерные газы: водород, метан и этан. Если дефектом затронута твердая изоляция, заметно возрастают концентрации окиси и двуокиси водорода.

Перегрев токоведущих частей может определяться: выгоранием контактов переключающих устройств; ослаблением крепления электростатического экрана; ослаблением и нагревом контактных соединений отводов обмотки низкого напряжения или шпильки проходного изолятора ввода; лопнувшей пайкой элементов обмотки; замыканием проводников обмотки и другими дефектами.

Перегрев элементов конструкции магнитопровода может определяться: неудовлетворительной изоляцией листов электротехнической стали; нарушением изоляции стяжных шпилек, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; общим нагревом и недопустимыми местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах; неправильным заземлением магнитопровода и другими дефектами. [9]

2) Дефекты твердой изоляции. Эти дефекты могут быть вызваны перегревом изоляции от токоведущих частей и электрическими разрядами в изоляции. При перегреве изоляции от токоведущих частей основными газами являются окись и двуокись углерода, их отношение CO_2/CO , как правило, больше 13; характерными газами с малым содержанием являются водород, метан, этилен и этан; ацетилен, как правило, отсутствует.

При разрядах в твердой изоляции основными газами являются ацетилен и водород, а характерными газами любого содержания – метан и этилен. При этом отношение CO_2/CO , как правило, меньше 5.

3) Электрические разряды в масле. Это частичные, искровые и дуговые разряды. При частичных разрядах основным газом является водород; характерными газами с малым содержанием – метан и этилен. При искровых и дуговых разрядах основными газами являются водород и ацетилен; характерными газами с любым содержанием – метан и этилен.

Четвертая группа – это измерения систем непрерывного контроля (мониторинга) изоляции вводов и ежедневные измерения основных показателей работы трансформатора.

Пятая группа анализов проводится для трансформаторов, у которых по результатам первых четырех групп измерений планируется проведение капитального ремонта. К этой группе относится определение степени полимеризации бумажной изоляции, прямые измерения ее влагосодержания и прочности.

5.2 Технология тепловизионного контроля в диагностике силовых трансформаторов

Рассмотрим вопросы оценки состояния маслонеполненного оборудования, среди которых в последнее время особый интерес вызывает тепловизионный контроль. Приведем методику использования тепловизоров при диагностике силовых трансформаторов с учетом основных факторов

влияния окружающей среды. Ниже рассматривается подход к формированию технологии тепловизионного контроля СТ, проводимого на базе тепловизоров марки Thermovision 470 (FLIR Systems AB).

Следует отметить, что эффективность и информативность этого вида оценки состояния оборудования оказывается особенно высокой, если тепловизионный контроль включается в комплексный процесс диагностики СТ, проводимой на базе экспертной системы. В этом случае от совместного использования всей доступной на текущий момент информации проявляется, так называемый, синергетический эффект от её анализа, что и позволяет получить максимальный результат с точки зрения противоречивых критериев достоверности и стоимости испытаний.

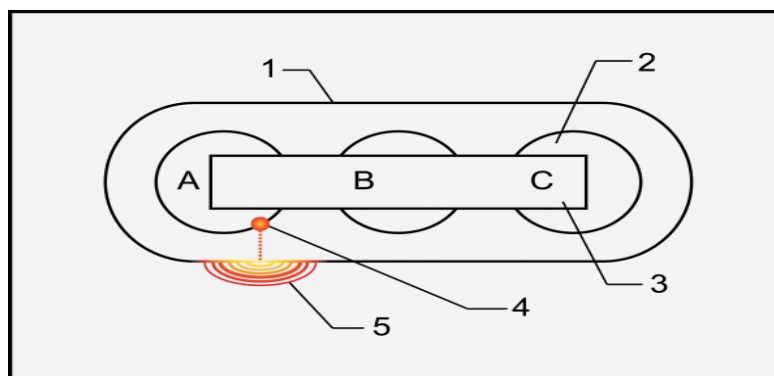
Основными этапами предлагаемой технологии являются:

- а) полевые исследования;
- б) передача полученной информации из тепловизора в персональный компьютер;
- в) структурирование термограмм, организация их хранения в специализированных базах;
- г) предварительная обработка результатов и их визуальный анализ;
- д) математическая обработка и сопоставление результатов с учётом реальных физических процессов в трансформаторе, автоматизированное формирование рекомендаций;
- е) комплексная обработка полученной информации, выдача рекомендаций на основе многоаспектного анализа.

Особенности силового трансформатора.

Предлагаемая технология должна строиться с учётом особенностей трансформатора как объекта исследования. Существенным фактором, затрудняющим тепловизионный контроль СТ, является наличие навесного оборудования на баке, в первую очередь радиаторов, что существенно уменьшает площадь полезной поверхности, подвергаемой анализу. Кроме того, принудительная циркуляция масла размывает температурные градиенты, из-за чего затрудняется локализация дефекта. Смысл тепловизионного обследования СТ заключается в проецировании теплового дефекта в активной части на поверхность бака, не закрытую навесным оборудованием, и выявлении этого участка при анализе термограмм. Пример теплового проецирования дефекта приведен на рисунке 5.1.

Наряду с отмеченными выше конструктивными особенностями СТ, затрудняющими тепловизионное обследование, в этом объекте можно также выделить факторы, которые способствуют его использованию. Здесь, в первую очередь, имеется в виду условная симметричность СТ. Наличие трёх практически равнонагруженных фаз позволяет проводить сопоставление нагревов одновременно по трём образующим и каждое существенное отклонение подвергать дополнительному анализу. В тех же целях целесообразно использовать и симметричность СТ относительно осевых линий. [13]



1 – бак; 2 – обмотка; 3 – магнитопровод; 4 – дефект;
5 – тепловая проекция на поверхность бака

Рисунок 5.1- Тепловое проецирование дефекта в активной части трансформатора на поверхность бака

Полевые исследования.

На этапе полевых исследований оператор проводит съёмку поверхности бака трансформатора с помощью тепловизионной аппаратуры. При проведении работ может создавать помехи навесная система охлаждения. Воздух, нагнетаемый вентиляторами, проходит сквозь радиаторы, нагревается и далее ударяется о поверхность бака. В результате чего на его поверхности образуется зона повышенного нагрева, которая не является следствием дефектов в активной части трансформатора. Поэтому, целесообразно на некоторое время отключить систему, а, в ряде случаев, и систему принудительной циркуляции масла.

Как правило, около трансформатора бывает недостаточно свободного места для того, чтобы снять его целиком на одном снимке, либо необходимо произвести съёмку более детально. В этих случаях поверхность бака разбивается на некоторое количество квадратов, каждый из которых представляет собой отдельные тепловизионные фотографии. Число квадратов практически неограниченно и определяется лишь возможностями программного обеспечения, которое будет впоследствии производить сборку целостной тепловой картины трансформатора.

На этапе полевых исследований оператор имеет возможность сразу оценить эффективность функционирования охлаждающих устройств, состояние маслonaполненных и фарфоровых вводов, контактных соединений токоведущих частей, контактов переключателей напряжения и др.

Обнаружив неисправности в этих узлах, оператор может сформировать протокол, пользуясь программным обеспечением комплекса Thermovision 470 (FLIR Systems AB), в котором указывается возможная причина повышенного нагрева и предварительный перечень мероприятий по её устранению. Наличие дефектов в активной части трансформатора, как правило, требует более точной диагностики. Для этого оператор фиксирует отдельные области крупным планом для их дальнейшего встраивания в общую тепловую картину

поверхности бака трансформатора. Результаты обследования сохраняются на гибком магнитном диске с указанием места и времени съёмок, а также наименования подстанции и обследуемого трансформатора. Кроме того, оператор указывает погодные условия в момент съёмки, текущие условия работы трансформатора, примерное расстояние до объекта. Разработана специальная система идентификации фиксируемых планов (вид спереди, сзади, слева, справа), которые указываются в этикетке каждой термограммы. Указанная информация заносится в тепловизор либо в журнал обследований непосредственно перед снятием термограмм и является необходимым элементом для дальнейшего анализа полученных изображений.

Передача информации в ПК.

Оценка состояния СТ на основе тепловизионного анализа достаточно оправданна, однако, как отмечалось выше, желательнее её проводить в сочетании с другими методами диагностики трансформаторов. Поэтому все последующие этапы предлагаемой технологии рассматриваются в рамках разработанной в ИГЭУ системы оценки состояния силовых трансформаторов Диагностика+.

Полученные на предыдущем этапе термограммы с помощью встроенного в тепловизор дисковод записываются на гибкий магнитный диск. Анализ данной информации, а также детальное изучение технической документации фирм FLIR не дали возможности стандартными средствами передавать результаты тепловизионного контроля в персональный компьютер для обработки их системой Диагностика+. Поэтому была разработана специальная программа сбережения, обеспечивающая чтение данных из внутреннего формата тепловизора, преобразование и сохранение их в среде Windows, что представило простой и удобный доступ к информации, полученный на этапе полевых исследований.[13]

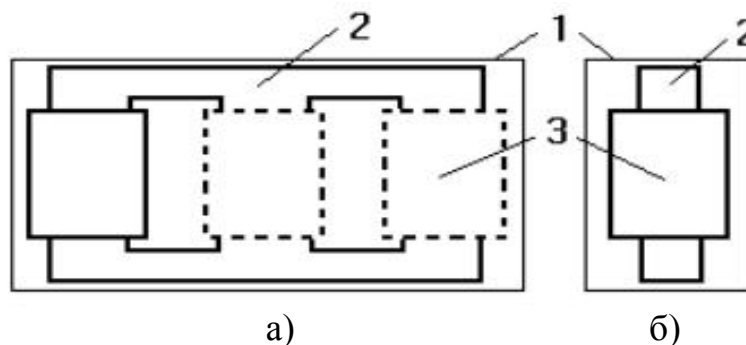
Структурирование термограмм. Если конкретный трансформатор, содержащийся в базе Диагностики+, впервые подвергается тепловизионному обследованию, то для него вначале заполняется форма "Типоразмеры", в которую администратор системы должен занести его геометрические размеры. Диалоговое окно представлено на рисунке 5.2.

Как правило, для СТ одного конструктивного типа эта информация является одинаковой. Поэтому в экспертной системе предусмотрено предварительное занесение главных размеров для всех типов трансформаторов и автоматическое заполнение подобных форм для конкретных трансформаторов. Администратор должен лишь визуально контролировать их содержание. Введённая информация используется для проецирования активной части СТ на каждую поверхность (переднюю, заднюю, левую, правую) бака, пример которого приведен на рисунке 5.3. На полученную проекцию далее автоматически накладывается равномерная сетка, которая требуется для последующего формирования единого тепловизионного изображения из нескольких термограмм. Последняя операция обусловлена, как отмечалось выше, невозможностью в большинстве

случаев получения одной термограммы для каждого вида из-за недостатка места вблизи трансформатора. Кроме того, подобное единое изображение оказывается и менее точным.

Тип трансформатора		Мощность, кВА	
ТДТН - 40000/110		40000	
Длина бака	Ширина бака	Высота бака	
4620	1560	3341	
Диаметр стержня	Высота окна	Межосевое расстояние	Диаметр наружной обмотки
560	2170	1195	1162
Расстояние от обмоток до верхнего ярма	Расстояние от обмоток до нижнего ярма	Расстояние от нижнего ярма до дна бака	
146	98	25	

Рисунок 5.2- Форма для ввода размеров трансформатора



а) вид спереди; б) вид сбоку;
 1 – бак; 2 – магнитопровод; 3 – обмотки активной части
 Рисунок 5.3- Вписывание активной части трансформатора в контур бака

Из полученного набора термограмм, представляющих фрагменты изображений, с помощью специальных команд экспертной системы формируются температурные картины всех сторон трансформатора, которые являются основой для дальнейшего анализа состояния СТ. Для их хранения создан специальный архив инфракрасных изображений (АИИ), отображенный на рисунке 5.4, занимающий центральное место в подсистеме тепловизионной диагностики. Основное меню АИИ, включающее команды ФОТО, ВИД, НАСТРОЙКИ, СЕРВИС и соответствующие подкоманды, позволяет эффективно проводить предварительный анализ полученной информации.

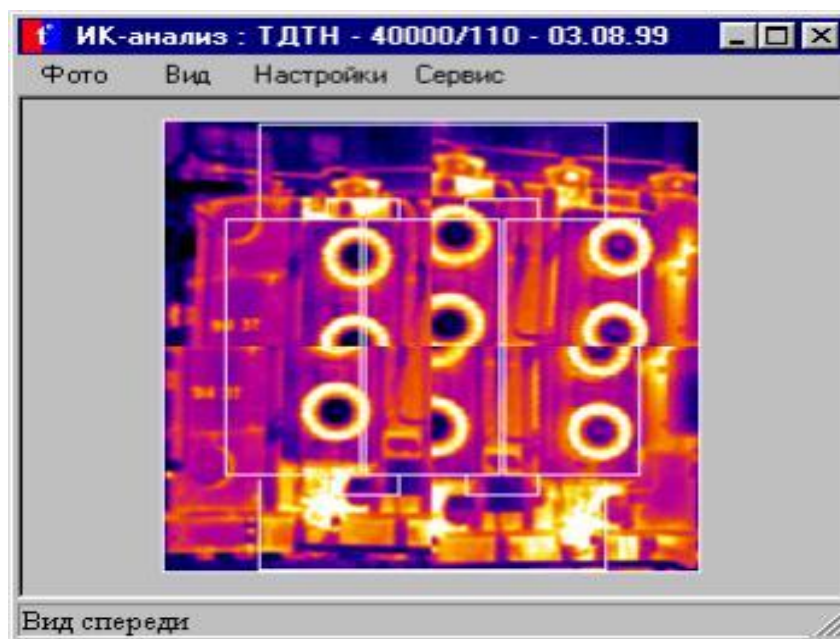


Рисунок 5.4 - Главный экран архива инфракрасных изображений

Предварительная обработка результатов.

На этом этапе имеется возможность визуального анализа термограмм каждого вида. При этом цветовая палитра автоматически обрабатывается с выводом на экран компьютера максимальной и минимальной температур для всего изображения или отдельного его фрагмента в режиме увеличения. Диалоговое окно «Режим увеличения» приведен на рисунке 5.5. Для любой, выбранной оператором с помощью курсора, точки выдаётся значение температуры (бегунок градусника на слайде). Можно получить также изоповерхности, т.е. участки изображения с конкретной температурой. Для этого мышью делается щелчок на индикаторной температурной полоске, после чего на градуснике появляется значение температуры, а соответствующие участки термограммы закрашиваются в зелёный цвет.

Результатом данного этапа является автоматическое нахождение для каждого выделенного оператором элемента активной части СТ наиболее нагретой точки. Обычно в качестве элементов выделяют: верхнее ярмо, нижнее ярмо, обмотки фаз А, В и С. Более удобной для предварительного анализа является формируемая таблица, содержащая диспетчерский номер трансформатора, его тип, дату обследования, названия элементов и их максимальные температуры на каждом виде.

Понятно, что анализу не подлежат все участки активной части, закрываемые навесным оборудованием. На термограммах эти области автоматически зачерняются.

Главный принцип диагностики данного этапа- сравнительный анализ аномально нагретой области с аналогичной поверхностью, имеющей нормальный нагрев. Оператору создаются условия для сопоставления:

- а) идентичных участков разных фаз конкретного трансформатора;
- б) одних и тех же изображений СТ в разные моменты его жизненного цикла;
- в) аналогичных поверхностей однотипных трансформаторов.

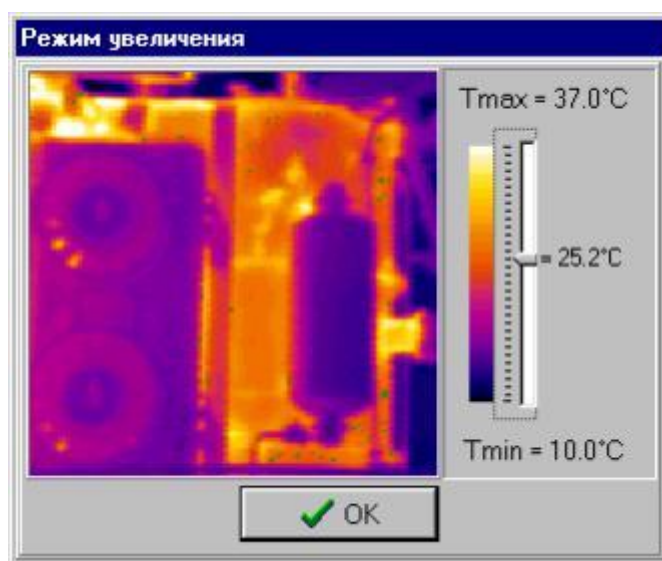


Рисунок 5.5- Визуальный анализ полученных термограмм

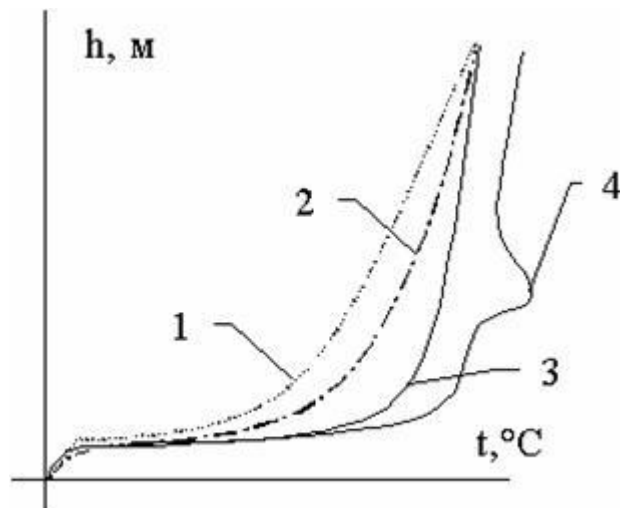
При проведении анализа считается, что влияние окружающей среды равнозначно по всей площади поверхности бака, влияние сторонних источников света и тепла отсутствует, а трансформатор работает в установившемся режиме. Кроме того, для облегчения анализа считается, что трансформатор – это условно симметричный объект, и все его фазы нагружены приблизительно одинаково.

Учёт реальных физических процессов в трансформаторе предполагает также принятие во внимание реального распределения температур масла и бака по высоте. Приведем график зависимости изменения превышения температуры стенки бака по высоте трансформатора от типа охлаждающей системы на рисунке 5.6.

Математический анализ термограмм. Автоматизированный поиск возможных дефектов в активной части предполагает использование методов математической статистики для корректного выявления аномальных температурных областей.

Для сравнения соответствующих друг другу изображений проекций активной части различных трансформаторов можно использовать критерий Колмогорова-Смирнова, который предназначен для одновременной оценки значимости и величины расхождения различных распределений.

Для иллюстрации работы данного метода приведем конкретный пример. Рассмотрим два замера температурного поля (A1 и A2) в зоне проекции верхней части обмотки фазы А на поверхности бака трансформатора.



1 – естественное; 2 – охлаждение дутьем; 3 – охлаждение дутьем с принудительной циркуляцией масла; 4 – температурный всплеск – проекция дефекта активной части трансформатора на поверхность бака

Рисунок 5.6- График зависимости $h(t)$

Исследуемая область занимает площадь 5428 (92x59) температурных точек. Разбив их на несколько диапазонов шириной 5 °C получим некоторое распределение. Приведем математический анализ в таблице 5.1.

Таблица 5.1- Математический анализ данных

Диапазоны		Частоты (число точек) $N(X_i)$		Накопленные частоты $\Delta N(X_i)$		Накопленные частоты $F(X_i) = \frac{\sum(X_i)}{n}$		Разность накопленных частотей
номер	диапазоны температур, °C	A_1	A_2	A_1	A_2	A_1	A_2	$DF(X_i)$ $= F(A_1) - F(A_2)$
1	10-15	113	87	113	87	2,08	1,6	0,48
2	15-20	672	336	785	423	14,46	7,79	6,67
3	20-25	1236	663	2021	1086	37,23	20,01	17,22
4	25-30	2074	1224	4095	2310	75,44	42,56	32,88
5	30-35	932	1891	5027	4201	92,61	77,39	15,22
6	35-40	320	919	5347	5120	98,51	94,33	4,18
7	40-45	81	262	5428	5382	100	99,15	0,85
8	45-50	0	46	5428	5428	100	100	0

Задача состоит в вычислении разностей накопленных частностей и нахождении максимального модуля (абсолютного значения) разности:

$$|\Delta F(X_i)|_{\max} = \left| F\left(\frac{X_{ij}}{A_1}\right) - F\left(\frac{X_{ij}}{A_2}\right) \right|_{\max}. \quad (5.1)$$

Очевидно, чем больше максимальная разность, тем сильнее различаются распределения. Если при этом учесть число наблюдений, от которого, естественно, также зависит статистическая значимость различий распределений, получим величину критерия Колмогорова – Смирнова:

$$\lambda = \left| \frac{\sum N_1^*(X_{ij})}{n_1} - \frac{\sum N_2^*(X_{ij})}{n_2} \right|_{\max} * \sqrt{\frac{n_1 * n_2}{n_1 + n_2}}, \quad (5.2)$$

где N_1, N_2 - численности наблюдений в диапазонах;
 n_1, n_2 – численность наблюдений по всей выборке.

В рассмотренном примере λ равна 17,19.

При величине $\lambda = 17,19$ различия не являются статистически значимыми, если считать отличия двухсторонними. Однако минимальная разность накопленных частостей равна нулю, что позволяет считать отличия односторонними и пользоваться односторонним критерием, равным 0,5 от двухстороннего. Можно считать различия статистически значимыми – температуры сравниваемых областей действительно отличаются, т.е. имеет место область повышенного нагрева. [12]

Особым преимуществом критерия Колмогорова-Смирнова является то, что этот критерий с большой вероятностью позволяет обнаружить любое отклонение между функциями распределений A_1 и A_2 при условии, что n достаточно велико.

В системе Диагностика+ результаты тепловизионного обследования трансформатора анализируются в сочетании с другими методами оценки состояния СТ. Это позволяет говорить о комплексном подходе к диагностике этих объектов.

Программный комплекс «Диагностика+» позволяет:

- 1) хранить паспортные данные оборудования, данные измерений и испытаний, а также данные обо всех существенных событиях в "жизни" объекта;
- 2) обеспечивать быстрый поиск актуальной информации в базах данных по запросам пользователей;
- 3) проводить оценку состояния функционирующего электрооборудования на основе результатов различных испытаний и измерений (по данным конкретного испытания или комплексную оценку по всем имеющимся данным);
- 4) выдавать рекомендации по дальнейшей эксплуатации объекта, а также по составу и срокам проведения следующих испытаний и измерений;
- 5) протоколировать результаты испытаний и предложенные рекомендации;
- 6) графически интерпретировать "историю жизни" объекта, а также динамику изменения состояния объекта и контролируемых параметров;

7) формировать и добавлять в базу знаний новые правила, повышая тем самым «уровень интеллектуальности» системы;

8) использовать альтернативные методики испытаний при оценке состояния объекта (в частности ХАРГ);

9) выводить на печать паспортные данные оборудования, журналы отключений с указанием причин и т.д.;

10) формировать сводный протокол по конкретным испытаниям за указанный период времени;

11) формировать комплексный протокол по всем видам испытаний;

12) планировать проведение ремонтов и протоколировать их содержание;

13) контролировать регламентные мероприятия: замену комплектующих и силикагеля, доливку и смешение масла и т.д.;

14) определять граничные значения контролируемых параметров на основе статистической обработки результатов.

Для оценки состояния силовых трансформаторов используется следующий перечень испытаний:

1) хроматографический анализ газов, растворённых в масле;

2) измерение потерь холостого хода;

3) измерение сопротивления короткого замыкания;

4) испытание трансформаторного масла;

5) измерение сопротивления изоляции;

6) измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток;

7) измерение сопротивления обмоток постоянному току;

8) испытание изоляции вместе с вводами повышенным напряжением частоты 50 Гц;

9) проверка группы соединения обмоток;

10) проверка коэффициента трансформации;

11) тепловизионный контроль состояния трансформатора;

12) оценка состояния бумажной изоляции по наличию фурановых соединений в масле;

13) периодический и внеочередной осмотр;

14) содержание кислорода в азотной подушке.[10]

Тепловизор — дорогостоящий прибор: стоимость его от 9000 \$ до 40000 \$, но он окупает себя всего за 8—12 месяцев. Тепловизионная диагностика позволяет предотвращать аварию задолго до поломки (приблизительно за 7-8 месяцев).

Во время обследования силовых трансформаторов тепловизором, проводят проверку следующих узлов и агрегатов:

а) кабельные вводы;

б) баки трансформаторов;

в) систему охлаждения трансформатора (включая радиаторы, вентиляторы, маслонасосы);

г) ТСФ (термосифонные фильтры);

д) любые контактные соединения.

В результате таких проверок легко обнаружить следующие дефекты оборудования на самой ранней стадии их проявления:

а) повышенная температура контактов в месте соединения обмоток НН с выводами трансформатора;

б) повышение температуры в месте болтовых креплений колокола бака.

Так же, с помощью тепловизоров выявляют сбои в работе систем охлаждения трансформатора и регенерации масла. В охлаждающих системах проверяют работу вентиляторов и маслонасосов, циркуляцию масла в радиаторах и его регенерацию (проверка работы термосифонных фильтров). Циркуляция масла в фильтре будет отсутствовать при закрытой задвижке («шибере») трубопровода фильтра, в режиме холостого хода, а так же, возможно, и при малых нагрузках трансформатора (меньше 50 %). Так же, циркуляция отсутствует при наличии шламообразования в фильтре. [14]

Еще одним распространенным дефектом являются воздушные пробки в баках трансформаторов. Воздушные пробки появляются при замене вводов, смене масла и других ремонтных работах. Чаще всего это происходит в результате неаккуратно проведенных регламентных работ.

Все эти дефекты показаны на приведенных ниже термограммах.

Рассмотрим рисунок 5.4. Уровень нагрева в блоке переключателя обмоток масляного трансформатора 25МВА не должен превышать температуру блока обмоток трансформатора. Термограммы 4(а) и 4(с) указывают на критическое состояние в этом блоке переключателя обмоток.

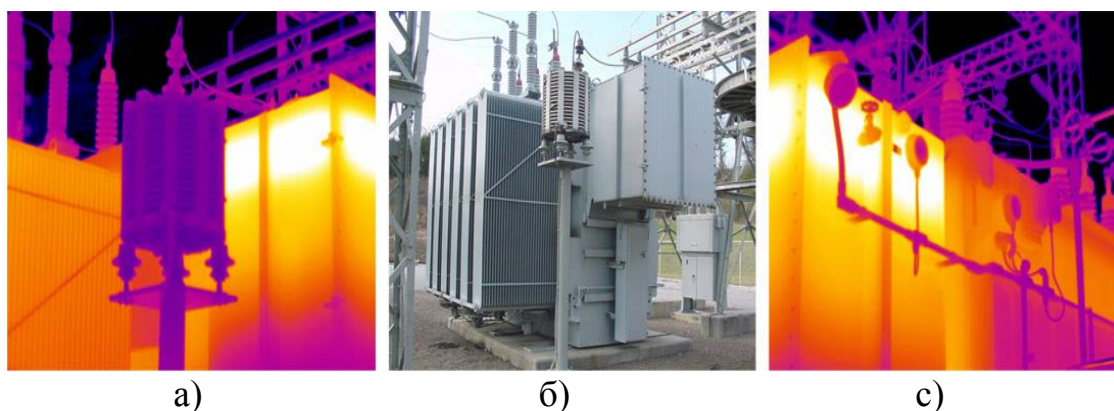


Рисунок 5.4 – Состояние силового трансформатора

На термограммах 5.5(а) – 5.5(с) показаны некоторые термограммы, полученные при тепловизионных обследованиях силового масляного трансформатора. На термограмме 5.5 (а) заметно наличие дефектов соединения на выходе вторичной обмотки. Термограмма 5.5 (b) свидетельствует о замыкании вторичной обмотки через сердечник и металлический корпус трансформатора на землю. Термограмма 5.5(с) указывает на нарушение работы радиатора системы масляного охлаждения.

Каждый из трех дефектов может привести к преждевременному выходу электрооборудования из строя.

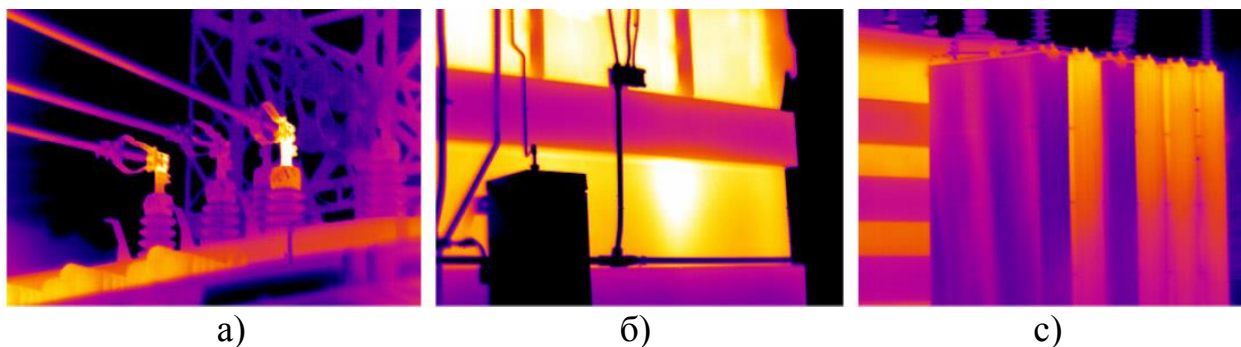


Рисунок 5.5 - Состояние трансформатора

Рассмотрим рисунок 5.6. Проводя обследование силовых трансформаторов (рисунок 5.6 б), необходимо проводить сканирование с разных сторон. Термограмма б(а) показывает, что этот регулятор имеет достаточный уровень масла для нормальной работы радиатора. Но термограмма б(с) указывает на превышение температуры.

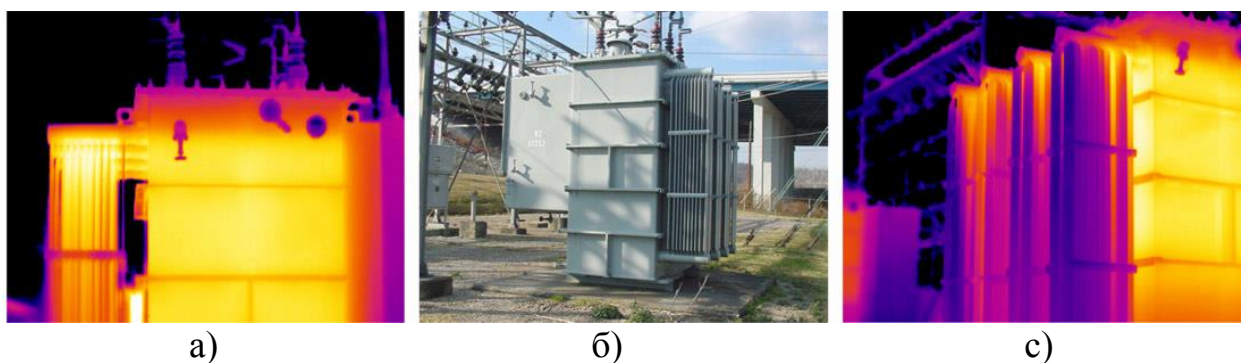


Рисунок 5.6 - Нагрев трансформатора

Термограммы встречающихся на практике дефектов узлов трансформаторов приведем на рисунках 5.7-5.12.

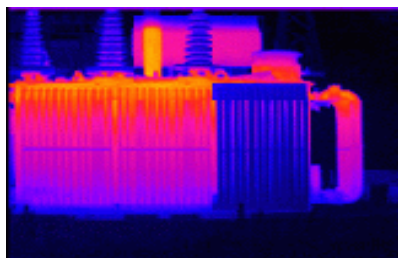


Рисунок 5.7- Отсутствует циркуляция масла в правом радиаторе

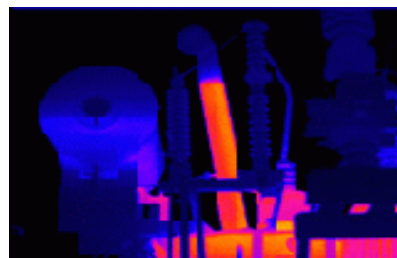


Рисунок 5.8- В выхлопной трубе слишком высокий уровень масла

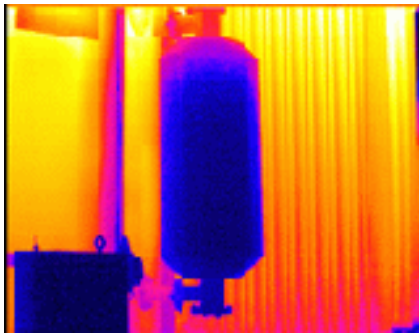


Рисунок 5.9- Отсутствует циркуляция масла в термосифонном фильтре

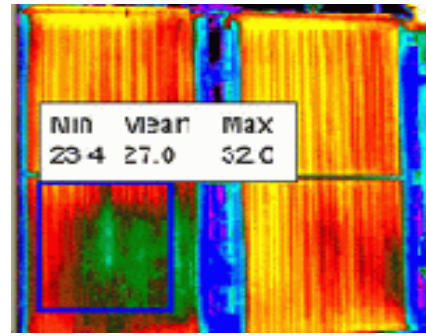


Рисунок 5.10- Нарушенная циркуляция в радиаторе

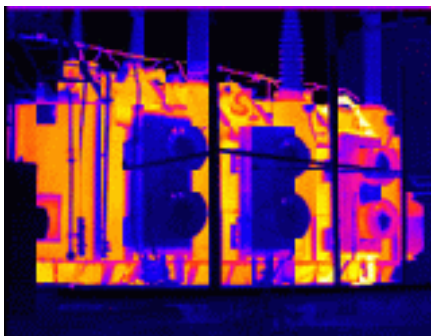


Рисунок 5.11- Не работают электродвигатели (тёмные)

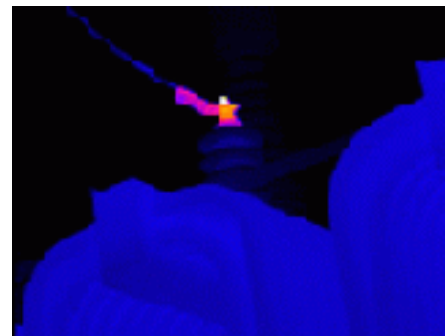


Рисунок 5.12- Высокая температура шпильки (ввод трансформатора)

На рисунке 5.13 изображен тепловизор ThermoVision A20-M компании FLIR Systems AB. На рисунке 5.14 изображен тепловизор ThermoCAM E25 компании FLIR Systems AB.



Рисунок 5.13-ThermoVision A20-M



Рисунок 5.14- ThermoCAM E25

Преимущества тепловизионных обследований:

- 1) выявления дефектов тепловым методом неразрушающего контроля;
- 2) предотвращения аварий и повреждений оборудования;
- 3) достоверность, объективность и точность получаемых сведений;

- 4) безопасность при проведении обследования оборудования;
- 5) не требуется отключение и демонтаж оборудования;
- 6) большой объём выполняемых работ за единицу времени;
- 7) возможность определение дефектов на ранней стадии развития.

Как показывает опыт, проведение комплексного обследования целесообразно в следующих случаях:

а) на трансформаторах, отработавших нормативный срок службы, для принятия решения о возможности дальнейшей работы и условиях, при которых эта работа возможна;

б) на трансформаторах, отработавших 8-12 лет, для принятия решения о необходимости и объеме капитального ремонта;

в) на трансформаторах, результаты периодических испытаний которых выходят за нормируемые значения или при других показаниях, свидетельствующих о наличии внутреннего дефекта, для выявления характера дефекта, возможности и допустимых сроках его устранения.

Вывод:

В работе предложена технология оценки состояния силовых трансформаторов на основе тепловизионного контроля с помощью современных средств тепловизионной техники. Наибольшую ценность предлагаемый подход может дать в сочетании с традиционными видами оценки состояния силовых трансформаторов. Выполненный в работе анализ показал, что современное развитие методов технической диагностики силовых трансформаторов позволяет достоверно выявлять дефекты элементов оборудования на ранней стадии их развития. Это в свою очередь позволяет отказаться от системы планово-предупредительных ремонтов и перейти на систему обслуживания силовых трансформаторов «по состоянию».

6. Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда механического цеха

При механической обработке красителей возникает ряд физических, химических, психофизиологических и биологических опасных и вредных производственных факторов.

Движущие части производственного оборудования, передвигающиеся изделия и заготовки, остатки обрабатываемых материалов, осколки инструментов, высокая температура обрабатываемых изделий, повышенное напряжение в электроцепи или статического электричества, при котором может произойти замыкание через тело человека- относятся к категории физических опасных факторов.

Изготовление красителей должно быть безопасным на всех стадиях работы: при подготовке компонентов красителей, их изготовлении, при обработке, очистке и мойке производственного оборудования, инструментов, защитных средств.[15]

Основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для процесса изготовления красителей, обусловлены применением токсичных лакокрасочных материалов, образованием в воздухе рабочей зоны лакокрасочных аэрозолей (пыли и тумана) и выделением паров растворителей.

Лакокрасочные материалы представляют собой смесь пленкообразующих веществ, растворителей (разбавителей), пигментов и различных добавок (пластификаторов, отвердителей и др.). В воздух рабочей зоны пленкообразующие вещества попадают в составе лакокрасочного аэрозоля. Их вредное воздействие обусловлено наличием в составе токсичных веществ (стирола, фенола, формальдегида и др.).

Пигменты- сухие красящие вещества неорганического (титан, цинк, свинец, хром и др.) и органического происхождения (монстроль, азоксипигменты и др.). Наиболее вредным пигментом является свинец и его неорганические соединения, которые в смеси с хромовыми производными входят в состав всех цветных пигментов. В воздух рабочей зоны свинец и его соединения при механической обработке поступают в виде аэрозоля. Свинец и его соединения чрезвычайно токсичны. Концентрации вредных веществ не должны превышать предельно допустимых значений.

Физическими вредными производственными факторами являются повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; высокий уровень шума и вибрации; недостаточная освещенность рабочей зоны, наличие пульсации светового потока.

В процессе механической обработки полимерных материалов происходят механические и физико- химические изменения их структуры (термоокислительная деструкция). Продукты термоокислительной деструкции (предельные и непредельные углеводороды, а также ароматические углеводороды) могут вызывать наркотическое действие, изменение со

стороны центральной нервной системы, сосудистой системы, кровеносных органов, внутренних органов, а также кожно-трофические нарушения. Аэрозоль нефтяных масел, входящих в состав смазывающих-охлаждающих жидкостей (СОЖ), может вызвать раздражение слизистых оболочек верхних дыхательных путей, способствовать снижению иммуннобиологической реактивности.

К психофизиологическим вредным производственным факторам процессов можно отнести физические перегрузки, перенапряжение зрения, монотонность труда.

К биологическим факторам относятся болезнетворные микроорганизмы и бактерии, проявляющиеся при работе с СОЖ.

Для обеспечения чистоты воздуха и нормализации параметров микроклимата в производственных помещениях помимо местных отсасывающих устройств, обеспечивающих удаление вредных веществ из зоны механической обработки (пыли, аэрозолей СОЖ), должна быть предусмотрена приточно-вытяжная общеобменная система вентиляции.

Для снятия статического электричества пылеприемники и воздуховоды вентиляционных установок должны иметь заземление по ГОСТ 12.1.030-81.

Естественное и искусственное освещение производственных помещений должно соответствовать требованиям СНиП II-4-79 (приложения II-V). При проектировании осветительных установок освещенность и качественные характеристики освещения цехов красителей и отделений выбирают по отраслевым нормам. Проектирование осветительных установок в цехе необходимо выполнить с учетом классификации пожаро-взрывоопасности технологических участков и установок. [15]

Помещения цехов красителей относятся к помещениям повышенной пожаро-взрывоопасности и их необходимо оснащать средствами пожарной техники. В помещениях цехов необходимо предусматривать установку газоанализаторов (типа СВК-3М1, ПИВ-2), предупреждающих о возникновении в воздухе взрывоопасных концентраций растворителей. Полы помещений должны быть выполнены из негорючих материалов, стойкими к агрессивным веществам и не дающим искр при трении и ударных нагрузках.

Рабочие и служащие должны быть обеспечены специальной одеждой и средствами индивидуальной защиты. Специальную одежду (комбинезон и головной убор) необходимо хранить на производстве и стирать не реже одного раза в 10 дней. Для защиты кожи рук применяют перчатки из поливинилового спирта и мази: паста ИЭР-1, защитный крем «силиконовый ПМС-30», защитное средство «Невидимка», крем «Пленкообразующий». Мази наносят на кожу рук дважды в течение рабочей смены: перед работой и после обеденного перерыва. Для удаления с кожи лакокрасочных материалов рекомендуется применять чистящее жидкое средство СОЖ неразбавленным или в виде 25%-ного водного раствора.

Принимаемые на работу рабочие и инженерно-технический персонал в цехах красителей должны проходить предварительные и периодические медицинские осмотры.

6.2 Акустический расчет и меры защиты от воздействия шума на персонал

В цехе работают несколько источников шума (ИШ), которые имеют разный уровень звуковой мощности. Данные приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Уровни звуковой мощности источников шума

Величина, дБ	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц								Тип источника шума
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Lp1 (2 шт.)	109	104	104	101	98	93	87	79	Дробилка
Lp2 (2 шт.)	95	100	104	107	110	107	101	98	Мельница
Lp3 (2 шт.)	112	118	115	110	105	97	98	85	Грохот

Все ИШ работают одновременно. Источники установлены на полу, поэтому принимаем для них фактор направленности $\Phi_1 = \Phi = 1$. Расчетная точка находится на высоте 1,5 м от пола.

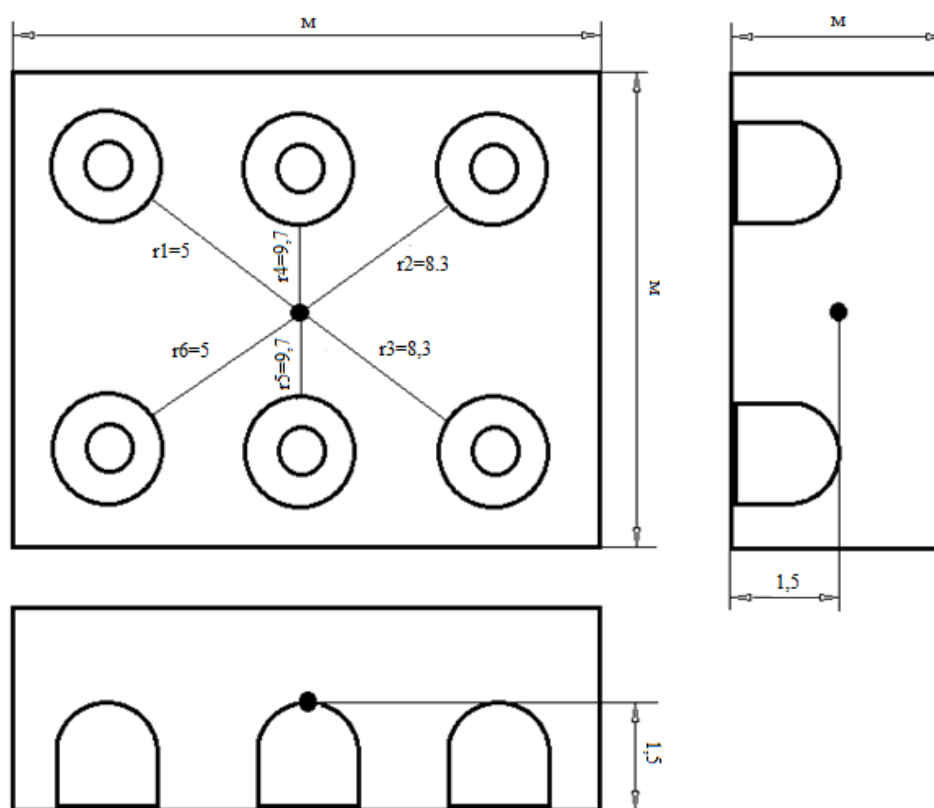


Рисунок 6.1 - Схема расположения расчетной точки и источников шума в помещении

Октавные уровни звукового давления L в дБ в расчетных точках помещений, в которых несколько источников шума в зоне прямого и отраженного звука определим по формуле:

$$L_{общ} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \quad (6.1)$$

где $\Delta_i = 10^{0,1L_{pi}}$;

L_{pi} – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый i -тым источником шума (таблица 3.3[16]);

m – количество источников шума, ближайших к расчетной точке (т.е. источников, для которых $r_i < 5 r_{i \min}$);

n – общее количество источников шума в помещении;

χ – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения расстояния r в метрах между акустическим центром источника и расчетной точкой к максимальным габаритным размерам l_{\max} в метрах источника шума, определяется по графику;

Φ – фактор направленности источника шума, так как ИШ располагается на полу, в расчете принимаем $\Phi=1$;

ψ – коэффициент, учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, принимаемый по опытным данным, а при их отсутствии – по графику. По графику определим, что при $B/S_{озр} = 0,8$; $\psi = 0,55$;

S – площадь воображаемой поверхности правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку.

В данном случае минимальное расстояние от расчетной точки до акустического центра и ближайшего к ней источника $r_{\min} = 5$ м; $5 \cdot r_{\min} = 25$ м.

Общее количество источников шума, принимаемых в расчет и расположенных вблизи расчетной точки, когда $r_i < 5 r_{\min} = 25$ м, будет равно 6 ($m=6$), т. е. учитываются все данные источники, расположенные на расстояниях $r_1, r_2, r_3, r_4, r_5, r_6$;

Величина $\frac{r_{\min}}{l_{\max}} = \frac{5}{1,5} = 3,3 \geq 2 \Rightarrow$ принимаем $\chi = 1$,

где l_{\max} – максимальный линейный размер источника шума.

Для всех источников выполняется условие $2 \cdot l_{\max} < r$; $2 \cdot 1,5 \text{ м} < 5$ м.

Поэтому можно принять $S_i = 2 \pi r_i^2$.

B_i – постоянная помещения, м^2 , определяется по формуле:

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu, \quad (6.2)$$

где B_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц, определяется в зависимости от характеристики и типа помещения, м² (таблица 3.8 [16]);

μ – частотный множитель, определяемый в зависимости от заданного объема помещения.

Из справочника, выбрав тип помещения, определяем постоянную помещения B_{1000} ; выбираем тип помещения 1- с небольшим количеством людей (металлообрабатывающие цеха, вентиляционные камеры, машинные залы, генераторные, испытательные стенды и т.п.):

$$B_{1000} = \frac{V}{20} = \frac{7200}{20} = 360 \text{ м}^2. \quad (6.3)$$

Приведем значения частотного множителя μ в таблице 7.2 для объема помещения $V=7200 \text{ м}^3$.

Таблица 6.2 - Значения частотного множителя μ .

	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Определяем требуемое снижение шума $\Delta L_{тр}$, приняв нормативные уровни звукового давления в расчетной точке по таблице 3.7 [16]:

$$\Delta L_{тр} = L_{общ} - L_{доп}, \text{ дБ}, \quad (6.4)$$

где $L_{общ}$ – октавный уровень звукового давления в расчетной точке от всех источников шума, дБ;

$L_{доп}$ - допустимый уровень звукового давления в пределах октавы для рабочего места- кабины дистанционного управления без речевой связи по телефону, указаны в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Допустимые уровни звукового давления

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{доп}$	94	87	82	78	75	73	71	70

Все последовательные расчеты отражены в таблице 6.4. Расчеты производились в Microsoft Excel.

Таблица 6. 4 - Результаты расчета

№	Величина	Ед.измер.	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	Lpi1,6	дБ	109	104	104	101	98	93	87	79
2	Lpi2,3	дБ	95	100	104	107	110	107	101	98
3	Lpi4,5	дБ	112	118	115	110	105	97	98	85
4	$\Delta 1,6=10^{(0,1*Lpi)}$	-	$7,94*10^{10}$	$2,51*10^{10}$	$2,51*10^{10}$	$1,26*10^{10}$	$6,31*10^9$	$2,00*10^9$	$5,01*10^8$	$7,94*10^7$
5	$\Delta 2,3=10^{(0,1*Lpi)}$	-	$3,16*10^9$	$1,00*10^{10}$	$2,51*10^{10}$	$5,01*10^{10}$	$1,00*10^{11}$	$5,01*10^{10}$	$1,26*10^{10}$	$6,31*10^9$
6	$\Delta 4,5=10^{(0,1*Lpi)}$	-	$1,58*10^{11}$	$6,31*10^{11}$	$3,16*10^{11}$	$1,00*10^{11}$	$3,16*10^{10}$	$5,01*10^9$	$6,31*10^9$	$3,16*10^8$
7	$S1=S6=2*\pi*r1^2$	м2	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00
8	$S2=S3=2*\pi*r2^2$	м2	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63
9	$S3=S2=2*\pi*r3^2$	м2	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63	432,63
10	$S4=S5=2*\pi*r4^2$	м2	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89
11	$S5=S4=2*\pi*r5^2$	м2	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89	590,89
12	$S6=S1=2*\pi*r6^2$	м2	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00	157,00
13	$\Delta 1/S1$	-	$5,06*10^8$	$1,60*10^8$	$1,60*10^8$	$8,02*10^7$	$4,02*10^7$	$1,27*10^7$	$3,19*10^6$	$5,06*10^5$
14	$\Delta 1/S2$	-	$7,31*10^6$	$2,31*10^7$	$5,81*10^7$	$1,16*10^8$	$2,31*10^8$	$1,16*10^8$	$2,91*10^7$	$1,46*10^7$
15	$\Delta 1/S3$	-	$7,31*10^6$	$2,31*10^7$	$5,81*10^7$	$1,16*10^8$	$2,31*10^8$	$1,16*10^8$	$2,91*10^7$	$1,46*10^7$
16	$\Delta 1/S4$	-	$2,68*10^8$	$1,07*10^9$	$5,35*10^8$	$1,69*10^8$	$5,35*10^7$	$8,48*10^6$	$1,07*10^7$	$5,35*10^5$
17	$\Delta 1/S5$	-	$2,68*10^8$	$1,07*10^9$	$5,35*10^8$	$1,69*10^8$	$5,35*10^7$	$8,48*10^6$	$1,07*10^7$	$5,35*10^5$
18	$\Delta 1/S6$	-	$5,06*10^8$	$1,60*10^8$	$1,60*10^8$	$8,02*10^7$	$4,02*10^7$	$1,27*10^7$	$3,19*10^6$	$5,06*10^5$
19	сумм $\Delta i/Si$	-	$1,56*10^9$	$2,50*10^9$	$1,51*10^9$	$7,31*10^8$	$6,50*10^8$	$2,74*10^8$	$8,59*10^7$	$3,13*10^7$
20	$B1000(V=7200м^3)$	м2	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
21	μ	-	0,50	0,50	0,55	0,70	1,00	1,60	3,00	6,00
22	$Bi=B1000*\mu$	м2	180,00	180,00	198,00	252,00	360,00	576,00	1080,00	2160,00
23	$4*\psi/Bi$	-	0,012	0,012	0,011	0,009	0,006	0,004	0,002	0,001
24	$\sum \Delta i$ (от 1 до 6)	-	$4,82*10^{11}$	$1,33*10^{12}$	$7,33*10^{11}$	$3,25*10^{11}$	$2,76*10^{11}$	$1,14*10^{11}$	$3,88*10^{10}$	$1,34*10^{10}$
25	строка 23* строка 24	-	$5,89*10^9$	$1,63*10^{10}$	$8,14*10^9$	$2,84*10^9$	$1,69*10^9$	$4,36*10^8$	$7,90*10^7$	$1,37*10^7$
26	строка 19 + строка 25	-	$7,46*10^9$	$1,88*10^{10}$	$9,65*10^9$	$3,57*10^9$	$2,34*10^9$	$7,10*10^8$	$1,65*10^8$	$4,49*10^7$
27	$Lобщ=10lg(строка 26)$	дБ	98,73	102,74	99,85	95,53	93,68	88,52	82,17	76,52
28	Lдоп	дБ	94,00	87,00	82,00	78,00	75,00	73,00	71,00	70,00
29	$\Delta Lтреб=Lобщ-Lдоп$	дБ	4,73	15,74	17,85	17,53	18,68	15,52	11,17	6,52

В качестве меры защиты от производственного шума запроектируем стену (с окном и дверью) и перекрытием кабины наблюдения зала с ИШ, имеющего размеры 14x9x5 м. Площадь глухих стен S_1 и S_2 соответственно равны 70 и 126 м², площадь двери $S_3= 6$ м², окна $S_4= 5$ м². Суммарный уровень звуковой мощности $L_{ш}$ приведен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Суммарный уровень звуковой мощности, излучаемой всеми ИШ

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ш}$	99	103	100	96	94	89	82	77

Требуемую звукоизолирующую способность каждого элемента наблюдательной кабины рассчитаем по формуле 3.13 [16]:

$$R_{mp} = L_{ш} - 10 \lg B_u + 10 \lg S_i - L_{дон} + 10 \lg n, \quad (6.5)$$

где $L_{ш}$ – октавный уровень звукового давления вне защищаемого от шума помещения, найденного нами по формуле 3.5 [16] ($L_{ш}=L_{общ}$);

B_u – постоянная защищаемого от шума помещения- кабины, м²,

$$B_u = B_{u1000} \cdot \mu. \quad (6.6)$$

Для наблюдательной кабины с объемом $V=14 \times 9 \times 5$:

$$B_{u1000} = V/10 = 630/10 = 63 \text{ (м}^2\text{)}. \quad (6.7)$$

Приведем значения частотного множителя μ в таблице 6.6 для объема помещения $V=630$ м³.

Таблица 6.6 – Значения частотного множителя μ .

	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2

Окончательные расчеты приведены в таблице 6.7.

Таким образом, расчеты требуемой изоляции воздушного шума в дБ ограждающей конструкции при проникновении шума из одного помещения в другое показали необходимость выбора звукоизолирующих конструкций. Следовательно, для стен (S_1 и S_2) выбрана сталь (панели с ребрами жесткости, размер ячеек между ребрами не более 3x1,5 м, толщина = 4 мм); для двери (S_3)- фанерная дверь толщиной 8 мм; для окна (S_4)- одинарное окно с силикатным стеклом толщиной 3 мм (без уплотняющих прокладок). Данные приведены в таблице 6.8.

Таблица 6.7 - Результаты акустического расчета

№	Величина	Единицы измерения	Среднегеометрическая частота октавной полосы, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	$V_{н1000}(V=630\text{м}^3)$	м^2	63	63	63	63	63	63	63	63
2	μ	-	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
3	$V_{и}=V_{н1000}*\mu$	-	40,95	39,06	40,32	47,25	63	94,5	151,2	264,6
4	$L_{ш}$	дБ	98,73	102,74	99,85	95,53	93,68	88,52	82,17	76,52
5	$L_{доп}$	дБ	94	87	82	78	75	73	71	70
6	$10\lg(m)$ ($m=6$)	-	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78
7	$10\lg(B_{и})$	-	16,12	15,92	16,05	16,74	17,99	19,75	21,79	24,23
8	$10\lg(S1)$ ($S1=70\text{ м}^2$)	-	18,45	18,45	18,45	18,45	18,45	18,45	18,45	18,45
9	$10\lg(S2)$ ($S2=126\text{ м}^2$)	-	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
10	$10\lg(S3)$ ($S3=6\text{ м}^2$)	-	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78
11	$10\lg(S4)$ ($S4=5\text{ м}^2$)	-	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
12	$R_{тр1}$	дБ	14,84	26,06	28,03	27,02	26,92	21,99	15,61	8,53
13	$R_{тр2}$	дБ	17,39	28,61	30,58	29,57	29,47	24,55	18,16	11,08
14	$R_{тр3}$	дБ	4,17	15,39	17,36	16,35	16,25	11,33	4,94	-2,14
15	$R_{тр4}$	дБ	3,38	14,59	16,57	15,56	15,46	10,54	4,15	-2,94

Таблица 6.8- Конструкции, обеспечивающие требуемую звукоизоляцию

Конструкция	Звукоизолирующая способность (дБ) на среднегеометрической частоте, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Сталь	25	33	30	34	39	45	47	31
Фанерная дверь	12	16	20	24	27	27	27	32
Окно с силикатным стеклом	14	17	21	25	29	33	34	37

6.3 Разработка зануления низковольтного оборудования

Зануление- это преднамеренное электрическое соединение открытых проводящих частей электроустановок с глухозаземленной нейтральной точкой генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности и нулевого рабочего проводника.

Расчет зануления имеет целью определить условия, при которых оно надежно выполняет возложенные на него задачи быстро отключить поврежденную установку от сети и в то же время обеспечивает безопасность прикосновения человека к зануленному корпусу в аварийный период.

В соответствии с этим зануление рассчитывают на отключающую способность. При этом в соответствии с ПУЭ должны выполняться определенные требования.

Исходные данные:

1 Трансформатор питающей подстанции мощностью 100 кВА, соединение «треугольник-звезда»;

2 Кабель от подстанции до вводов цеха: 4-хжильный алюминиевый, $l=80$ м, сечение $3 \times 50 + 1 \times 35$. От щитка до двигателя: $l=20$ м, сечение $3 \times 10 + 1 \times 6$ (алюминиевый).

3 Номинальная мощность двигателя HSS-600A= 15 кВт, $\eta= 80\%$, $\cos\varphi= 0,8$, Кп= 6.

4 Защита двигателя производится плавкими вставками.

На рисунке 6.2 приведена принципиальная схема зануления в системе TN – S. Составлена схема замещения зануления низковольтного оборудования на рисунке 6.3.

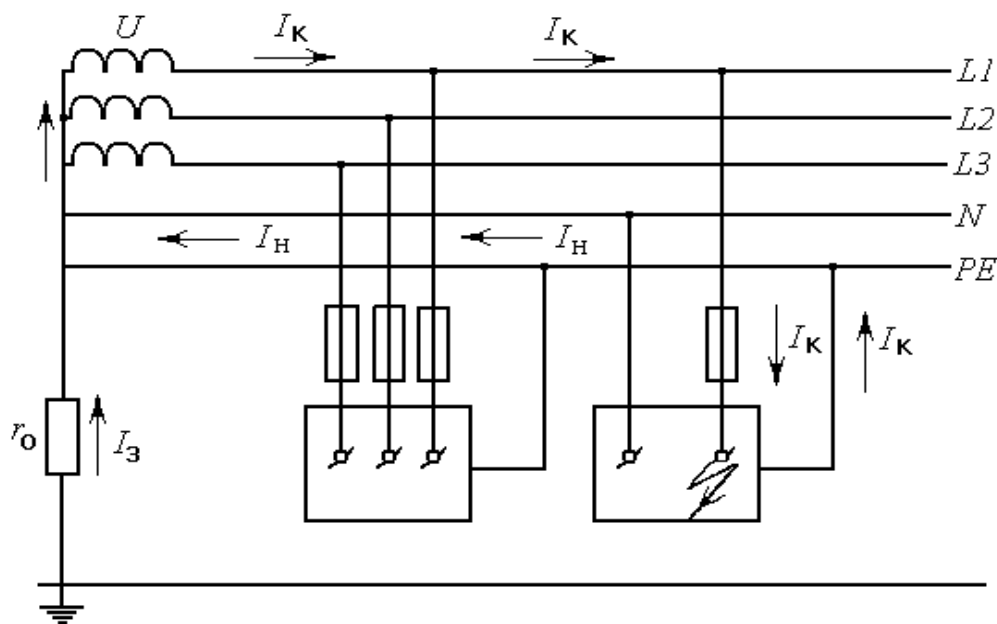


Рисунок 6.2- Принципиальная схема зануления в системе TN – S

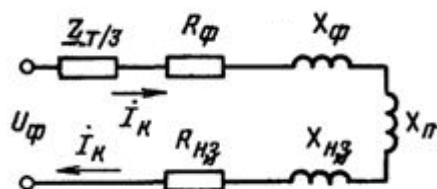


Рисунок 6.3- Упрощенная расчетная схема зануления в сети переменного тока на отключающую способность

Расчет $I_{кз}$ проведем по формуле :

$$I_{кз} = U_{\phi} / (Z_T / 3 + Z_{\pi}), \quad (6.8)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В;

Z_T – полное сопротивление обмоток трехфазного источника тока (трансформатора), Ом;

Z_{π} - полное сопротивление петли фаза – нуль, Ом,

$$Z_{\pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_n)^2 + (X_{\phi} + X_n + X_n)^2} . \quad (6.9)$$

Значение Z_T зависит от мощности трансформатора, напряжения, схемы соединения его обмоток и конструктивного исполнения трансформатора. При расчетах зануления Z_T выбирается согласно мощности трансформатора. В данном случае $Z_T = 0,081$ Ом. [17]

Рассчитаем номинальный ток двигателя при известной мощности по формуле (6.10):

$$I_{нэл.дв} = 1000 \cdot P / \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \phi , \quad (6.10)$$

где P - номинальная мощность двигателя, кВт;

U_n – номинальное напряжение, В;

$\cos \phi$ – коэффициент мощности, показывающий, какая часть тока используется на получение активной мощности и какая на намагничивание.

Подставив значения получим:

$$I_{нэл.дв} = 1000 \cdot 15 / \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8 = 28,5 \text{ А.}$$

Для расчета активных сопротивлений R_n и R_{ϕ} необходимо предварительно выбрать сечение, длину и материал нулевого и фазного проводников. Сопротивление проводников из цветных металлов определим по формуле:

$$R_n = \frac{\rho \times L}{S} , \quad (6.11)$$

где ρ - удельное сопротивление алюминиевой жилы принимается равной $0,028 \text{ Ом} \times \text{мм}^2/\text{м}$;

L – длина проводника, м;

S – сечение жилы, мм^2 .

$$R_{\phi 1} = \frac{0,028 \times 80}{50} = 0,045 \text{ Ом,}$$

$$R_{\phi 2} = \frac{0,028 \times 20}{10} = 0,056 \text{ Ом},$$

$$R_{\phi \Sigma} = 0,045 + 0,056 = 0,101 \text{ Ом},$$

$$R_{н1} = \frac{0,028 \times 80}{35} = 0,064 \text{ Ом},$$

$$R_{н2} = \frac{0,028 \times 20}{6} = 0,093 \text{ Ом},$$

$$R_{н\Sigma} = 0,064 + 0,093 = 0,157 \text{ Ом}.$$

Для медных и алюминиевых проводников внутреннее индуктивное сопротивление фазного и нулевого проводников X_{ϕ} и X_0 невелико и составляет 0,0156 Ом/км, т.е. $X_{\phi} = 0,0156 \cdot 0,13 = 0,002$ Ом; $X_0 = 0,0156 \cdot 0,13 = 0,002$ Ом. Величину внешнего индуктивного сопротивления петли «фаза-нуль» в практических расчетах принимают равной 0,6 Ом/км. [17]

Составим расчетную схему замещения, изображена на рисунке 6.4.

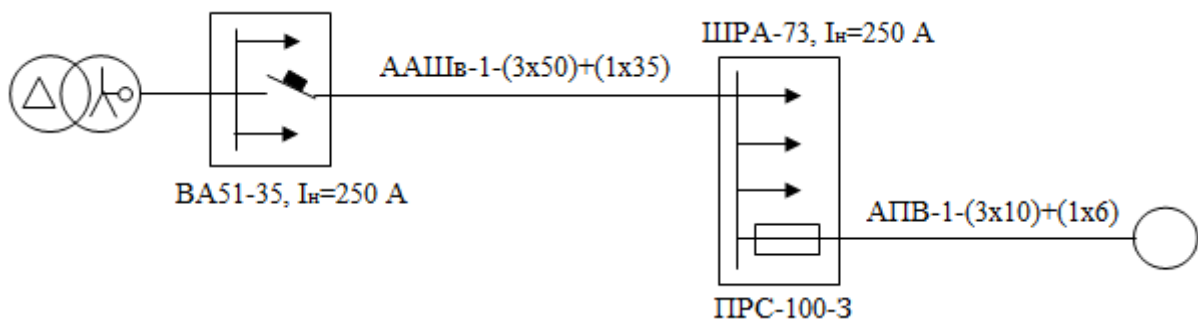


Рисунок 6.4- Расчетная схема замещения

Определим пусковой ток электродвигателя, зная его номинальный ток по формуле :

$$I_{\text{пуск эл.дв}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{нэл.дв}} = 6 \cdot 28,5 = 171 \text{ А}.$$

Вычислим номинальный ток плавкой вставки по формуле:

$$I_{\text{нпл.вст.}} = I_{\text{пуск эл.дв}} / K_{\text{т}} = 171 / 2 = 85,5 \text{ А},$$

где $K_{\text{т}}$ – коэффициент режима работы (1,6-2,5; 1,6-1,8 для двигателей с частыми включениями; 2-2,5 для двигателей, приводящих в действие механизмы с редкими пусками). В данном случае принимаем $K_{\text{т}} = 2$.

Рассчитаем ожидаемое значение тока короткого замыкания:

$$I_{кз} > 3 \cdot I_{нпл.вст} = 3 \cdot 85,5 = 256,5 \text{ А.}$$

Рассчитаем плотность тока δ в нулевом и фазном проводниках. Допускаемая плотность тока в алюминиевых проводниках не должна превышать 4-8 А/мм²:

$$\delta = I_{нэл.дв} / S = 28,5 / 10 = 2,85 \text{ А/мм}^2.$$

Определяем внешнее индуктивное сопротивление петли «фаза-нуль», зная, что $X_n = 0,6 \text{ Ом/км}$.

$$X_n = 0,6 \cdot 0,13 = 0,078 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление петли «фаза-нуль» Z_{π} и ток короткого замыкания по формулам (6.9) и (6.8):

$$Z_{\pi} = \sqrt{(0,101 + 0,157)^2 + (0,002 + 0,002 + 0,078)^2} = 0,271,$$

$$I_{кз} = 220 / (0,081 / 3 + 0,271) = 738,3 \text{ А.}$$

Проверим, обеспечено ли условие надежного срабатывания защиты:

$$I_{кз} > 3 \cdot I_{нпл.вст}, 738,3 > 256,5 \text{ А,}$$

$$I_{кз} > 1,25 \cdot I_{навт}.$$

По расчетному номинальному току плавкой вставки выбираем предохранитель стандартных параметров:

ПРС-100-3; $I_{нпл.вст} = 100 \text{ А}$, или выбираем автоматический выключатель по $I_{навт} = 1,25 \cdot I_{нэл.дв} = 1,25 \cdot 28,5 = 35,63 \text{ А}$. Выбираем автоматический выключатель ВА47-63, отключающая способность 4,5 кА; $I_{навт} = 40 \text{ А}$.

Время срабатывания плавкой вставки предохранителя определяется по защитной характеристике плавкой вставки, а для автомата принимается из справочника. В данном случае для $I_{нпл.вст} = 100 \text{ А}$ время отключения аппарата защиты составит 0,04 секунд. Время отключения автоматического выключателя - 0,01 секунды.

Рассчитаем напряжение прикосновения по формуле:

$$U_{пр} = I_{кз} \times Z_{н\Sigma} = 738,3 \times 0,157 = 115,9 \text{ В,}$$

где $Z_{н\Sigma}$ – сопротивление нулевой жилы кабеля.

$Z_{н\Sigma} = R_{н\Sigma}$, так как величина внутренних индуктивных сопротивлений X_n алюминиевого проводника сравнительно мала (около 0,0156 Ом/км).

Ток, проходящий через тело человека, равен:

$$I_h = \frac{U_{np}}{R_h} = \frac{115,9}{1000} = 115,9 \text{ мА}$$

Согласно таблице допустимых токов время срабатывания автоматического выключателя и предохранителя не превышает допустимых величин.

Таким образом, выбрав защитные аппараты (предохранитель или автоматический выключатель) мы предохранили рабочий персонал от поражения электрическим током. При превышении допустимых токов предохранитель (автоматический выключатель) сработают мгновенно, отключив от сети подключенное оборудование.

7 Экономическая часть

7.1 Техничко- экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения завода по производству красителей

Данная работа посвящена обоснованию оптимальной схемы внешнего электроснабжения химического завода по производству красителей, для минимизации расходов и увеличения качества электроэнергии ввод которой планируют ввести в работу после успешной реализации проекта строительства. Завод проектируется на территории г. Алматы. Завершена закупка и завоз необходимого оборудования на проектируемый завод. Химический завод включает в себя следующие виды производств: производство продуктов неорганической химии и горно-химического сырья, полимеров, пластических масс, химических волокон, лакокрасочных материалов, синтетических красителей и органических продуктов, продуктов органического синтеза (нефтехимия, коксохимия, лесохимия), химических реактивов и особо чистых веществ. Важнейшими потребителями продукции химической промышленности являются: электротехническая, автомобильная и ряд других отраслей машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности, а также строительство, железнодорожный транспорт, химическая, бытовая промышленность.

Выбор схемы электроснабжения осуществляется сравнением двух вариантов. При сравнении вариантов с экономической точки зрения, в первую очередь целесообразно, решить вопрос о количестве необходимых инвестиций для строительства, произвести расчет прибыли от реализованной электроэнергии, осуществить расчет срока окупаемости инвестиций для внедрения данного проекта.[19]

Завод получает питание от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора мощностью по 40 МВА, напряжением 110/10 кВ (работа трансформаторов раздельная). Мощность к.з. на подстанции ГПП на стороне 110 кВ равна 1000 МВА. Расстояние от энергосистемы до завода составляет 5 км. Завод работает в три смены.

Для определения рациональной схемы внешнего электроснабжения предприятия, примем к рассмотрению два варианта:

- 1 при получении питания по ЛЭП 110 кВ и трансформаторов ГПП;
- 2 при получении питания по ЛЭП 10 кВ и трансформаторов энергосистемы.

Сравнение вариантов осуществляется по методу приведенных затрат:

$$ПЗ = E_n \times K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (7.1)$$

где E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности ($E_n = 0,15$);

K_{Σ} – суммарные капитальные вложения на оборудование;

$I_{\Sigma 1}$ – суммарные издержки.

7.2 Расчет приведенных затрат для I варианта

Расчет капитальных вложений в подстанцию и ЛЭП.

Капитальные вложения на выключатели V_{1-4} (4 шт.):

$$K_{V_{1-4}} = N \times K_{\text{выкл}}, \quad (7.2)$$

где N – количество выключателей;
 $K_{\text{выкл}}$ – стоимость одного выключателя.

$$K_{V_{1-4}} = 4 \times 5,5 \text{ млн.тг} = 22 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на разъединители P_{1-4} (4 шт.):

$$K_{P_{1-4}} = N \times K_{\text{разъед}}, \quad (7.3)$$

где N – количество разъединителей;
 $K_{\text{разъед}}$ – стоимость одного разъединителя.

$$K_{P_{1-4}} = 4 \times 5,58 \text{ млн.тг.} = 22,32 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на ограничители перенапряжений ОПН₁₋₄ (4 шт.):

$$K_{\text{ОПН}_{1-4}} = N \times K_{\text{опн}}, \quad (7.4)$$

где N – количество ограничителей перенапряжения;
 $K_{\text{опн}}$ – стоимость одного ОПН.

$$K_{\text{ОПН}_{1-4}} = 4 \times 0,15 \text{ млн.тг.} = 0,6 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на трансформаторы ГПП (2 шт.):

$$K_{\text{трГПП}} = N \times K_{\text{тр}}, \quad (7.5)$$

где N – количество трансформаторов ГПП;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного трансформатора ГПП.

$$K_{\text{тр ГПП}} = 2 \times 10 \text{ млн.тг.} = 20 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на оборудование:

$$K_{\text{об.п/ст}} = K_{\text{В1-4}} + K_{\text{Р1-4}} + K_{\text{ОПН1-4}} + K_{\text{тр ГПП}}, \quad (7.6)$$

$$K_{\text{об.п/ст}} = 22 + 22,32 + 0,6 + 20 = 64,92 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на ЛЭП на двухцепной стальной опоре:

$$K_{\text{уд}} = 4,8575 \text{ млн. тг/км,}$$

$$L = 5 \text{ км,}$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = L \times K_{\text{уд}}, \quad (7.7)$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = 5 \times 4,8575 = 24,2875 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные капитальные вложения на оборудование первого варианта:

$$K_{\Sigma 1} = K_{\text{об.п/ст}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (7.8)$$

$$K_{\Sigma 1} = 64,92 + 24,2875 = 89,2075 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет эксплуатационных издержек по I варианту:

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экс ЛЭП}} = k_{\text{эЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}, \quad (7.9)$$

где $k_{\text{эЛЭП}}$ - норма эксплуатационных издержек ЛЭП ($k_{\text{эЛЭП}} = 2,8\%$).

$$I_{\text{экс ЛЭП}} = 0,028 \times 24,2875 = 0,68 \text{ млн. тенге.}$$

Амортизационные издержки ЛЭП:

$$I_{\text{а ЛЭП}} = k_{\text{аЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}, \quad (7.10)$$

где $k_{\text{аЛЭП}}$ - норма амортизационных издержек ЛЭП (принимается $k_{\text{аЛЭП}} = 14\%$, исходя из процесса ускоренной амортизации).

$$I_{\text{а ЛЭП}} = 0,14 \times 24,2875 = 3,4 \text{ млн. тенге.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования подстанции:

$$I_{\text{экс об.п/ст}} = k_{\text{э.об.п/ст}} \times K_{\text{об.п/ст}}, \quad (7.11)$$

где $k_{эоб.п/ст}$ - норма эксплуатационных издержек оборудования ($k_{эоб}=3\%$).

$$I_{экс.об.п/ст} = 0,03 \times 64,92 = 1,95 \text{ млн. тенге.}$$

Амортизационные издержки на оборудование подстанции:

$$I_{а.об.п/ст} = k_{а.об.п/ст} \times K_{об}, \quad (7.12)$$

где $k_{аоб}$ - норма амортизационных издержек оборудования (принимаем $k_{а.об.п/ст} = 17\%$, исходя из процесса ускоренной амортизации).

$$I_{а.об.п/ст} = 0,17 \times 64,92 = 11,04 \text{ млн. тенге.}$$

Стоимость потерь:

$$I_{пот} = C_o \times (W_{трпп} + W_{лэп110}), \quad (7.13)$$

где C_o - стоимость электроэнергии (14тг./кВтч);

$W_{трпп}$ - потери электроэнергии в трансформаторе ГПП;

$W_{лэп}$ - потери электроэнергии в ЛЭП-110 кВ.

$$I_{пот} = 14 \times (365083,68 + 88014,86) = 6,34 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 1} = I_a + I_{пот} + I_{э}, \quad (7.14)$$

$$I_{\Sigma 1} = 11,04 + 3,4 + 6,34 + 1,95 + 0,68 = 23,41 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет приведенных затрат по первому варианту:

$$ПЗ_1 = E_n \times K_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 1}, \quad (7.15)$$

где E_n - нормативный коэффициент сравнительной эффективности ($E_n = 0,15$);

$$ПЗ_1 = 0,15 \times 89,2075 + 23,41 = 36,79 \text{ млн. тенге.}$$

7.3 Расчет приведенных затрат для II варианта

Расчет капитальных вложений в подстанцию и ЛЭП

Капитальные вложения на выключатели B_1 и B_2 (2 шт.):

$$K_{B1-2} = N \times \gamma_2 \times K_{\text{выкл}}, \quad (7.16)$$

где γ_2 - коэффициент долевого участия завода в мощности выключателей B_1 и B_2 ($\gamma_2 = 0,377$);

N – количество выключателей.

$$K_{B1-2} = 2 \times 0,377 \times 2,5 = 1,885 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на разъединители P_{1-4} (4 шт.):

$$K_{P1-4} = N \times k_{\text{разъед}}, \quad (7.17)$$

где N – количество разъединителей.

$$K_{P1-4} = 4 \times 0,1487 = 0,5948 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на выключатель B_3 (1 шт.):

$$K_{B3} = \gamma_3 \times K_{\text{выкл}}, \quad (7.18)$$

где γ_3 - коэффициент долевого участия завода в мощности выключателей B_3 ($\gamma_3 = 0,377$).

$$K_{B3} = 0,377 \times 2,5 = 0,942 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на выключатели B_{4-7} (4 шт.):

$$K_{B4-7} = N \times K_{\text{выкл}}; \quad (7.19)$$

где N – количество выключателей.

$$K_{B4-7} = 4 \times 2,5 = 10 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на ограничители перенапряжений ОПН $_{1-4}$ (4шт.):

$$K_{\text{ОПН}1-4} = N \times K_{\text{опн}}, \quad (7.20)$$

где N – количество ограничителей перенапряжения.

$$K_{\text{ОПН}1-4} = 4 \times 0,016 = 0,064 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на трансформатор энергосистемы (2 шт.):

$$K_{\text{трЭС}} = N \times \gamma_1 \times K_{\text{трЭС}}, \quad (7.21)$$

где γ_1 - коэффициент долевого участия завода в мощности трансформаторов энергосистемы ($\gamma_1=0,214$);

N – количество трансформаторов энергосистемы.

$$K_{\text{трЭС}}=2 \times 0,214 \times 50=21,4 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на оборудование:

$$K_{\text{об.п/ст}}=K_{\text{В1-2}}+K_{\text{Р1-4}}+K_{\text{В3}}+K_{\text{В4-7}}+K_{\text{ОПН1-4}}+K_{\text{трЭС}}+K_{\text{т гпп}}, \quad (7.22)$$

$$K_{\text{об.п/ст}}=1,885+0,5948+0,942+10+0,064+21,4=34,886 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на ЛЭП на двухцепной стальной опоре:

$$K_{\text{уд}}=4,55 \text{ млн. тенге/км,}$$

$$L=5 \text{ км,}$$

$$K_{\text{ЛЭП}}=L \times K_{\text{уд}}, \quad (7.23)$$

$$K_{\text{ЛЭП}}=5 \times 2,6=13 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные капитальные вложения на оборудование второго варианта:

$$K_{\Sigma 2}=K_{\text{об.п/ст}}+K_{\text{ЛЭП}}, \quad (7.24)$$

$$K_{\Sigma 2}=34,886+13=47,886 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет эксплуатационных издержек по II варианту

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экс ЛЭП}}=k_{\text{эЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}, \quad (7.25)$$

где $k_{\text{эЛЭП}}$ - коэффициент эксплуатационных издержек ЛЭП ($k_{\text{эЛЭП}}=1\%$).

$$I_{\text{экс ЛЭП}}=0,01 \times 13=0,13 \text{ млн. тенге.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{\text{а ЛЭП}}=k_{\text{аЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}, \quad (7.26)$$

где $k_{\text{аЛЭП}}$ -коэффициент амортизационных издержек ЛЭП (принимаем $k_{\text{аЛЭП}}=14\%$).

$$I_{a \text{ ЛЭП}} = 0,14 \times 13 = 1,82 \text{ млн. тенге.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс.об.п/ст}} = k_{\text{э.об.пст}} \times K_{\text{об.п/ст}}, \quad (7.27)$$

где $k_{\text{э.об.п/ст}}$ - коэффициент эксплуатационных издержек оборудования ($k_{\text{э.об.п/ст}} = 3\%$).

$$I_{\text{экс.об.п/ст}} = 0,03 \times 34,886 = 1,0466 \text{ млн. тенге.}$$

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.об.п/ст} = k_{a.об.п/ст} \times K_{об.п/ст}, \quad (7.28)$$

где $k_{a.об.п/ст}$ - коэффициент амортизационных издержек оборудования (принимается $k_{a.об.п/ст} = 17\%$, исходя из процесса ускоренной амортизации).

$$I_{a.об.п/ст} = 0,17 \times 34,886 = 5,93 \text{ млн. тенге.}$$

Стоимость потерь:

$$I_{\text{пот.}} = C_o \times (W_{\text{тр.гпп}} + W_{\text{лэп}} + W_{\text{трэс}}), \quad (7.29)$$

где C_o - стоимость электроэнергии (14-15 тг/кВт ч);
 $W_{\text{тр.гпп}}$ - потери электроэнергии в трансформаторе ГПП;
 $W_{\text{лэп}}$ - потери электроэнергии в ЛЭП;
 $W_{\text{трэс}}$ - потери электроэнергии в трансформаторе энергосистемы.

$$I_{\text{пот.}} = 14 \times 2,273 = 31,822 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 2} = I_a + I_{\text{пот.}} + I_{\text{э}}, \quad (7.30)$$

$$I_{\Sigma 2} = 1,82 + 5,93 + 31,822 + 1,0466 + 0,13 = 40,75 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет приведенных затрат по второму варианту:

$$ПЗ_{II} = E_n \times K_{\Sigma 2} + I_{\Sigma 2}, \quad (7.31)$$

где E_n - нормативный коэффициент сравнительной эффективности ($E_n = 0,15$).

$$ПЗ_{II} = 0,15 \times 47,886 + 40,75 = 47,933 \text{ млн. тенге.}$$

Составим сводную таблицу 7.1 по двум вариантам.

Таблица 7.1- Результаты технико- экономического сравнения

Вариант	U _{ном} ,кВ	K _Σ млн.тг.	I _Σ млн.тг.	ПЗ млн.тг.
I	110	89,2075	23,41	36,79
II	10	47,886	40,75	47,933

По приведенным затратам I вариант имеет меньшее значение, поэтому далее для него произведем расчет финансово- экономической эффективности.

7.4 Расчет финансово-экономической эффективности инвестиций

Расчет проведем по методу «Чистая приведенная стоимость» (ЧПС).

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле [20]:

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c, \quad (7.32)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге;

r – ставка дисконтирования (банковский процент), $r = 8\%$;

n – время реализации проекта, год.

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = I_a, \quad (7.33)$$

где $I_a = I_{a \text{ лэп}} + I_{a.об.п/ст}$ – амортизационные отчисления; (7.34)

$I_a = 3,4 + 11,04 = 14,44$ млн. тенге.

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

ЧПС > 0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость;

ЧПС = 0, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов;

ЧПС < 0, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

Примечается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 7.2. [21]

Общая величина инвестиций составляет 89,2 млн.тенге. Примем, что 20 % от I_c осуществляет непосредственно химический завод, следовательно остальные 80 %, а именно 71,36 млн. тенге – за кредит банка.

Таблица 7.2 – Расчет ЧПС

Год	CF , млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^n}$, млн.тенге	ЧПС, млн. тенге
0	-71,36	-71,36	-71,36
1	14,44	13,37	-57,99
2	14,44	12,38	-45,61
3	14,44	11,46	-34,15
4	14,44	10,61	-23,53
5	14,44	9,83	-13,71
6	14,44	9,10	-4,61
7	14,44	8,43	3,82
8	14,44	7,80	11,62

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Технико-экономическое обоснование строительства системы электроснабжения 110/10 кВ с введением современного электротехнического оборудования показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 71,36 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 7 лет, т.е. строительство системы электроснабжения 110/10 кВ является экономически целесообразным.

Заключение

В данной дипломной работе выполнено проектирование электроснабжения завода по производству красителей. При анализе технологического процесса каждого цеха было определено, что завод относится ко II категории надежности.

Далее, учитывая исходные данные, был произведен расчет осветительной и силовой нагрузок по цехам. Суммируя эти нагрузки, вычислена суммарная нагрузка по заводу напряжением 0,4 кВ. Таким образом $P_p=7130,16$ кВт, $Q_p=5280,65$ кВАр, $S_p=8872,68$ кВА. Учитывая эти данные и коэффициент загрузки $K_{зтр} = 0,8$ (II категория надежности), было выбрано 9 цеховых трансформаторов типа ТСЛ(З)-1000/10. С помощью низковольтных батарей конденсаторов типа УКМ 58-0,4-450-25, каждая мощностью 450 кВАр, произведена компенсация реактивной мощности на 0,4 кВ. В итоге, учитывая нагрузку на шинах 0,4 кВ, мощности СД и потери в ЦТП, определена нагрузка по заводу напряжением 10 кВ на шинах ГПП $S_p=19103,96$ кВА.

В третьей части данной работы выбрана схема внешнего электроснабжения завода. Выбрана наиболее рациональная с экономической и технической точки зрения схема, которой является первый вариант электроснабжения завода, где электроэнергия передается по ЛЭП 115 кВ. Приведенные затраты первого варианта составляют 36,79 млн.тг., что намного меньше приведенных затрат второго варианта. При расчете финансово-экономической эффективности инвестиций в экономической части, было определено, что срок окупаемости этого варианта составляет 7 лет с учетом дисконтирования, т.е. строительство системы электроснабжения 110/10 кВ является экономически целесообразным. Для принятого варианта выбрано оборудование на напряжение 10 кВ: вводные и секционные выключатели, выключатели нагрузки; выключатели отходящих линий, выключатели к СД, также к ним силовые кабели, измерительные приборы, трансформаторы тока и напряжения. Также были выбраны шины ГПП и изоляторы к ним.

В специальной части дипломного проекта рассмотрена комплексная диагностика силовых трансформаторов. Проведен обзор существующих методов диагностики, в котором все измерения и анализы были разделены на 5 групп. Далее более подробно была рассмотрена тепловизионная диагностика. Были приведены преимущества и недостатки этого вида диагностики. Отмечено, что эффективность и информативность этого вида оценки состояния оборудования будет особенно высокой, если тепловизионный контроль включается в комплексный процесс диагностики.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» для механического цеха завода был произведен акустический расчет, в котором были определены источники шума, их звуковые мощности, допустимые уровни звукового давления, и приняты меры от воздействия шума на персонал. Также проведена разработка зануления низковольтного оборудования.

Список литературы

- 1 В. И. Косинцев, А. И. Михайличенко, Н. С. Крашенинникова, В. М. Миронов, В. М. Сутягин. Основы проектирования химических производств: Учебник для вузов /Под ред. А. И. Михайличенко. – М.: ИКЦ «Академкнига» 2010. – 371 с.
- 2 Ю.Г. Барыбин, Л.Е. Федоров. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 465с.
- 3 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.- 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1985.-352 с.
- 4 А.А. Федоров. Справочник по проектированию промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1991. – 370с.
- 5 Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы. – М.: Энергия, 1986. – 465с.
- 6 Правила устройства электроустановок - 648 с.
- 7 Современные методы комплексной диагностики силовых трансформаторов 35 кВ и выше [Электронный ресурс] // Информационно-справочное издание «Новости электротехники» – 2006 – №2(38). – Режим доступа к журн.: <httpwww.news.elteh.ruarh20063816.php.mht>.
- 8 Эксплуатация силовых трансформаторов [Электронный ресурс] // Электроэнергетика – Режим доступа к журн.: <httpforca.com.uainstrukciipidstanciiekspluataciya-silovyh transformatorov 5.mht>.
- 9 Готтер Г. Нагревание и охлаждение электрических машин. – М.-Л.: ГЭИ, 1961. – 480 с.
- 10 Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов: научное издание/ Б. А.Алексеев. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.: ил. – (Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта).
- 11 Диагностика маслонаполненного оборудования при переходе к ремонту по техническому состоянию [Электронный ресурс] / Р.Н.Кашапов, С.П.Коршунова, Л.Н.Мальшева, А.А.Тихонов // Информационный портал "TRANSFORMаторы" – 2007. – Режим доступа к журн.: <httptransform.ruarticleshtml07repairrep00018.article.mht>.
- 12 Бешелев С.Д., Гурвич Ф.Г. Математико-статистические методы экспертных оценок. – М.: Статистика, 1980. – 264 с.
- 13 Малов А.В., Снетков А.Ю. Тепловизионное обследование силовых трансформаторов // Энергетик. – 2000. – № 2. – С. 34-35.
- 14 К вопросу продления ресурса силовых трансформаторов электрических станций на примере КГРЭС / Л.В. Виноградова, Е.Б. Игнатьев, Г.В. Попов и др. // В кн. Повышение эффективности работы ТЭС: Труды ИГЭУ/ ИГЭУ. – Иваново, 1999. – С. 147-157.

15 Безопасность производственных процессов: Справочник /Белов С.В., Бринза В.Н., Векшин Б.С. и др.; Под ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 1985. – 448 с.

16 Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат.- Алматы: АИЭС, 2009.- 34с.

17 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов/ Под ред. Б.А. Князевского.- 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1983.-336 с., ил.

18 Безопасность жизнедеятельности: Учебн. /Под ред. С. В. Белова. – М.: Высшая школа, 1999. – 448 с.

19 А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучаю-щихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с.

20 Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики - М. Высшая школа, 1979г.

21 Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС. Минск, 1982г.

Приложение А
Расчет нагрузок по цехам

Таблица 1- Расчет осветительной нагрузки

Наименование производственного помещения	Размеры помещения , а (м) ×b (м)	Площадь помещения, м2	Удельная осветительная нагрузка ρ0, кВт/м2	Коэфф. спроса, Kс	Установл. Мощность P _{уо} , кВт	Расчетная мощность		cos φ	Тип ИС
						P _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар		
Цех красителей №1	180x60	10800	0,015	0,8	162	129,6	62,726	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Цех полупродуктов №1	86x60	5160	0,016	0,85	82,56	70,176	33,965	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Холод. установка: а) 0,4 кВ	30x24	720	0,014	0,8	10,08	8,064	3,903	0,9	ЛЛ/ДРЛ
б) СД 10 кВ									
Заводоуправление	60x28	1680	0,02	0,9	33,6	30,24	14,636	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Механический цех	30x24	720	0,017	0,85	12,24	10,404	5,035	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Участок механ- го цеха	38x24	912	0,015	0,85	13,68	11,628	5,628	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Компрес. станция: а) 0,4 кВ	24x12	288	0,013	0,7	3,744	2,621	0	1	ЛН
б) СД 10 кВ									
Кислородная станция	24x12	288	0,013	0,7	3,744	2,621	0	1	ЛН
Электроцех	24x24	576	0,015	0,8	8,64	6,912	3,345	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Столовая	36x20	720	0,02	0,9	14,4	12,96	6,27	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Цех полупродуктов №2	74x24	1776	0,016	0,8	28,416	22,733	11	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Цех красителей №2	56x24	1344	0,017	0,85	22,848	19,421	9,4	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Холод. установка №2	24x24	576	0,016	0,85	9,216	7,834	3,792	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Склад готовой продукции	94x12	1128	0,01	0,6	11,28	6,768	0	1	ЛН
Лаборатория	24x8	192	0,02	0,9	3,84	3,456	1,673	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Цех натриевой соли	24x12	288	0,015	0,8	4,32	3,456	1,673	0,9	ЛЛ/ДРЛ
Склад химикатов	36x12	432	0,01	0,6	4,32	2,592	0	1	ЛН
Склад кислот	44x12	528	0,01	0,6	5,28	3,168	0	1	ЛН
Освещение территории	292x204	59568	0,005	1	157,2	157,2	68,48	0,9	ЛЛ/ДРЛ

Продолжение приложения А

Таблица 2- Расчет электрических нагрузок по цехам, U= 0,4 кВ

Цех	Наименование цехов	Кол-во ЭП, n	Установ. мощность, кВт		m	Ки	cosφ/ tgφ	Средние нагрузки		пэ	Км	Расчетные нагрузки			Ip, А
			Pmin÷ Pmax	∑Pн				Pсм, кВт	Qсм, кВАр			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Красит. №1	а) силовая	240	1-70	5000	>3	0,4	0,75/0,88	2000	1764	143	1,06	2120	1764	2758	
	б)осветит-я											129,6	62,726		
	Итого											2249,6	1826,7	2898	4404
П/упр-д-в №1	а) силовая	70	1-35	220	>3	0,3	0,8/0,75	66	49,5	13	1,49	98,34	49,5	110,1	
	б)осветит-я											70,176	33,965		
	Итого											168,5	83,46	188	285,7
Холд. уст. №1	а) силовая	18	1-30	800	>3	0,6	0,8/0,75	480	360	18	1,16	556,8	360	663	
	б) осветит-я											8,064	3,903		
	Итого											564,86	363,9	672	1021,3
Заво-доупр	а) силовая	20	1-20	250	>3	0,4	0,7/1,02	100	102	20	1,21	121	102	158,26	
	б) осветит-я											30,24	14,636		
	Итого											151,24	116,64	191	290,3
Механи-ческий	а) силовая	45	1-50	650	>3	0,3	0,6/1,33	162,5	216,12	26	1,27	206,37	216,12	298,8	
	б) осветит-я											10,404	5,035		
	Итого											216,77	221,15	310	471,12
Участок механ-го	а) силовая	38	7-50	550	>3	0,3	0,6/1,33	137,5	182,87	22	1,32	181,5	182,87	257,65	
	б) осветит-я											11,628	5,628		
	Итого											193,13	188,5	270	410,3

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Компрес. станция	а) силовая	30	1-35	600	>3	0,6	0,7/1,02	360	367,2	30	1,1	396	367,2	540	
	б) осветит-я											2,621	0		
	Итого											398,6	367,2	542	823,7
Кислор. станция	а) силовая	26	2-20	240	>3	0,6	0,8/0,75	144	108	24	1,14	164,16	108	196,5	
	б) осветит-я											2,621	0		
	Итого											166,78	108	198,7	302
Электро цех	а) силовая	35	1-24	480	>3	0,3	0,7/1,02	144	146,8 8	35	1,22	175,68	146,88		
	б) осветит-я											6,912	3,345		
	Итого											182,6	150,2	236,4	359,3
Столо- вая	а) силовая	30	1-14	350	>3	0,4	0,9/0,484	140	67,76	30	1,19	166,6	67,76		
	б) осветит-я											12,96	6,27		
	Итого											179,56	74	194,2	295,14
Пувро-д- в №2	а) силовая	52	3-35	1300	>3	0,3	0,8/0,75	390	292,5	52	1,16	452,4	292,5	538,7	
	б) осветит-я											22,73	11		
	Итого											475,13	303,5	563,8	856,84
Красите лей №2	а) силовая	43	5-75	1600	>3	0,4	0,75/0,88	640	564,4 8	43	1,14 8	734,7	564,48	926,5	
	б) осветит-я											19,421	9,4		
	Итого											754,12	573,88	947,6	1140,2
Холд. уст. №2	а) силовая	14	40-90	1000	<3	0,6	0,8/0,75	600	450	14	1,2	720	450	849	
	б) осветит-я											7,834	3,792		
	Итого											727,8	453,8	857,7	1303,5

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Склад гог. продукции	а) силовая	10	5-20	90	>3	0,2	0,5/1,732	18	31,17 6	9	1,9	34,2	34,3	48,44	
	б) осветит-я											6,768	0		
	Итого											41	34,3	53,45	81,23
Лаборатория	а) силовая	12	1-28	80	>3	0,4	0,7/1,02	32	32,64	6	1,66	53,12	35,9	64,1	
	б) осветит-я											3,456	1,673		
	Итого											56,58	37,57	68	103,34
Нагрев ой соли	а) силовая	22	5-45	670	>3	0,4 5	0,75/0,88	301,5	265,9	22	1,22	367,8	265,9	453,8	
	б) осветит-я											3,456	1,673		
	Итого											371,26	267,57	457,6	695,44
Склад химикатов	а) силовая	7	10	70	<3	0,3	0,8/0,75	21	15,75	7	1,8	37,8	17,32	41,58	
	б) осветит-я											2,592	0		
	Итого											40,1	17,32	43,7	66,4
Склад кислот	а) силовая	20	10-20	80	<3	0,3	0,7/1,02	24	24,48	20	1,34	32,16	24,48	40,42	
	б) осветит-я											3,168	0		
	Итого											35,33	24,48	43	65,35
Освещение территории												157,2	68,48		
Итого на шинах 0,4кВ												7130,1 6	5280,6 5	8872, 68	13496,6 2

Продолжение приложения А

Таблица 3– Уточненный расчет мощности по промышленному предприятию

№ТП, S _{нт} , Q _{БК} ТП	№ цеха	n	P _{n min} - P _{n max}	ΣP _н	K _и	Средняя мощность		n _э	K _м	Расчетные мощности			K _з
						P _{см} , кВт	Q _{см} , кВАр			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП1, ТП2 (3×1000 кВА)	1	240	1-70	5000		2000	1764						
	2	70	1-35	220		66	49,5						
Силовая			1-70	5220	0,4	2066	1813,5	150	1,055	2179,63	1813,5		
Осветительная										199,78	96,7		
Q _{нБК}											-1350		
Итого										2379,41	560,2	2444,47	0,81
ТП3, ТП4 (4×1000 кВА)	3	18	1-30	800		480	360						
	5	45	1-50	650		162,5	216,12						
	6	30	1-35	600		360	367,2						
	7	26	2-20	240		144	108						
	10	52	3-35	1300		390	292,5						
	11	43	5-75	1600		640	564,48			157,2	68,48		
	15	22	5-45	670		301,5	265,9						
	16	7	10	70		21	15,75						
17	20	10-20	80		24	24,48							
ОТ													
Силовая			1-75	6010	0,42	2523	2214,43	161	1,05	2649,15	2214,43		
Осветительная										75,08	31,011		
Q _{нБК}											-1800		
Итого										2881,43	513,92	2926,9	0,73

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТП5 (2×1000 кВА)	4	20	1-20	250		100	102						
	5а	38	7-50	550		137,5	182,87						
	8	35	1-24	480		144	146,88						
	9	30	1-14	350		140	67,76						
	12	14	40-90	1000		600	450						
	13	10	5-20	90		18	31,176						
	14	12	1-28	80		32	32,64						
Силовая			1-90	2800	0,42	1171,5	1013,326	63	1,12	1312,08	1013,326		
Осветительная										79,8	35,344		
Q _{нбк}											-900		
Итого										1391,88	148,67	1399,8	0,7
Итого на шинах 0,4 кВ										6652,72	1222,8		
ΣΔR _{трп} , ΣΔQ _{трп}										73,8	406,614		
Итоговая нагрузка 0,4 кВ, приведенная к шинам 10 кВ										6726,5	1629,404		
Холод. установка: СД 10кВ										6800	+3291,2		
Компрессорная: СД 10кВ										5440	-2632,96		
Итого по заводу										18966,5	2287,64	19103,96	