

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения АО «Энерго-Газ-Ноябрьск» Ямало-  
Ненецкий АО

Обучающийся

С. М. Магомедов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д. Л. Спиридонов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

В работе осуществлена разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения производственного подразделения на предприятии АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО, с проверкой основных решений по выбору основного оборудования в системе электроснабжения предприятия.

Проведён анализ исходных данных потребителей предприятия.

Проведена разработка мероприятий, позволяющих разработать и реализовать качественный проект реконструкции системы электроснабжения предприятия, с выбором схемы электроснабжения, питающих подстанций 10/0,4 кВ.

Обоснован и проверен выбор числа и мощности трансформаторов, электрических аппаратов и проводников, а также устройств релейной защиты, заземления и молниезащиты в системе электроснабжения объекта исследования.

Расчётно-пояснительная записка работы содержит 65 страниц. Графическая часть представлена шестью чертежами формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	5
1.1 Характеристика объекта исследования .....	5
1.2 Анализ технических условий.....	10
1.3 Обоснование внедрения мероприятий по реконструкции системы электроснабжения предприятия .....	12
2 Расчёт электрических нагрузок .....	16
3 Расчёт максимальных рабочих токов и токов короткого замыкания .....	19
3.1 Расчёт максимальных рабочих токов.....	19
3.2 Расчёт токов короткого замыкания .....	22
4 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции .....	30
4.1 Выбор новых трансформаторов главной понизительной подстанции	30
4.2 Выбор и проверка трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.....	32
5 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов.....	36
5.1 Выбор и проверка проводников .....	36
5.2 Выбор и проверка электрических аппаратов .....	39
6 Выбор устройств релейной защиты и автоматики .....	45
7 Расчёт системы молниезащиты и заземления .....	48
8 Расчёт экономических показателей проведённой реконструкции.....	53
Заключение .....	60
Список используемых источников.....	64

## Введение

Реконструкция систем электроснабжения подразделений промышленных предприятий является важным этапом в создании и развитии производственной инфраструктуры. Актуальность реконструкции систем электроснабжения заключается в следующем [20]:

- развитие промышленности: в условиях индустриального развития создание эффективной и надежной системы электроснабжения становится важным фактором для обеспечения стабильной работы предприятий;
- энергетическая эффективность: с увеличением цен на энергоресурсы и растущими требованиями к сокращению выбросов углерода энергоэффективность становится ключевым аспектом проектирования систем электроснабжения;
- технологический прогресс: внедрение новых технологий и оборудования требует соответствующих систем электроснабжения, способных обеспечить их эффективную работу и безопасность использования.

Таким образом, установлено, что проектирование систем электроснабжения новых подразделений промышленных предприятий является ключевым этапом в обеспечении их стабильной и безопасной работы.

«Основной целью работы является разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения производственного подразделения на предприятии АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО, с проверкой основных решений по выбору основного оборудования в системе электроснабжения предприятия» [9].

Объектом исследования является система электроснабжения объекта исследования. Предметом исследования выступает комплекс технико-экономических параметров и характеристик системы электроснабжения объекта исследования.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Характеристика объекта исследования**

«Предприятие АО «Энерго-Газ-Ноябрьск» расположено в городе Ноябрьск, Ямало-Ненецком автономном округе. Ноябрьск – это крупный город на севере Западной Сибири, который играет важную роль в экономике региона благодаря развитой нефтегазовой промышленности.

Как компания в сфере энергетики и газоснабжения, АО «Энерго-Газ-Ноябрьск» занимается производством, распределением или поставкой энергии и газа для промышленных и жилых объектов в регионе.

В связи с особыми климатическими условиями и высокой энергозависимостью экономики» [9], эта компания играет ключевую роль в обеспечении стабильного энергоснабжения для населения и промышленных предприятий.

Ямало-Ненецкий автономный округ известен своими богатыми запасами природных ресурсов, особенно природным газом. Поэтому предприятие АО «Энерго-Газ-Ноябрьск» активно участвует в разработке и эксплуатации газовых месторождений, а также в строительстве и обслуживании газопроводов и другой инфраструктуры газоснабжения.

Как часть промышленного комплекса в регионе, АО «Энерго-Газ-Ноябрьск» также внимательно следит за соблюдением стандартов безопасности и охраны окружающей среды, учитывая важность сохранения экологического баланса в чувствительной северной природной среде.

Таким образом, рассматриваемое в работе предприятие играет ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности и развитии региональной экономики Ямало-Ненецкого автономного округа.

Кроме того, данное предприятие специализируется на обслуживании различных объектов инфраструктуры.

«Также предприятие берет на себя ответственность за обслуживание линий электропередач, распределительных пунктов и распределительных трансформаторных подстанций с номинальным напряжением 6(10)/0,4 кВ, а также питающей районной подстанции «Западная» (также известной как «Адмиральская») с напряжением 110/10 кВ» [10].

Она рассматривается как ГПП для предприятия.

Эти объекты электроэнергетики региона имеют общую протяженность более 250 км и требуют постоянного внимания, технического обслуживания, ремонта и модернизации.

Предприятие играет ключевую роль в обеспечении стабильной работы для более чем 15000 жителей Ноябрьска.

«Отмечается, что почти каждый пятый сотрудник компании обладает стажем работы более 20 лет» [10], что свидетельствует о высокой степени профессионализма и приверженности коллектива.

Схема управления в акционерных обществах предполагает наличие высшего органа управления, такого как совет директоров, и исполнительного органа, в лице генерального директора.

Главным исполнительным директором АО «Энерго-Газ-Ноябрьск» является Ольхов Валерий Александрович [2].

Он несет ответственность за ежедневное «управление компанией, в том числе за реализацию стратегии и политики, утвержденных советом директоров» [10], принятие оперативных решений, финансовое состояние компании, взаимодействие с акционерами и представление интересов компании на внешнем рынке.

Таким образом, «организационно-управленческая схема АО «Энерго-Газ-Ноябрьск»» [10], представленная на рисунке 1, подчеркивает важность и эффективность работы предприятия в обеспечении надежности и безопасности энергетической инфраструктуры региона.

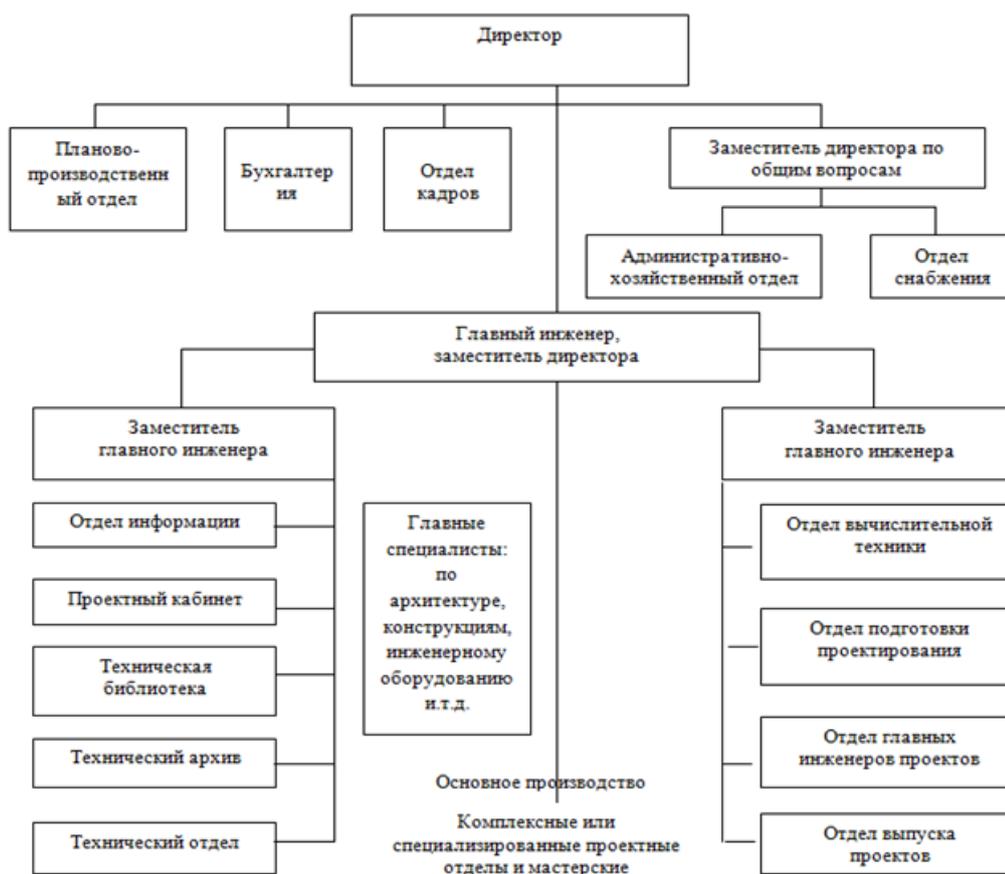


Рисунок 1 – Организационно-управленческая схема предприятия

Обязанности главного энергетика охватывают широкий спектр задач, начиная от разработки стратегий энергоснабжения и заканчивая обеспечением безопасности и надежности оборудования.

«Структура управления энергетическим хозяйством организации представлена на рисунке 2» [9].

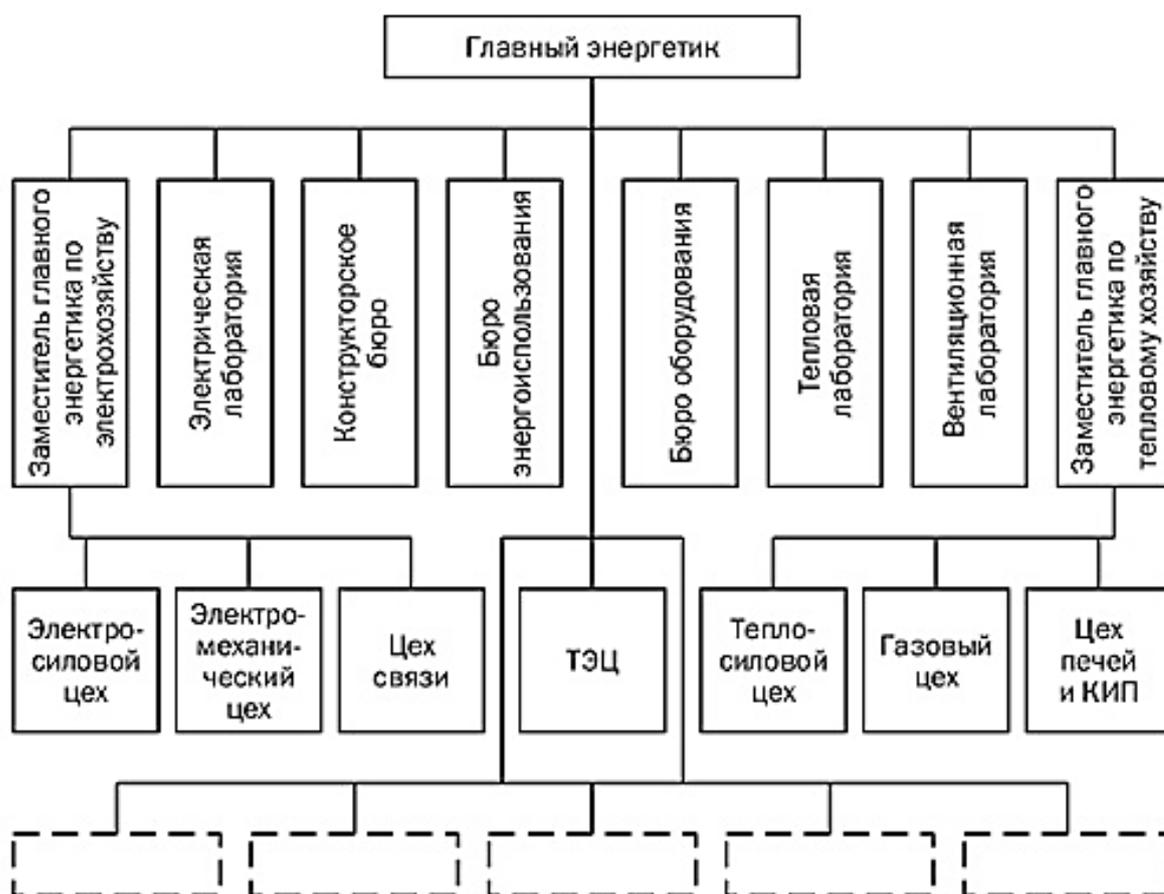


Рисунок 2 – Структура управления энергетическим хозяйством организации

Важно подчеркнуть, что главный энергетик играет ключевую роль в обеспечении эффективного функционирования энергетических систем предприятия.

Его профессиональные навыки и компетенции необходимы для эффективной работы всей энергетической инфраструктуры, а также для соблюдения всех требований по безопасности и энергосбережению.

Далее рассматриваются финансовые показатели компании.

«Финансовая отчётность организации, согласно данным ФНС и Росстата за 2012–2022 годы, представлен на рисунках 2-4. График выручки предприятия за период 2012 – 2022 гг., согласно данным» [10], приведён на рисунке 3.

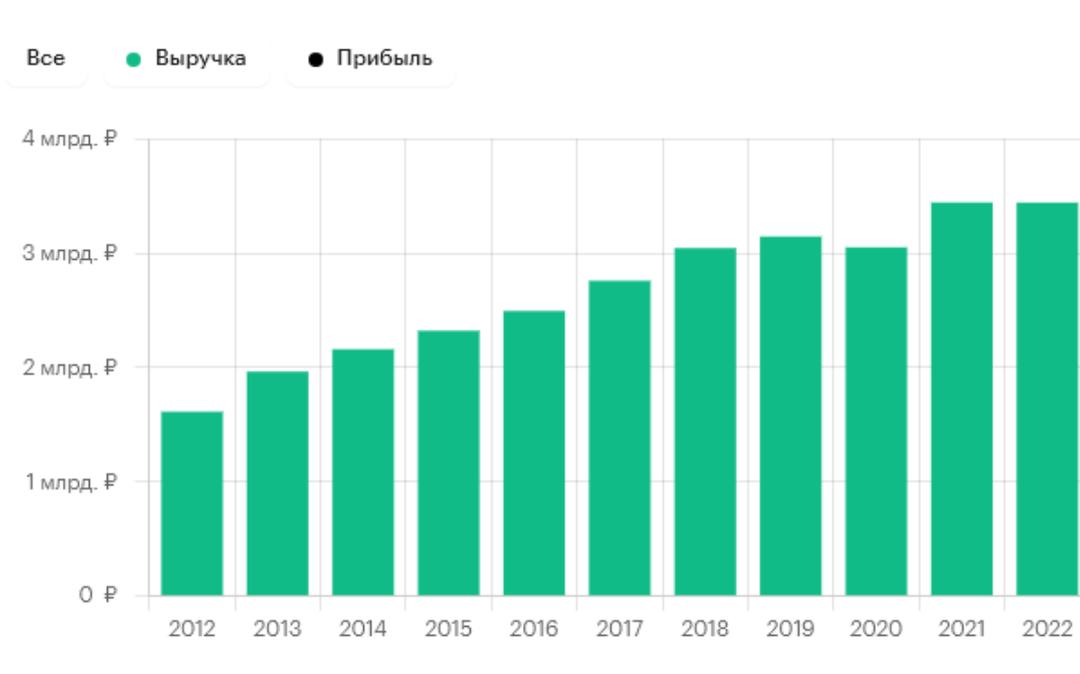


Рисунок 3 – График выручки

График прибыли предприятия показан на рисунке 4.

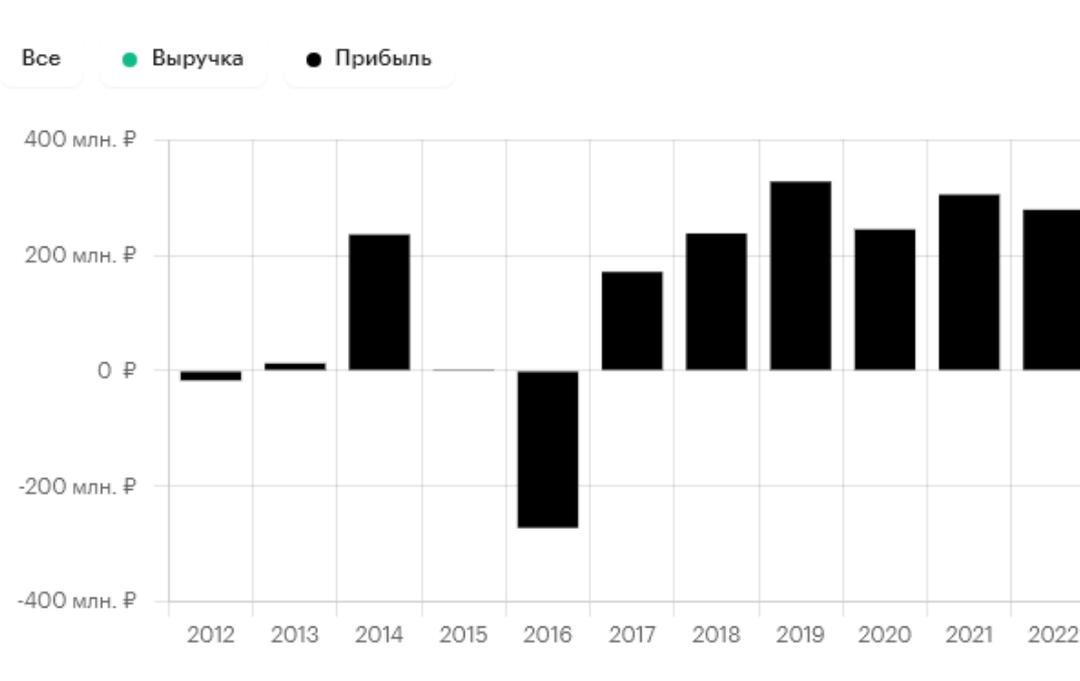


Рисунок 4 – График прибыли

«При условии дальнейшего расширения рынков, увеличения спроса на производимые продукты и услуги, а также установления новых логистических связей, предприятие» [10] имеет потенциал для дальнейшего роста и укрепления своего положения на рынке.

Это свидетельствует о прочности бизнес-модели предприятия и его способности адаптироваться к изменяющимся рыночным условиям.

Кроме того, открытость и доступность финансовой отчетности предприятия способствуют увеличению прозрачности его деятельности и повышению доверия со стороны инвесторов и партнеров.

Однако необходимо учитывать, что успешное развитие предприятия требует не только благоприятного внешнего рыночного окружения, но и эффективного управления, инноваций в производственных процессах, а также внимательного контроля за финансовым состоянием компании.

Только при соблюдении всех этих условий предприятие сможет максимально реализовать свой потенциал и обеспечить стабильный и успешный рост в будущем.

## **1.2 Анализ технических условий**

Прежде чем приступить к анализу, необходимо представить краткую характеристику основных производственных объектов энергетического предприятия.

Технологи предприятия используют передовую технологическую схему с укрупненными модулями, что способствует ускорению и оптимизации производственных процессов [14].

Основные технологические подразделения включают [2]:

- «цех обслуживания и ремонта газового оборудования;
- цех обслуживания и ремонта электрооборудования;
- цех обслуживания и ремонта оборудования водоснабжения и водоотведения;
- цех контроля производства.

В эти комплексы входят другие службы и объекты, необходимые для организации технологического процесса на предприятии. Технические характеристики максимальных нагрузок» [2] представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные максимальных существующих подразделений предприятия

Наименование подразделения	Рм, кВт	Категория надёжности	п, шт.	п×Р трансформаторов
Цеховой комплекс обслуживания и ремонта газового оборудования	6500,0	I	2	ТМ-4000/10
Цеховой комплекс обслуживания и ремонта электрооборудования	3100,0	II	2	ТМ-2000/10
Цеховой комплекс обслуживания и ремонта оборудования водоснабжения и водоотведения	2500,0	II	2	ТМ-1600/10
Цеховой комплекс контроля производства	2000,0	II	2	ТМ-1250/10
Всего существующей нагрузки потребителей предприятия	14100,0	I, II	8	8×ТМ-10/0,4 кВ

В планах по расширению производства и подключению новых объектов (таблица 2).

При этом перспективная нагрузка планируется к подключению на существующую ГПП предприятия.

Сооружение новых энергообъектов в работе не предусмотрено.

Таблица 2 – Исходные данные максимальных новых подразделений предприятия

Наименование подразделения	Рм, кВт	Категория надёжности	п, шт.
Цеховой комплекс обслуживания и ремонта систем кондиционирования и вентиляции	2400,0	I	2
Цеховой комплекс обслуживания и ремонта оборудования котельных и тепловых сетей	1800,0	II	2
Цеховой комплекс обслуживания и ремонта оборудования буровых установок (экспериментальный)	1200,0	II	2
Административно-технический комплекс	900,0	II	2
Всего перспективной нагрузки потребителей	6300,0	I, II	8

Ввод в эксплуатацию новых производственных комплексов значительно расширит функциональность предприятия и повысит его производственные возможности.

Каждый из этих комплексов играет свою уникальную роль в обеспечении эффективного производственного процесса и обслуживания оборудования.

«Например, цеховой комплекс обслуживания и ремонта систем кондиционирования и вентиляции будет ответственен за обеспечение комфортных условий в помещениях заказчиков.

Цеховой комплекс обслуживания и ремонта оборудования котельных и тепловых сетей» [10] будет направлен на обеспечение надежной работе систем отопления и горячего водоснабжения, обеспечивая бесперебойное теплоснабжение для всех зон заказчиков.

Цеховой комплекс обслуживания и ремонта оборудования буровых установок, хотя и является экспериментальным, имеет стратегическое значение для дальнейшего развития компании, особенно если она занимается добычей ресурсов.

Наконец, административно-технический комплекс будет обеспечивать поддержку и управление всеми аспектами деятельности предприятия, включая организационные и технические аспекты.

В целом, добавление этих новых комплексов в производственную инфраструктуру предприятия приведет к повышению его эффективности, конкурентоспособности и способности к адаптации к изменяющимся рыночным условиям.

### **1.3 Обоснование внедрения мероприятий по реконструкции системы электроснабжения предприятия**

Реконструкция предприятий требует соблюдения ряда норм и требований. Среди них – технико-экономическое обоснование,

проектирование с учетом нормативных документов, обеспечение безопасности персонала и пользователей электроэнергии, а также надежности и энергоэффективности системы.

«В работе рекомендуется применение следующих мероприятий» [12]:

- регулярное техническое обслуживание и модернизация системы;
- установка и обслуживание систем защиты и автоматики для обеспечения безопасной и надежной работы.
- организация системы мониторинга и контроля параметров электроснабжения;
- подготовка и реализация планов действий в случае аварийных ситуаций;
- подготовка и обучение персонала по нормам безопасности и надежности;
- регулярная проверка и сертификация систем на соответствие нормам и стандартам;
- организация системы управления рисками для прогнозирования и предотвращения аварийных ситуаций.

Эти мероприятия способствуют обеспечению надежности и безопасности системы электроснабжения предприятия, что является ключевым аспектом его эффективной работы и устойчивого развития.

Ранее при проведении анализа исходных данных было установлено, что в системе электроснабжения объекта присутствуют некоторые проблемы, которые необходимо решить.

Для этого в работе предложено «внедрить следующие мероприятия по реконструкции системы электроснабжения объекта исследования» [12]:

- «осуществить реконструкцию схемы электроснабжения. Для данной цели предлагается соорудить новое РУ-10 кВ, подключив его перспективную нагрузку на» [12] силовые трансформаторы. Однако, так как на питающей подстанции установлены двухобмоточные трансформаторы 110/10 кВ, предлагается заменить их на специальные

трансформаторы 110/10/10 кВ с расщеплённой обмоткой низшего напряжения. Данный аспект позволит подключить новую нагрузку, оставив в работе без изменений существующую схему распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ на питающей подстанции. Следовательно, такой подход обеспечит минимум экономических затрат согласно [4];

- «провести модернизацию оборудования распределительных устройств, а также системы РЗА системы электроснабжения объекта;
- выполнить замену проводов марки АС на современные изолированные провода на питающей линии 110 кВ и отходящих линиях 10 кВ» [12].

Разработанные мероприятия учитывают и предполагают реконструкцию и модернизацию элементов системы электроснабжения предприятия.

Их конечной целью является повышение параметров и показателей надёжности, экономичности, бесперебойности подачи электроэнергии, а также безопасности на объекте исследования.

Все мероприятия признаны надёжными, экономичными и безопасными, поэтому их предлагается внедрить на объекте.

Выводы по разделу.

«Предложено внедрить следующие мероприятия по реконструкции системы электроснабжения объекта исследования:

- осуществить реконструкцию схемы внешнего электроснабжения объекта с учётом перспективной нагрузки. Для данной цели предлагается соорудить новое РУ-10 кВ, подключив его перспективную нагрузку на» [12] силовые трансформаторы. Однако, так как на питающей подстанции установлены двухобмоточные трансформаторы 110/10 кВ, предлагается заменить их на специальные трансформаторы 110/10/10 кВ с расщеплённой обмоткой низшего напряжения. Данный аспект позволит подключить новую нагрузку,

оставив в работе без изменений существующую схему распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ на питающей подстанции. Следовательно, такой подход обеспечит минимум экономических затрат;

- «провести модернизацию оборудования распределительных устройств, а также системы РЗА системы электроснабжения объекта;
- выполнить замену проводов марки АС на современные изолированные провода на питающей линии 110 кВ и отходящих линиях 10 кВ» [12].

Таким образом, основным мероприятием по реконструкции СЭС предприятия является замена двухобмоточных силовых трансформаторов марки ТДН-25000/110 на питающей ГПП-110/10 кВ на трансформаторы с расщеплённой обмоткой.

Рекомендуется принять для установки на ГПП-110/10/10 кВ два новых трансформатора с расщеплённой обмоткой низшего напряжения 10 кВ.

При этом к одной обмотке подключается существующая нагрузка, к другой – перспективная.

Таким образом, значительно экономится денежные ресурсы, рабочая сила и время.

Разработанные мероприятия учитывают и предполагают реконструкцию и модернизацию элементов системы электроснабжения предприятия.

Их конечной целью является повышение параметров и показателей надёжности, экономичности, бесперебойности подачи электроэнергии, а также безопасности на объекте исследования.

Кроме того, данные мероприятия позволят улучшить экономические показатели на предприятии.

## 2 Расчёт электрических нагрузок

Расчет нагрузок помогает определить общую мощность, необходимую для обеспечения всех электрических потребностей системы, и обеспечить стабильное электроснабжение.

Кроме того, расчет электрических нагрузок позволяет определить не только текущие, но и потенциальные будущие потребности в электроэнергии, что помогает правильно планировать развитие и модернизацию электрических сетей.

При проведении расчёта учитывается фактическая и перспективная нагрузка предприятия методом «коэффициента спроса» [7].

Метод коэффициента спроса используется для расчета электрических нагрузок, учитывая вероятность одновременного использования электроприборов в системе.

Этот метод помогает определить реальные потребности в мощности и выбрать соответствующее оборудование для электроснабжения.

«Активная нагрузка, кВт» [7]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (1)$$

где « $P_n$  – номинальная (паспортная) активная нагрузка, кВт;

$K_c$  – значение коэффициента спроса» [7].

Коэффициент спроса – это отношение суммарной мощности электроприборов, которые могут работать одновременно, к суммарной установленной мощности всех приборов.

Коэффициент спроса обычно выбирается на основе статистических данных.

«Полная нагрузка, кВА» [7]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}. \quad (2)$$

«Реактивная нагрузка, квар» [7]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}. \quad (3)$$

«Групповые расчётные нагрузки СЭС предприятия» [7]:

$$P_{P.\Sigma} = \sum P_p, \quad (4)$$

$$Q_{P.\Sigma} = \sum Q_p, \quad (5)$$

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

«Групповой коэффициент мощности СЭС предприятия» [7]:

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p}. \quad (7)$$

«Для первого подразделения СЭС» [7]:

$$P_p = 6500 \cdot 0,8 = 5200 \text{ кВт},$$

$$S_p = \frac{5200}{0,94} = 5532 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{5532^2 - 5200^2} = 1887,6 \text{ квар}.$$

Аналогично рассчитаны нагрузки прочих подразделений объекта проектирования. В таблице 3 представлены результаты расчёта нагрузок СЭС объекта.

Таблица 3 – Результаты расчёта нагрузок СЭС

Номер подразделения	$P_m$ , кВт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
Существующая (исходная) нагрузка				
1	6500,0	5200,0	1887,6	5532,0
2	3100,0	2480,0	900,1	2638,3
3	2500,0	2240,0	813,1	2383,0
4	2000,0	1600,0	580,6	1702,1
Всего существующей нагрузки	14100,0	11520,0	4181,4	12255,4
Перспективная нагрузка				
5	2400,0	1920,0	697,0	2042,6
6	1800,0	1440,0	522,9	1532,0
7	1200,0	960,0	348,5	1021,3
8	900,0	720,0	261,4	766,0
Всего перспективной нагрузки	6300,0	5040,0	1829,8	5361,9
Всего по объекту реконструкции	20400,0	16560,0	6011,2	17617,3

Полученные результаты используются в работе далее.

Выводы по разделу.

В работе проведён расчёт электрических нагрузок предприятия методом коэффициента спроса.

Рассчитаны нагрузки существующих и перспективных потребителей, а также всего предприятия в целом.

### **3 Расчёт максимальных рабочих токов и токов короткого замыкания**

#### **3.1 Расчёт максимальных рабочих токов**

Проводится расчёт максимальных рабочих токов СЭС объекта исследования.

Известно, что расчёт максимальных рабочих токов направлен на выявление критических значений токов, протекающих через электрические сети и оборудование, с целью гарантировать безопасную, надёжную и эффективную эксплуатацию электрической сети.

Основные задачи и цели данного расчёта включают в себя:

- определение номинальных токов: главной целью расчёта нормальных токов является установление номинальных значений токов, необходимых для стабильного функционирования электрических цепей, что помогает правильно выбрать оборудование, учитывая его мощность и токовые характеристики;
- обеспечение безопасности: расчёт нормальных токов необходим для обеспечения безопасности персонала и оборудования;
- «выбор проводников: на основе расчёта нормальных токов определяется необходимое сечение проводов и кабелей» [12], что позволяет избежать перегрузок и повреждений оборудования;
- определение максимальных нагрузок: целью расчёта максимальных рабочих токов является выявление предельных значений токов, возможных при перегрузках или коротких замыканиях, что позволяет оценить нагрузочную способность системы и выбрать соответствующие защитные механизмы;
- планирование и проектирование системы: расчёт максимальных рабочих токов необходим для разработки планов и проектов системы

электроснабжения, включая выбор защитных устройств и проверку оборудования;

- соблюдение стандартов и нормативов: расчёт максимальных рабочих токов обеспечивает соответствие нормативным требованиям безопасности и качества, а также удовлетворяет требованиям аттестации и сертификации.

В общем, целью и задачами расчёта нормальных и максимальных рабочих токов является обеспечение надёжной, безопасной и эффективной работы электрических систем и оборудования.

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме, а также возможности отключения потребителей 3 категории надёжности [16]:

$$I_{пр.макс} = 1,4 \frac{S_{пр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (8)$$

Рабочие максимальные токи вводных присоединений питающей подстанции 110/10 кВ:

$$I_{в.пр.110.макс} = 1,4 \cdot \frac{17617,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 64,7 \text{ А.}$$

$$I_{в.пр.10.макс} = 1,4 \cdot \frac{17617,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 712,0 \text{ А.}$$

При установке трансформаторов с расщеплённой обмоткой 10 кВ, полученные результаты практически не будут отличаться от первой обмотки 10 кВ.

Результаты расчёта сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта токов вводных и линейных присоединений ГПП

Номер присоединения	Класс напряжения	Ток нормального режима, А	Максимальный рабочий ток, А
Ввод	110 кВ	46,2	64,7
	10 кВ	508,6	712,0
Секционные присоединения	110 кВ	-	64,7
	10 кВ	-	712,0
Линейные присоединения			
1	10 кВ	159,7	223,6
2	10 кВ	76,2	106,6
3	10 кВ	68,8	96,3
4	10 кВ	49,1	68,8
5	10 кВ	59,0	82,6
6	10 кВ	44,2	61,9
7	10 кВ	29,5	41,3
8	10 кВ	22,1	31,0

В работе рассчитаны максимальные рабочие токи СЭС объекта исследования.

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме, а также возможности отключения потребителей 3 категории надёжности.

Результаты расчёта максимальных токов вводных и линейных присоединений ГПП АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО используются далее в работе при выборе и проверке:

- сечения проводников всех классов напряжения;
- основного оборудования всех классов напряжения;
- релейной защиты и автоматики питающей ГПП.

### 3.2 Расчёт токов короткого замыкания

Как было указано ранее, одним из основных мероприятий по реконструкции СЭС предприятия является замена двухобмоточных силовых трансформаторов марки ТДН-25000/110 на питающей ГПП-110/10 кВ на трансформаторы с расщеплённой обмоткой.

Так как «выбор трансформаторов проводится в работе далее, предварительно принимаются для установки на ГПП-110/10/10 кВ два новых трансформатора с расщеплённой обмоткой низшего напряжения 10 кВ. При этом к одной обмотке подключается существующая нагрузка» [15], к другой – перспективная. Таким образом, значительно экономится денежные ресурсы, рабочая сила и время.

Значит, в работе предварительно принимаются к установке и расчёту два силовые трансформатора марки ТРДН-25000/110.

На основании данных допущений, проводится «расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в системе электроснабжения предприятия АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО.

Целью проведения расчёта токов короткого замыкания (КЗ) в электроснабжении предприятия АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкого» [15] автономного округа, заключается в выявлении максимальных значений токов, которые могут возникнуть в электроустановке при КЗ.

Этот расчёт необходим для определения токов, которые могут проявиться в случае короткого замыкания между фазами или фазами и землёй.

Важность такого анализа заключается в выборе соответствующих защитных механизмов и оборудования, обеспечивающих безопасность и надёжность работы электрооборудования.

Таким образом, проведение расчёта токов КЗ направлено на обеспечение безопасной, надёжной и эффективной работы системы электроснабжения предприятия.

«Методика предполагает расчёт токов КЗ в трёх расчётных точках:

- на выводах силового трансформатора 110 кВ (расчётная точка К1);
- на выводах первой секции обмотки 10 кВ силового трансформатора (расчётная точка К2);
- на выводах второй секции обмотки 10 кВ силового трансформатора (расчётная точка К3)» [15].

«Исходная расчётная схема для определения токов КЗ в системе электроснабжения предприятия, представлена на рисунке 5» [15].

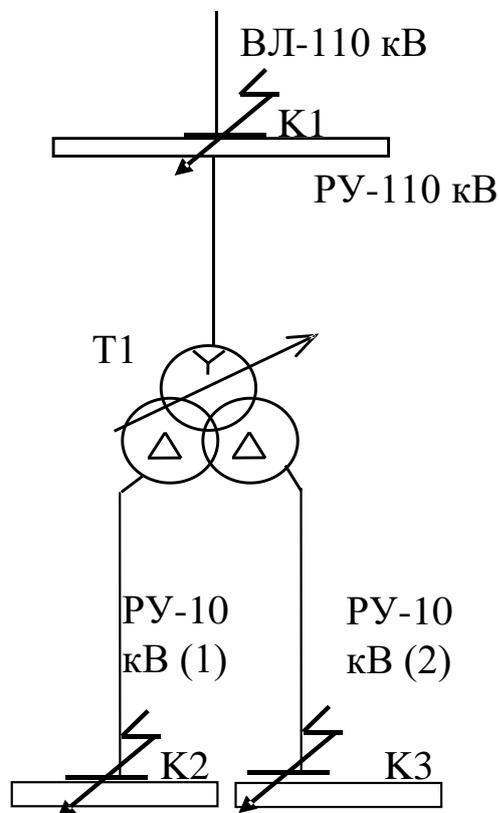


Рисунок 5 – Расчётная схема для расчёта токов короткого замыкания

«Составляется исходная схема замещения по расчётной схеме электрической сети (рисунок 6)» [15].

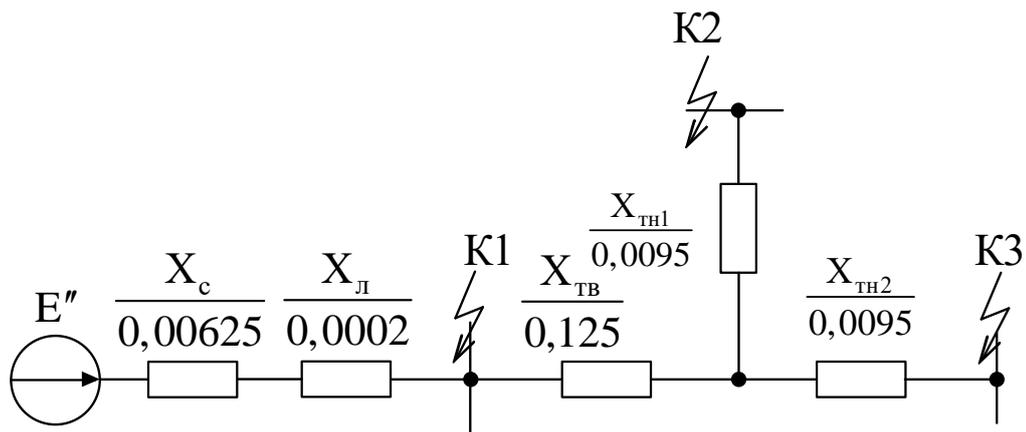


Рисунок 6 – Схема замещения для расчёта токов К3 в системе электроснабжения предприятия

«Базисная мощность» [15]:

$$S_{\bar{o}} = 25000 \text{ кВА} = 25 \text{ МВА.}$$

«Базисные напряжения» [15]:

$$U_{\bar{o}1} = 115 \text{ кВ,}$$

$$U_{\bar{o}2} = 11 \text{ кВ,}$$

$$U_{\bar{o}3} = 11 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [15]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}, \tag{9}$$

$$I_{\bar{o}1} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,06 \text{ кА,}$$

$$I_{\bar{o}3} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,31 \text{ кА.}$$

«Сопротивление энергосистемы» [15]:

$$x_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}''}, \text{ o.e.}, \quad (10)$$

где  $S_{\kappa}''$  - мощность энергосистемы.

$$x_{c* \text{ макс}} = \frac{25}{4000} = 0,00625 \text{ o.e.},$$

$$x_{c* \text{ мин}} = \frac{25}{3850} = 0,00649 \text{ o.e.}$$

«Сопротивление питающей ВЛ-110 кВ» [15]:

$$x_{l*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \text{ o.e.}, \quad (11)$$

где « $x_0$ ,  $L$ – соответственно, индуктивное сопротивление, Ом/км, и длина ВЛ, км» [15].

«Для питающей ВЛ-110 кВ» [15]:

$$x_{l*} = 0,4 \cdot 1 \cdot \frac{25}{115^2} = 0,0002 \text{ o.e.}$$

Трансформатор с расщеплённой обмоткой, устанавливаемый в результате реконструкции на ГПП, при расчёте параметров сопротивлений обмоток может быть рассмотрен как трёхобмоточный трансформатор.

Известно, что такой трансформатор состоит из трёх обмоток, каждая из которых предназначена для своей фазы системы.

Каждая обмотка имеет своё сопротивление, которое зависит от материала проводника, его длины, сечения, температуры и других факторов.

«Сопротивления обмоток трансформатора» [15]:

$$x_{m\bar{s}}^* = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.нн1}, \% - U_{к.нн2}, \%)}{100}, \quad (12)$$

$$x_{mн1}^* = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.нн1}, \% - U_{к.нн2}, \%)}{100}. \quad (13)$$

$$x_{mн1}^* = x_{mн2}^*. \quad (14)$$

$$x_{m\bar{s}}^* = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5)}{100} = 0,125 \text{ о.е.},$$

$$x_{mн1}^* = \frac{25}{25} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5)}{100} = 0,095 \text{ о.е.}$$

$$x_{mн1}^* = x_{mн2}^* = 0,095 \text{ о.е.}$$

«Ток трёхфазного КЗ» [15]:

$$I_K^{(3)''} = \frac{E''}{x_{рез}^*} \cdot I_{\bar{\sigma}}. \quad (15)$$

«Результирующее сопротивление» [15]:

$$x_{рез}^* = x_c^* + x_l^*, \text{ о.е.} \quad (16)$$

«Результирующее сопротивление к точке К1 в максимальном режиме работы» [15]:

$$x_{рез.К1макс}^* = 0,00625 + 0,0002 = 0,00645 \text{ о.е.}$$

«Результирующее сопротивление к точке К1 в минимальном режиме работы» [15]

$$x_{рез.К1мин} = 0,00649 + 0,0002 = 0,00669 \text{ о.е.}$$

«Значение тока трёхфазного КЗ в точке К1» [15]:

$$I_{К1макс}^{(3)} = \frac{1}{0,00645} \cdot 0,06 = 9,30 \text{ кА.}$$

$$I_{К1мин}^{(3)} = \frac{1}{0,00669} \cdot 0,06 = 8,97 \text{ кА.}$$

«Для точки К2» [15]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тс}, \text{ о.е.} \quad (17)$$

«Сопротивление к точке К2» [15]:

$$x_{рез.К2макс} = 0,00625 + 0,0002 + 0,125 + 0 = 0,13145 \text{ о.е.,}$$

$$x_{рез.К2мин} = 0,00649 + 0,0002 + 0,125 + 0 = 0,13169 \text{ о.е.}$$

«Значение тока трёхфазного КЗ в точке К2» [15]:

$$I_{К2макс}^{(3)} = \frac{1}{0,13145} \cdot 1,31 = 5,82 \text{ кА.}$$

«Значение тока трёхфазного КЗ в точке К2» [15]:

$$I_{К2мин}^{(3)} = \frac{1}{0,13169} \cdot 1,31 = 5,71 \text{ кА.}$$

Параметры тока КЗ в точке К3 равны соответствующим параметрам, полученным в результате расчёта в точке К2.

«Значение ударного тока» [15]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_K^{(3)}, \text{ кА}, \quad (18)$$

где « $\kappa_{уд}$  – ударный коэффициент тока КЗ» [15].

«Расчёт ударного тока КЗ» [15]:

$$i_{уд1макс} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,30 = 23,67 \text{ кА},$$

$$i_{уд1мин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,82 = 9,98 \text{ кА},$$

$$i_{уд2макс} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,71 = 9,96 \text{ кА},$$

$$i_{уд2мин} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,81 = 5,56 \text{ кА},$$

«Значение двухфазного тока КЗ» [15]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K, \text{ кА}. \quad (19)$$

«Расчёт двухфазного тока КЗ в расчётных точках схемы» [15]:

$$I_{K1макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,30 = 8,05 \text{ кА},$$

$$I_{K1мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,97 = 7,77 \text{ кА},$$

$$I_{K2макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,82 = 5,04 \text{ кА},$$

$$I_{K2\text{мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,71 = 5,03 \text{ кА},$$

Результаты расчёта токов КЗ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Параметр	Расчётная точка КЗ (макс/мин)		
	К1	К2	К3
$I^{(3)}$ , кА	9,30/8,97	5,82/5,71	5,82/5,71
$i_{уд}$ , кА	23,67/22,83	9,98/9,96	9,98/9,96
$I_{к.}^{(2)}$ , кА	8,05/7,77	5,04/5,03	5,04/5,03

Таким образом, в работе проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания на шинах питающей ГПП-110/10/10 кВ в максимальном и минимальном режимах работы, обусловленных соответствующими положениями устройства РПН силового трансформатора данной подстанции. Полученные результаты используются в работе далее.

Выводы по разделу.

В работе рассчитаны максимальные рабочие токи СЭС объекта исследования. Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме, а также возможности отключения потребителей 3 категории надёжности.

Результаты расчёта максимальных токов вводных и линейных присоединений ГПП АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО используются далее в работе при выборе и проверке:

- сечения проводников всех классов напряжения;
- основного оборудования всех классов напряжения;
- релейной защиты и автоматики питающей ГПП.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания на шинах питающей ГПП-110/10/10 кВ в максимальном и минимальном режимах работы, обусловленных соответствующими положениями устройства РПН силового трансформатора данной подстанции.

## **4 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции**

### **4.1 Выбор новых трансформаторов главной понизительной подстанции**

Как упоминалось ранее, одним из ключевых шагов в процессе реконструкции системы электроснабжения (СЭС) предприятия является замена двухобмоточных силовых трансформаторов «ТДН-25000/110 на питающей главной подстанции 110/10 кВ на трансформаторы с расщеплённой обмоткой.

Однако, поскольку предварительный выбор трансформаторов был произведен на предыдущих этапах работы, в данном разделе, для установки на главной подстанции, проводится окончательный выбор и проверка двух новых трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения 10 кВ.

При этом в таком силовом трансформаторе» [12] одна обмотка будет использоваться для подключения существующей нагрузки, а другая - для будущих потребностей. Такой подход позволяет существенно сэкономить финансовые ресурсы, трудовые ресурсы и время.

Трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения имеют несколько преимуществ, среди которых:

- улучшенная надежность: расщепление обмоток позволяет трансформатору лучше справляться с перегрузками и короткими замыканиями, что повышает его надежность и долговечность;
- большая гибкость в подключении: благодаря наличию двух отдельных обмоток низшего напряжения, такие «трансформаторы обеспечивают большую гибкость при подключении различных нагрузок;
- увеличение энергоэффективности» [12]: эти трансформаторы обеспечивают более эффективную передачу энергии за счет оптимизации работы обмоток и снижения потерь;

– большая степень защиты: трансформаторы с расщепленными обмотками могут иметь дополнительные защитные функции, что обеспечивает большую степень безопасности для оборудования и персонала.

В целом, использование трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения способствует повышению надежности, энергоэффективности и гибкости системы электроснабжения.

Проводится проверочный расчёт мощности трансформатора ГПП предприятия.

«Расчётная мощность силового трансформатора» [5]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{м.зпт}}}{N \cdot K_3}, \quad (20)$$

где « $S_{\text{м.зпт}}$  – максимальное значение полной расчетной нагрузки трансформаторной подстанции ПС-110/10/10 кВ» [5].

Значит:

$$25000 \text{ кВА} \geq \frac{17617,3}{2 \cdot 0,7} = 12583,8 \text{ кВА}.$$

Номинальная мощность единичного трансформатора больше расчётной.

Для установки на ГПП предприятия, принимаются два новых «силовых трансформатора марки ТРДН-25000/110, которые отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном режиме работы.

Проверка на соответствие номинальной мощности трансформатора подстанции» [5]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р.}}, \text{ МВА}, \quad (21)$$

$$S_{\text{ном.т}} = 25000 \text{ кВА} \geq S_{\text{ном.т.р}} = 17617,3 \text{ кВА}.$$

«Проверка трансформатора на перегрузочную способность» [15]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{ПС}}{S_{НОМ.Т}} \leq 0,7, \quad (22)$$

$$K_{з.н} = \frac{S_{ПС}}{S_{НОМ.Т}} \leq 1,4. \quad (23)$$

«Проверки выполняются» [15]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 17617,3}{25000} = 0,35 \leq 0,7.$$

$$K_{з.н} = \frac{17617,3}{25000} = 0,70 \leq 1,4.$$

Следовательно, для установки на ГПП предприятия, трансформаторы не нуждаются в замене.

При этом в каждом таком силовом трансформаторе одна обмотка будет использоваться для подключения существующей нагрузки, а другая - для будущих потребностей.

Такой подход позволяет существенно сэкономить финансовые и трудовые ресурсы.

На схеме СЭС предприятия после реконструкции, показаны два новых трансформатора марки ТРДН-25000/110.

## **4.2 Выбор и проверка трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций**

Проводится выбор питающих трансформаторов ТП-10/0,4 кВ для питания новой нагрузки потребителей.

Также проводится проверка правильности и целесообразности принятых решений по выбору питающих трансформаторов ТП-10/0,4 кВ для питания

существующих потребителей.

Целью выбора количества и «мощности силовых трансформаторов на цеховых ТП-10/0,4 кВ предприятия АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО» [6] является определение оптимальных параметров трансформаторов для обеспечения безопасной, надежной и эффективной работы электрической сети цехов.

Эта задача включает в себя выбор количества трансформаторов, необходимого для обеспечения надежности электроснабжения цеха, минимизируя риски отказов и аварий [19].

«Мощность трансформаторов для установки на цеховых ТП-10/0,4 кВ» [6]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{\sum P_p}{N\beta_T}, \quad (24)$$

где « $\sum P_p$  – суммарная активная нагрузка объектов, кВт;

$N$  – количество трансформаторов цеховой ТП, шт.;

$\beta_T$  – нормируемое значение коэффициента активной загрузки трансформаторов подстанции» [6].

Для цеховой ТП-1:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{6500}{2 \cdot 0,85} = 3823,5 \text{ кВА.}$$

«Исходя из результатов расчёта, рекомендованы к установке два силовых трансформатора ТМ-4000/10.

Проверки по условиям нормальной нагрузки и послеаварийной перегрузки выполняются» [6]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 6500}{4000} = 0,81 \leq 0,85.$$

$$K_{з.л} = \frac{6500}{4000} = 1,625 \leq 1,7.$$

«Аналогично выбраны марки и типы трансформаторов для установки на остальных цеховых ТП № 2 – 8» [12] (таблица 6).

Таблица 6 – Результаты выбора трансформаторов на цеховых ТП-10/0,4 кВ объекта проектирования

Номер цеховой ТП	$P_{p\Sigma}$ , кВт	Категория надёжности	Количество трансформаторов, шт.	Количество и марка трансформаторов
Цеховая ТП № 1	6500,0	I	2	ТМ-4000/10
Цеховая ТП № 2	3100,0	II	2	ТМ-2000/10
Цеховая ТП № 3	2500,0	II	2	ТМ-1600/10
Цеховая ТП № 4	2000,0	II	2	ТМ-1250/10
Цеховая ТП № 5	2400,0	I	2	ТМ-1600/10
Цеховая ТП № 6	1800,0	II	2	ТМ-1250/10
Цеховая ТП № 7	1200,0	II	2	ТМ-1000/10
Цеховая ТП № 8	900,0	II	2	ТМ-630/10

В работе выбраны и проверены новые трансформаторы для питания перспективной нагрузки предприятия.

Для решения данной задачи, предложено соорудить четыре двухтрансформаторных ЦТП-10/0,4 кВ в форме КТП с двумя силовыми трансформаторами на каждой подстанции. Для реализации цели работы, приняты следующие типонамины трансформаторов для установки на новых ЦТП-10/0,4 кВ:

- цеховая ТП № 5 – 2×ТМ-1600/10;
- цеховая ТП № 6 – 2×ТМ-1250/10;
- цеховая ТП № 7 – 2×ТМ-1000/10;
- цеховая ТП № 8 – 2×ТМ-630/10.

Все силовые трансформаторы в работе проверены по всем требуемым критериям.

Выводы по разделу.

Выбраны и проверены число, мощности и типонаминалы силовых трансформаторов системы электроснабжения предприятия.

Для установки на ГПП предприятия, трансформаторы не нуждаются в замене. При этом в каждом таком силовом трансформаторе одна обмотка будет использоваться для подключения существующей нагрузки, а другая - для будущих потребностей. Такой подход позволяет существенно сэкономить финансовые и трудовые ресурсы.

Проведён выбор питающих трансформаторов ТП-10/0,4 кВ для питания новой нагрузки потребителей. Выбраны и проверены новые трансформаторы для питания перспективной нагрузки предприятия. Для решения данной задачи, предложено соорудить четыре двухтрансформаторных ЦТП-10/0,4 кВ в форме КТП с двумя силовыми трансформаторами на каждой подстанции.

Выбраны и проверены следующие типонаминалы трансформаторов для установки на новых ЦТП-10/0,4 кВ: 2×ТМ-1600/10, 2×ТМ-1250/10, 2×ТМ-1000/10, 2×ТМ-630/10.

Также проведена проверка правильности и целесообразности принятых решений по выбору питающих трансформаторов ТП-10/0,4 кВ для питания существующих потребителей. Проверены и подтверждены типонаминалы трансформаторов, установленных на четырёх существующих ЦТП-10/0,4 кВ предприятия.

## 5 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов

### 5.1 Выбор и проверка проводников

Ранее в работе было установлено, что одной из основных задач работы является замена (модернизация) устаревших проводов марки АС на современные провода.

Для реализации данной задачи, в работе выбираются провода марки СИП (самонесущие изолированные провода).

Преимущества проводов марки СИП включают:

- высокая надежность: провода марки СИП отличаются высокой надежностью и долговечностью, что обеспечивает стабильную и безопасную передачу электроэнергии;
- хорошая гибкость: провода СИП обладают хорошей гибкостью, что облегчает их укладку и монтаж в различных условиях;
- «высокая электрическая прочность: эти провода обладают высокой электрической прочностью, что позволяет им выдерживать высокие напряжения без риска повреждений;
- устойчивость к воздействию внешних факторов» [17]: провода марки СИП устойчивы к воздействию различных агрессивных сред, включая влагу, коррозию, и ультрафиолетовое излучение, что обеспечивает их долговечность и надежность в эксплуатации;
- широкий температурный диапазон: провода СИП способны работать в широком температурном диапазоне, что делает их подходящими для использования в различных климатических условиях;
- «экономия ресурсов: использование проводов марки СИП позволяет экономить ресурсы благодаря их высокой энергоэффективности и долговечности, что снижает затраты на обслуживание и замену проводов» [17].

Таким образом, провода марки СИП представляют собой надёжное и безопасное решение для использования в электрических системах, обладая рядом преимуществ, которые делают их предпочтительным выбором для многих электрических сетей.

«Предлагается использовать в сети 110 кВ предприятия современный тип провода марки СИП-7, а в сети 10 кВ – провод марки СИП-3.

Выбор сечения по экономической плотности тока» [17]:

$$F_э = \frac{I_{р.}}{j_э}, \quad (25)$$

где « $j_э$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [12].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [17]:

$$I_{доп} \geq I_{р.}, \quad (26)$$

где « $I_{доп}$  – предельно – допустимое значение тока проводника, А» [12].

«Проверка в послеаварийном режиме работы» [17]:

$$I_{доп} \geq I_{р.маx}, \quad (27)$$

где « $I_{р.маx}$  – максимальный ток, А» [11].

«Проверка по климатическим условиям» [17]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (28)$$

«Для линии 110 кВ принят провод марки СИП-7 1×120-110» [13]:

$$F_3 = \frac{46,2}{1,1} = 42 \text{ мм}^2.$$

$$390 \text{ А} \geq 46,2 \text{ А},$$

$$390 \text{ А} \geq 64,7 \text{ А},$$

$$120 \text{ мм}^2 = 120 \text{ мм}^2.$$

Выбранный проводник СИП-7 1×120-110 окончательно принят на линии ВЛ-110 кВ – Т1 ГПП-110/10/10 кВ.

На распределительных линиях выбор проводников проводится, исходя из реконструированной схемы: существующая нагрузка подключается на секцию обмоток 1 силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой ГПП-110/10 кВ, перспективная нагрузка – на секцию обмоток 2 силовых трансформаторов ГПП-110/10 кВ.

Результаты выбора сечения проводов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора сечения проводов

Линия	$I_p$ , А	$I_{p,max}$ , А	Марка провода	$I_{доп}$ , А
Питающая ВЛ-110 кВ				
ВЛ-110 кВ – Т1 ГПП-110/10/10 кВ	46,2	64,7	СИП-7 1×120-110	390
ВЛ-110 кВ – Т2 ГПП-110/10/10 кВ	46,2	64,7	СИП-7 1×120-110	390
Распределительные ВЛ-10 кВ				
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 1) – Цеховая ТП №1	159,7	223,6	СИП-3 1×150-10	450
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 1) – Цеховая ТП №2	76,2	106,6	СИП-3 1×70-10	265
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 1) – Цеховая ТП №3	68,8	96,3	СИП-3 1×70-10	265
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 1) – Цеховая ТП №4	49,1	68,8	СИП-3 1×35-10	175
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 2) – Цеховая ТП №5	59,0	82,6	СИП-3 1×50-10	240
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 2) – Цеховая ТП №6	44,2	61,9	СИП-3 1×35-10	175
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 2) – Цеховая ТП №7	29,5	41,3	СИП-3 1×25-10	160
ГПП-110/10/10 кВ (секция обмотки 2) – Цеховая ТП №8	22,1	31,0	СИП-3 1×25-10	160

Результаты используются в работе далее.

## 5.2 Выбор и проверка электрических аппаратов

«В распределительном устройстве 110 кВ ГПП-110/10/10 кВ, было принято решение выбрать современное комплектное РУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ-110 кВ) марки ЯТЭ 110Л/2500 У2, произведенное ЗАО «ЗЭТО» (Великолукский завод электротехнического оборудования)» [8].

Преимущества ячейки ЯТЭ 110Л/2500 У2 включают:

- надежность: ячейка обеспечивает высокую надежность работы электрооборудования благодаря применению качественных материалов и технологий производства;
- высокая эффективность: ячейка ЯТЭ 110Л/2500 У2 обладает высокой эффективностью передачи и распределения электроэнергии благодаря современным техническим решениям;
- удобство монтажа и обслуживания: конструкция ячейки предусматривает удобство в монтаже и обслуживании, что упрощает процесс установки и поддержания работоспособности оборудования;
- соответствие стандартам безопасности: ячейка соответствует высоким стандартам безопасности, что обеспечивает защиту персонала и предотвращает возможные аварии;
- экономия места и ресурсов: компактный размер и оптимизированная конструкция ячейки позволяют экономить место на объекте и ресурсы при её установке и эксплуатации;
- продолжительный срок службы: ячейка обладает долгим сроком службы, что обеспечивает стабильную работу электросети на протяжении длительного времени без необходимости частой замены и ремонта;
- высокая производительность: ячейка обеспечивает высокую производительность при передаче и распределении электроэнергии, что позволяет эффективно удовлетворять потребности потребителей.

«Для РУ-10 кВ было принято решение использовать вакуумное комплектное распределительное устройство с выкатным элементом КРУ-ZЕТО-10, также произведенное ЗАО «ЗЭТО»» [8].

«Преимущества вакуумного комплектного распределительного устройства (КРУ) напряжением 10 кВ с выкатным элементом модели КРУ-ZЕТО-10 включают:

- надежность: использование вакуумных выключателей обеспечивает высокую надежность работы устройства за счет отсутствия дуговых искр и возможности электрического разряда;
- высокая эффективность: КРУ-ZЕТО-10» [8] обладает высокой эффективностью в передаче и распределении электроэнергии благодаря использованию современных технических решений и высококачественных компонентов;
- безопасность: применение вакуумных выключателей снижает риск возгорания и короткого замыкания, что повышает уровень безопасности для персонала и оборудования;
- компактность и модульность: КРУ-ZЕТО-10 имеет компактные размеры и модульную конструкцию, что облегчает монтаж, эксплуатацию и обслуживание устройства;
- удобство эксплуатации: выкатной элемент обеспечивает удобство в обслуживании и ремонте оборудования, а также «упрощает доступ к его компонентам для проведения необходимых работ;
- экономия времени и ресурсов: применение вакуумных выключателей и высокой степени автоматизации работы устройства позволяет сократить время на обслуживание и ремонт, а также уменьшить расходы на электроэнергию;
- совместимость с современными технологиями: КРУ-ZЕТО-10 соответствует современным требованиям и стандартам электроснабжения, что позволяет интегрировать его в различные электроэнергетические системы и сети» [8].

Результаты выбора выключателей СЭС представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора выключателей ВН (на примере вводных присоединений) в системе ЭС предприятия

Наименование аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
«Вводы 1 и 2, выключатели РУ-110 кВ: ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые)» [8]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 34,58 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 9,3 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
«Вводы 1 и 2, выключатели РУ-10 кВ: ВБ-10-ПЗ-ZETO-31,5/2000 (вакуумные)» [8]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 249,16 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,78 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,22 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,78^2 \cdot 3 = 100,23 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора разъединителей (на примере вводных присоединений) в системе ЭС предприятия, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора разъединителей (на примере вводных присоединений) в системе ЭС предприятия

Наименование аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
«Разъединители РУ-110 кВ: РГ-16-110/1000 УХЛ1» [8]	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 34,58 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 23,67 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Для питания устройств вторичных цепей (измерения, учёт и контроль электроэнергии, релейная защита и автоматика и прочие) используются измерительные трансформаторы тока и напряжения» [15].

Их основной выбор осуществляется по потребляемой мощности в требуемом классе точности. В работе на стороне 110 кВ выбраны элегазовые выключатели бакового типа со встроенными трансформаторами тока. Поэтому отдельно выбирать ТТ на стороне 110 кВ нет необходимости.

В работе выбираются ТТ для установки на стороне 10 кВ.

«Результаты выбора трансформаторов тока на стороне 10 кВ представлены в таблице 10» [15].

Таблица 10 – Результаты проверки ТТ на стороне 10 кВ

Тип ТН	Схема ТТ	Мощность на один ТТ, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА
ТОЛ-СЭЩ-10-21	«неполная звезда»	30	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

«Выбор трансформаторов напряжения на сторонах 110 кВ и 10 кВ представлены в таблице 11» [15].

Таблица 11 – Результаты выбора ТН на сторонах 110 кВ и 10 кВ

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ , кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$ , ВА
ЗНОГ-110/УХЛ1	2	600/2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
НАМИТ-10	2	100/2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$

В результате проведённого анализа литературы, для «защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений на сторонах 110 кВ и 10 кВ, предлагается применить современные ограничители перенапряжений» [15].

Главная задача ограничителей перенапряжения заключается в защите электрического оборудования от повреждений, которые могут быть вызваны резкими изменениями напряжения в электрической сети. Перенапряжения могут возникать из-за различных причин, таких как молниевые разряды,

переключения в сети или другие внешние воздействия, и они способны причинить значительный ущерб оборудованию, даже привести к его поломке. Ограничители перенапряжения предотвращают повреждения, обеспечивая путь для слива излишнего электрического заряда в землю. Они монтируются на вводах воздушных и кабельных линий электропередачи, а также в ячейках 10 кВ вместе с ранее выбранными вакуумными выключателями (для тушения перенапряжения, возникающего при образовании вакуумной дуги).

Таким образом, ограничители перенапряжения играют важную роль на подстанциях, обеспечивая защиту оборудования, стабильность и надёжность системы (таблица 12).

Таблица 12 – Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжения

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
«РУ-110 кВ: ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1 (на примере вводного присоединения)» [18]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 34,58 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 23,67 \text{ кА}$	$i_{дин} = 146 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,3^2 \cdot 3 = 259,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 146^2 \cdot 3 = 63948 \text{ кА}^2\text{с}$
«РУ-10 кВ: ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПН-П-10/12,7/10/1,1 (на примере вводного присоединения)» [18]	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 249,16 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 10,22 \text{ кА}$	$i_{дин} = 12,7 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,78^2 \cdot 3 = 100,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,7^2 \cdot 3 = 483,87 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбранное оборудование представлено в графической части работы.

Выводы по разделу.

Выбраны новые сечения проводников на всех питающих и отходящих линиях предприятия.

Новые современные проводники марки СИП-7 1×120-110 окончательно приняты на линии ВЛ-110 кВ – Т1 ГПП-110/10/10 кВ.

На распределительных линиях выбор проводников проведён, исходя из реконструированной схемы: существующая нагрузка подключается на секцию обмоток 1 силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой ГПП-110/10 кВ, перспективная нагрузка – на секцию обмоток 2 силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой ГПП-110/10 кВ. Новые современные проводники СИП-3 различных сечений окончательно приняты на линии ВЛ-110 кВ – Т1 ГПП-110/10/10 кВ.

В работе, с целью решения основных задач, проведена полная модернизация оборудования ГПП.

Установлено, что дальнейшее применение ячеек распределительных устройств напряжением 110 кВ и 10 кВ нецелесообразно, в виду их полного износа, поэтому было принято решение об их полной замене на такие типы:

- в сети 110 кВ – на ячейки «с элегазовой изоляцией КРУЭ-110 кВ марки ЯТЭ 110Л/2500 У2»;
- в сети 110 кВ – на ячейки «с вакуумной изоляцией марки КРУ-ZЕТО-10».

Выбрано соответствующее оборудование для применения в данных ячейках.

Все ячейки и установленное в них оборудование проверено и соответствует всем требованиям.

## **6 Выбор устройств релейной защиты и автоматики**

Известно, что системы релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) играют важную роль в обеспечении стабильности и безопасности работы электроснабжения предприятия.

Поэтому к модернизации существующей системы РЗА предприятия нужно подойти ответственно.

Установлено, что в рамках изучаемого объекта, такие системы выполняют следующие основные функции и задачи [1]:

- обнаружение и изоляция аварийных ситуаций: РЗА отвечают за надежное обнаружение различных аварий, таких как короткие замыкания, перегрузки, аномальные напряжения и токи, инициируя соответствующие защитные меры для изоляции проблемы и предотвращения распространения сбоев по системе;
- управление и контроль процессов: автоматика обеспечивает управление и контроль различными процессами в системе электроснабжения, включая переключение оборудования, регулирование напряжения и частоты, а также координацию работы различных устройств;
- быстрая реакция на события: РЗА реагируют на события в системе электроснабжения моментально, в режиме реального времени, что позволяет сократить время простоя и снизить вероятность возникновения серьезных повреждений оборудования;
- предотвращение аварийных ситуаций: системы релейной защиты и автоматики работают на предотвращение возникновения аварийных ситуаций путем оперативного отключения или изоляции поврежденных участков системы до их устранения;
- мониторинг и диагностика: РЗА предоставляют информацию о состоянии и работе оборудования, что позволяет оперативно выявлять

- и устранять потенциальные проблемы, а также проводить диагностику и анализ событий для оптимизации работы системы;
- согласование работы устройств: релейная защита и автоматика гарантируют гармоничную работу различных устройств и компонентов системы электроснабжения, обеспечивая непрерывность и стабильность функционирования системы в целом.

Таким образом, релейная защита и автоматика представляют собой неотъемлемые компоненты современных систем электроснабжения предприятий, обеспечивая их надежную и безопасную работу.

В работе предлагается принять для применения в СЭС предприятия с целью надёжной «защиты силовых трансформаторов и всех присоединений 110 и 10 кВ, современный микропроцессорный блок релейной защиты марки» [3] БЭМП РУ (производитель – АО «ЧЭАЗ»).

Преимущества таких микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики (РЗиА) марки БЭМП РУ, включают:

- «высокая эффективность: микропроцессорные блоки обладают высокой скоростью обработки данных и мощными алгоритмами, что обеспечивает быструю и эффективную реакцию на аварийные ситуации;
- гибкость и простая настройка: благодаря программной конфигурации» [3], микропроцессорные блоки могут быть легко настроены под конкретные требования и особенности системы электроснабжения предприятия;
- высокая точность: микропроцессорные блоки обеспечивают точное и надежное определение аварийных ситуаций и выполнение соответствующих защитных действий, что помогает предотвращать серьезные повреждения оборудования;
- дополнительные функции: возможность интеграции дополнительных функций, таких как мониторинг параметров системы, запись событий, а также удаленное управление и диагностика через сеть связи;

- удобство обслуживания: микропроцессорные блоки обеспечивают возможность удаленного мониторинга и диагностики, что упрощает процесс обслуживания и повышает его эффективность;
- надежность и долговечность: благодаря использованию современных технологий и высококачественных компонентов, микропроцессорные блоки обладают высокой надежностью и долговечностью, что гарантирует стабильную работу системы на протяжении длительного времени.

Таким образом, микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики марки БЭМП РУ отличаются высокой производительностью, гибкостью, точностью и надежностью, что делает их превосходным выбором для обеспечения безопасности и надежности системы электроснабжения предприятия.

Выводы по разделу.

Для применения в СЭС предприятия выбраны современные микропроцессорные блоки РЗиА марки БЭМП РУ (АО «ЧЭАЗ»). Таким образом, на предприятии обеспечивается единая информационная, измерительная и защитная система.

Установлено, что такие блоки – надёжны, экономичны, легки в настройке, обслуживании и эксплуатации.

Они пригодны для защиты как линий, так и трансформаторов, являясь, таким образом, универсальными.

Таким образом, выбор блоков БЭМП РУ, для применения на питающей ПС-110/10/10 кВ системы электроснабжения предприятия, обоснован.

## **7 Расчёт системы молниезащиты и заземления**

Молниезащита и заземление играют важную роль на подстанции, обеспечивая защиту оборудования и персонала от возможных повреждений и опасностей, вызванных молнией и электрическими разрядами, а также короткими замыканиями и аналогичными аварийными режимами, которые возникают в сети после этого.

Устройства молниезащиты, такие как молниеотводы, предназначены для отвода молнии и ее разряда в безопасное место, минимизируя риск повреждения оборудования и инфраструктуры.

Молния может вызвать перенапряжения в электрической сети, что может привести к выходу оборудования из строя. Поэтому устройства молниезащиты направляют эти перенапряжения в землю, защищая подстанцию и ее оборудование.

Также такая система защищает персонал и окружающую среду от опасных электрических разрядов, предотвращая травмы и пожары.

Заземление представляет собой систему проводников и электродов, которая обеспечивает путь для отвода тока в землю. Это позволяет рассеивать токи коротких замыканий и молнии, предотвращая повреждения оборудования.

Заземление помогает снизить потенциал оборудования и инфраструктуры, что уменьшает риск поражения электрическим током для персонала и окружающих объектов.

При этом заземление является обязательным элементом электрических систем и подстанций согласно нормам и стандартам безопасности.

Таким образом, молниезащита и заземление на подстанции играют ключевую роль в обеспечении безопасности, защите оборудования и поддержании надежности электроснабжения. Их правильное проектирование, установка и обслуживание необходимы для эффективной работы подстанции и предотвращения серьезных аварийных ситуаций.

«Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода» [18]:

$$r_x = 1,5 \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (29)$$

где « $h$  – высота молниеотвода, м;

$h_x$  – расчетная высота, м» [18].

«Коэффициент  $P$ » [18]:

$$P = \frac{5,5}{\sqrt{h_a}}, \quad (30)$$

где « $h_a$  – расчётная активной части молниеотвода, м» [18].

«Расчётная высота активной части» [18]:

$$h_a = h - h_x, \quad (31)$$

«Для двух молниеотводов» [18]:

$$2b_x = 4r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a}, \quad (32)$$

где « $h_a$  – разность высот, м;

$a$  – расстояние между молниеотводами, м» [18].

«Высота молниеотвода» [18]:

$$h_0 = h - \frac{a}{7 \cdot p}, \quad (33)$$

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x) = 8 \cdot p \cdot h_a. \quad (34)$$

При этом:

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{33-17}} = 1,375,$$

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{33-7,9}} = 1,1.$$

«Радиус зоны защиты» [18]:

$$r_X = 1,6 \cdot 33 \cdot \frac{33-17}{33+17} \cdot 1,375 = 23,5 \text{ м},$$

$$r_X = 1,6 \cdot 33 \cdot \frac{33-7,9}{33+7,9} \cdot 1,1 = 35,6 \text{ м}.$$

$$2b_X = 4 \cdot 23,5 \cdot \frac{7 \cdot 16 - 92,5}{14 \cdot 16 + 92,5} = 5,8 \text{ м},$$

$$2b_X = 4 \cdot 35,6 \cdot \frac{7 \cdot 25,1 - 92,5}{14 \cdot 25,1 + 92,5} = 26,7 \text{ м}.$$

«Основное условие защищаемой зоны молниеотвода выполняется» [18]:

$$D = 91 \text{ м} \leq 8 \cdot 1,375 \cdot (33 - 17) = 176 \text{ м},$$

$$D = 91 \text{ м} \leq 8 \cdot 1,1 \cdot (33 - 7,9) = 221 \text{ м}.$$

«Сопротивление контура заземления» [18]:

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{(L_2 + L_B)}, \quad (35)$$

где « $S$  – площадь контура заземления,  $\text{м}^2$ ;

$h_2$  – длина горизонтальных заземлителей,  $\text{м}$ » [18].

$$A = \frac{0,444 - 0,84 \cdot (l_B + h_T)}{\sqrt{S}}, \quad (36)$$

$$A = \left[ \frac{0,444 - 0,84 \cdot (2,5 + 0,7)}{\sqrt{21600}} \right] = 0,015,$$

$$R_3 = \frac{0,015 \cdot 100}{\sqrt{21600}} + \frac{100}{(11044 + 377,5)} = 0,018 \text{ Ом.}$$

«Условие проверки контура заземления» [12]:

$$R_3 \leq R_{3,н} = 0,5 \text{ Ом.} \quad (37)$$

$$0,018 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

«Суммарное количество вертикальных заземлителей» [18]:

$$n_{\Pi} = \frac{L_{\Pi}}{a}, \quad (38)$$

где « $a$  – расстояние между заземлителями, м» [18].

$$n_{\Pi} = \frac{585}{5} = 117 \text{ шт.}$$

«Напряжение прикосновения» [18]:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{к}} \cdot R_3 \cdot K_{\text{пр}}, \quad (39)$$

где « $K_{\text{пр}}$  – коэффициент прикосновения» [18].

«Коэффициент прикосновения» [18]:

$$K_{\text{пр}} = M \cdot \beta \cdot \left( \frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L_T} \right)^{0,45}, \quad (40)$$

где « $\beta$  – контактный коэффициент» [18].

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c}, \quad (41)$$

где « $R_u$  – сопротивление тела человека, Ом;

$R_c$  – сопротивление растекания тока со ступней человека, Ом» [18].

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 7500} = 0,12,$$
$$K_{np} = 0,75 \cdot 0,12 \cdot \left( \frac{5 \cdot \sqrt{21600}}{2,5 \cdot 11044} \right)^{0,45} = 0,02,$$
$$U_{np} = 25000 \cdot 0,018 \cdot 0,02 = 9 \text{ В}.$$

«Условие проверки контура заземления» [18]:

$$U_{np} \leq U_{np.\dot{\omega}on} = 100 \text{ В}. \quad (42)$$

$$U_{np} = 9 \text{ В} \leq U_{np.\dot{\omega}on} = 100 \text{ В}.$$

Установлено, что в контуре заземления подстанции необходимо использовать 117 вертикальных электродов, при выполнении контура заземления в форме «замкнутой сетки» по всей площади подстанции.

Выводы по разделу.

Определено, что для полноценной защиты подстанции необходимы шесть вертикальных молниеотводов.

Установлено, что в контуре заземления подстанции необходимо использовать 117 вертикальных электродов, при выполнении контура заземления в форме «замкнутой сетки» по всей площади подстанции.

## 8 Расчёт экономических показателей проведённой реконструкции

Проводится расчёт экономических показателей предложенного проекта реконструкции СЭС предприятия.

«Задачи полного расчета экономических показателей включают:

- оценка затрат: необходимо оценить все затраты, связанные с реконструкцией системы электроснабжения, включая стоимость оборудования, материалов, работ по проектированию, строительству, а также возможные операционные и эксплуатационные расходы;
- определение выгод: необходимо выявить потенциальные выгоды от реконструкции, такие как снижение затрат на обслуживание и ремонт, повышение энергоэффективности, сокращение потерь электроэнергии, улучшение надежности электроснабжения и увеличение производительности;
- расчет финансовых показателей» [16]: на основе затрат и выгод производится расчет таких финансовых показателей, как срок окупаемости инвестиций (ROI), чистая приведенная стоимость (NPV), внутренняя норма доходности (IRR), коэффициент прибыльности (PI) и другие, которые позволяют оценить эффективность проекта реконструкции;
- оценка рисков: необходимо учитывать возможные риски, которые могут повлиять на реализацию проекта и его экономические показатели, такие как изменение цен на ресурсы, технические проблемы, изменение законодательства и другие факторы;
- принятие решения: на основе анализа полученных результатов принимается решение о целесообразности проведения реконструкции системы электроснабжения предприятия.

Если экономические показатели позволяют ожидать положительные результаты, проект может быть одобрен для реализации.

Кроме того, важной составляющей имеет окупаемость проекта, то есть

время, за которое окупятся капитальные вложения. Как правило, энергетический проект считается эффективным, если его срок окупаемости превышает 7 лет.

Таким образом, расчет экономических показателей проекта реконструкции системы электроснабжения предприятия позволяет принять обоснованное решение о его выполнении, учитывая финансовые аспекты и потенциальные риски.

В работе проводится упрощённый расчёт экономических показателей проекта реконструкции, проведённый по укрупнённым экономическим показателям.

«Капитальные вложения в реконструкцию» [16]:

$$K = K_{ТП} + K_C + K_A, \quad (43)$$

где  $K_{ТП}$  – капиталовложения в реконструкцию ТП;

« $K_C$  – капиталовложения в реконструкцию электрических сетей;

$K_A$  – капиталовложения в реконструкцию электрических аппаратов»

[16].

«Капиталовложения в реконструкцию ТП» [16]:

$$K_{ТП} = C_{осн.} \cdot n + M_n + H_p, \quad (44)$$

где « $n$  – количество единиц оборудования, шт.;

$C_{осн.}$  – стоимость одной единицы оборудования, тыс. руб.;

$M_n$  – расходы на монтаж и наладку оборудования, тыс. руб.;

$H_p$  – накладные расходы, тыс. руб.» [16].

«Результаты расчёта стоимости нового оборудования трансформаторных подстанций» [16] сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета стоимости нового оборудования трансформаторных подстанций

Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, тыс. руб.	Суммарная стоимость, тыс. руб.
Ячейка РУ-10 кВ марки КРУ-ЗЕТО-10	14	80,0	1120,0
Ячейка КРУЭ-110 кВ марки ЯТЭ 110Л/2500 У2	29	200,0	5800,0
Силовой трансформатор ТМ-1600/10	2	1000,0	2000,0
Силовой трансформатор ТМ-1250/10	2	750,0	1500,0
Силовой трансформатор ТМ-1000/10	2	600,0	1200,0
Силовой трансформатор ТМ-630/10	2	500,0	1000,0
Итого	51	-	12620,0

«Суммарные капиталовложения в новое оборудование трансформаторных подстанций» [16]:

$$K_{ТП} = 12620 + 0,3 \cdot 12620 + 0,1 \cdot 12620 = 17668 \text{ тыс.руб.}$$

Полученный результат учитывается в работе далее.

«Капиталовложения в реконструкцию электрических сетей» [16]:

$$K_C = l_C \cdot C_C + M_n + H_p, \quad (45)$$

где  $l_C$  - длина сети, км;

$C_C$  - стоимость 1 км сети, тыс. руб.» [16].

«Результаты расчета стоимости электрических сетей системы электроснабжения» [16] сведены в таблицу 14.

Сети рассчитываются отдельно по каждому классу напряжения (110 кВ и 10 кВ).

Таблица 14 – Результаты расчета стоимости электрических сетей

Марка проводника	Кол-во, км	Стоимость, за км, тыс. руб.	Суммарная стоимость, тыс. руб.
Сеть 110 кВ			
СИП-7 1×120-110	1,0	1200,0	1200,0
Сеть 10 кВ			
СИП-3 1×25-10	1,5	400,0	600,0
СИП-3 1×35-10	1,0	500,0	500,0
СИП-3 1×50-10	1,0	700,0	700,0
Итого	11,5	-	3000,0

«Суммарные капиталовложения в электрические сети» [15]:

$$K_C = 3000 + 0,3 \cdot 3000 + 0,1 \cdot 3000 = 4200 \text{ тыс.руб.}$$

«Капиталовложения в реконструкцию электрических аппаратов» [15]:

$$K_A = C_{осн.} \cdot n + M_n + H_p, \quad (46)$$

где « $n$  – количество единиц оборудования, шт.;

$C_{осн.}$  – стоимость одной единицы оборудования, тыс. руб.;

$H_p$  – накладные расходы, тыс. руб.» [16].

«Стоимость электрических аппаратов» [16] представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Стоимость электрических аппаратов

Марка оборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, тыс. руб.	Суммарная стоимость, тыс. руб.
Разъединители РГ-16-110/1000 УХЛ1	14	250,0	3500,0
ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1	4	100,0	400,0
ВГТ-110-31,5/2000	3	2000,0	6000,0
ВБ-10-ПЗ-ЗЕТО-31,5/2000	14	400,0	5600,0
ТОЛ-СЭЩ-10-21	12	40,0	480,0
ОПН-П-10/12,7/10/1,1 (блок)	14	50,0	700,0
НАМИТ-10-У3	2	80,0	160,0
РЗиА	30	50,0	1500,0
Итого	93	-	18340,0

«Капиталовложения в электрические аппараты» [16]:

$$K_A = 18340 + 0,3 \cdot 18340 + 0,1 \cdot 18340 = 25676 \text{ тыс.руб.}$$

«Суммарные капиталовложения в реконструкцию всей СЭС» [16]:

$$K = 17668 + 4200 + 25676 = 47544 \text{ тыс.руб.}$$

«Формула эксплуатационных издержек на внедрение проекта» [16]:

$$\text{ЭЗ} = \text{ЗП} + \text{СВ} + A_o + P_{\text{ТО}} + \text{Пр}, \quad (47)$$

где «ЗП – заработная плата, тыс. руб.;

СВ – страховые взносы, тыс. руб.;

A – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

P – затраты на ремонт и техническое обслуживание, тыс. руб.» [16].

«Заработная плата обслуживающего персонала» [16]:

$$\text{ЗП} = M_0 \cdot N \cdot K_{\text{дон}} \cdot T, \quad (48)$$

$$\text{ЗП} = 60 \cdot 5 \cdot 1,5 \cdot 12 = 5400 \text{ тыс.руб.}$$

«Страховые взносы» [16]:

$$\text{СВ} = 0,309 \cdot \text{ЗП}. \quad (49)$$

$$\text{СВ} = 0,309 \cdot 5400 = 1668,6 \text{ тыс.руб.}$$

«Годовые амортизационные отчисления» [16]:

$$A_o = K \cdot \frac{a}{100}, \quad (50)$$

где « $a$ - годовая норма амортизации, %» [16].

$$A_o = 47544 \cdot 0,1 = 4754,4 \text{ тыс.руб.}$$

«Годовые затраты на ремонт и техническое обслуживание» [16]:

$$P_{TO} = K \cdot \frac{r}{100}, \quad (51)$$

где « $r$  - годовая норма отчислений на ТО, %» [16].

$$P_{TO} = 47544 \cdot 0,05 = 2377,2 \text{ тыс.руб.}$$

«Прочие расходы» [16]:

$$Pr = 0,01 \cdot \sum K, \quad (52)$$

$$Pr = 47544 \cdot 0,01 \approx 475,4 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом:

$$\text{ЭЗ} = 5400 + 1668,6 + 4754,4 + 2377,2 + 475,4 = 14675,6 \text{ тыс.руб.}$$

«Суммарная стоимость проекта реконструкции» [16]:

$$C = K + \text{ЭЗ}. \quad (53)$$

$$C = 47544 + 14675,6 = 62219,6 \text{ тыс.руб.}$$

«Срок окупаемости проекта реконструкции» [16]:

$$C_o = \frac{K}{\mathcal{E}}, \text{ лет}, \quad (54)$$

где « $\mathcal{E}$  – эффект от внедрения нового оборудования, р.» [16].

$$\mathcal{E} = k_{\text{эф}} \cdot C, \text{ тыс.руб.}, \quad (55)$$

где « $k_{\text{эф}}$  – коэффициент экономической эффективности капиталовложений» [16].

$$\mathcal{E} = 0,25 \cdot 62219,6 = 15554,9 \text{ тыс.руб.}$$

«Срок окупаемости» [16]:

$$C_o = \frac{47544}{15554,9} \approx 3,06 \text{ года.}$$

Определено, «что срок окупаемости проекта реконструкции СЭС предприятия составляет 3,06 года, что соответствует нормативному сроку, следовательно, предложенный проект реконструкции экономически эффективен» [16].

Выводы по разделу.

В результате проведения расчёта экономической эффективности предложенного проекта реконструкции было «установлено, что срок окупаемости проекта реконструкции СЭС предприятия составляет 3,06 года, что соответствует нормативному сроку.

Основываясь на полученных результатах, можно предположить, что предложенный проект реконструкции» [16] системы электроснабжения предприятия экономически эффективен и выгоден.

## Заключение

В работе осуществлена разработка «мероприятий по реконструкции системы электроснабжения производственного подразделения на предприятии АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО» [12], с проверкой основных решений по выбору основного оборудования.

«Предложено внедрить следующие мероприятия по реконструкции системы электроснабжения объекта исследования:

- осуществить реконструкцию схемы внешнего электроснабжения объекта с учётом перспективной нагрузки. Для данной цели предлагается соорудить новое РУ-10 кВ, подключив его перспективную нагрузку» [10] на силовые трансформаторы. Однако, так как на питающей подстанции установлены двухобмоточные трансформаторы 110/10 кВ, предлагается заменить их на специальные трансформаторы 110/10/10 кВ с расщеплённой обмоткой низшего напряжения. Данный аспект позволит подключить новую нагрузку, оставив в работе без изменений существующую схему распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ на питающей подстанции. Следовательно, такой подход обеспечит минимум экономических затрат;
- «провести модернизацию оборудования распределительных устройств, а также системы РЗА системы электроснабжения объекта;
- выполнить замену проводов марки АС на современные изолированные провода на питающей линии 110 кВ и отходящих линиях 10 кВ» [10].

Таким образом, основным мероприятием по реконструкции СЭС предприятия является замена двухобмоточных силовых трансформаторов марки ТДН-25000/110 на питающей ГПП-110/10 кВ на трансформаторы с расщеплённой обмоткой.

Рекомендуется принять для установки на ГПП-110/10/10 кВ два новых трансформатора с расщеплённой обмоткой низшего напряжения 10 кВ. При этом к одной обмотке подключается существующая нагрузка, к другой – перспективная. Таким образом, значительно экономится денежные ресурсы, рабочая сила и время.

Разработанные мероприятия учитывают и предполагают реконструкцию и модернизацию элементов системы электроснабжения предприятия.

Их конечной целью является повышение параметров и показателей надёжности, экономичности, бесперебойности подачи электроэнергии, а также безопасности на объекте исследования. Кроме того, данные мероприятия позволят улучшить экономические показатели на предприятии.

В работе проведён расчёт электрических нагрузок предприятия методом коэффициента спроса. Рассчитаны нагрузки существующих и перспективных потребителей, а также всего предприятия в целом.

В работе рассчитаны максимальные рабочие токи СЭС объекта исследования. Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме, а также возможности отключения потребителей 3 категории надёжности.

Результаты расчёта максимальных токов вводных и линейных присоединений ГПП АО «Энерго-Газ-Ноябрьск», Ямало-Ненецкий АО используются далее в работе при выборе и проверке:

- сечения проводников всех классов напряжения;
- основного оборудования всех классов напряжения;
- релейной защиты и автоматики питающей ГПП.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания на шинах питающей ГПП-110/10/10 кВ в максимальном и минимальном режимах работы, обусловленных соответствующими положениями устройства РПН силового трансформатора данной подстанции.

Выбраны и проверены число, мощности и типономиналы силовых трансформаторов системы электроснабжения предприятия.

Для установки на ГПП предприятия, «окончательно приняты два новых силовых трансформатора с расщеплённой обмоткой низшего напряжения марки ТРДН-25000/110» [16]. При этом в каждом таком силовом трансформаторе одна обмотка будет использоваться для подключения существующей нагрузки, а другая - для будущих потребностей. Такой подход позволяет существенно сэкономить финансовые и трудовые ресурсы.

Проведён выбор питающих трансформаторов ТП-10/0,4 кВ для питания новой нагрузки потребителей. Выбраны и проверены новые трансформаторы для питания перспективной нагрузки предприятия. Для решения данной задачи, предложено соорудить четыре двухтрансформаторных ЦТП-10/0,4 кВ в форме КТП с двумя силовыми трансформаторами на каждой подстанции.

Выбраны и проверены следующие типонаминалы трансформаторов для установки на новых ЦТП-10/0,4 кВ: 2×ТМ-1600/10, 2×ТМ-1250/10, 2×ТМ-1000/10, 2×ТМ-630/10.

Также проведена проверка правильности и целесообразности принятых решений по выбору питающих трансформаторов ТП-10/0,4 кВ для питания существующих потребителей. Проверены и подтверждены типонаминалы трансформаторов, установленных на четырёх существующих ЦТП-10/0,4 кВ предприятия.

Выбраны новые сечения проводников на всех питающих и отходящих линиях предприятия. Новые современные проводники марки СИП-7 1×120-110 окончательно приняты на линии ВЛ-110 кВ – Т1 ГПП-110/10/10 кВ.

На распределительных линиях выбор проводников проведён, исходя из реконструированной схемы: существующая нагрузка подключается на секцию обмоток 1 силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой ГПП-110/10 кВ, перспективная нагрузка – на секцию обмоток 2 силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой ГПП-110/10 кВ. Новые современные проводники СИП-3 различных сечений окончательно приняты на линии ВЛ-110 кВ – Т1 ГПП-110/10/10 кВ. В работе, с целью решения основных задач, проведена полная модернизация оборудования ГПП. Применение РУ 110 кВ и РУ 10 кВ

нецелесообразно, в виду их полного износа, поэтому было принято решение об их полной замене на такие типы:

- в сети 110 кВ – на ячейки с элегазовой изоляцией «КРУЭ-110 кВ марки ЯТЭ 110Л/2500 У2»;
- в сети 110 кВ – на ячейки «с вакуумной изоляцией марки КРУ-ZETO-10».

Выбрано оборудование для применения в данных ячейках.

Все ячейки и установленное в них оборудование проверено и соответствует всем требованиям.

Для применения в СЭС предприятия выбраны современные микропроцессорные блоки РЗиА марки БЭМП РУ (АО «ЧЭАЗ»). Таким образом, на предприятии обеспечивается единая информационная, измерительная и защитная система.

Установлено, что такие блоки – надёжны, экономичны, легки в настройке, обслуживании и эксплуатации.

Они пригодны для защиты как линий, так и трансформаторов, являясь, таким образом, универсальными.

Определено, что для полноценной защиты подстанции необходимы шесть вертикальных молниеотводов. Установлено, что в контуре заземления подстанции необходимо использовать 117 вертикальных электродов, при выполнении контура заземления в форме «замкнутой сетки» по всей площади подстанции.

В результате проведения расчёта экономической эффективности предложенного проекта реконструкции было установлено, что срок окупаемости проекта реконструкции СЭС предприятия составляет 3,06 года. Предложенный проект реконструкции системы электроснабжения предприятия экономически эффективен и выгоден.

Таким образом, расчётным путём подтверждены все принятые решения работы.

## Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. АО «Энерго-Газ-Ноябрьск». [Электронный ресурс]: URL: <http://www.energo-gas-noyabrsk.ru/> (дата обращения: 03.04.2024).
3. Блок РЗиА марки БЭМП РУ (АО «ЧЭАЗ»). [Электронный ресурс]: URL: <https://www.cheaz.ru/assets/images/production/5-urz/1-m-rza/2-bemp-ru/fstek/bemp-fstek.pdf> (дата обращения: 03.04.2024).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 03.04.2024).
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
6. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
7. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
8. Оборудование ЗАО «ЗЭТО». Каталог. [Электронный ресурс]: URL: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/catalog/](https://zeto.ru/products_and_services/catalog/) (дата обращения: 03.04.2024).
9. ОБЩЕСТВО АКЦИОНЕРНОЕ «ЭНЕРГО-ГАЗ-НОЯБРЬСК» [Электронный ресурс]: URL: <https://sbis.ru/contragents/8905033649/890501001> (дата обращения: 03.04.2024).
10. ОБЩЕСТВО АКЦИОНЕРНОЕ «ЭНЕРГО-ГАЗ-НОЯБРЬСК» [Электронный ресурс]: URL: <https://vbankcenter.ru/contragent/1048900553206> (дата обращения: 03.04.2024).
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

12. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

13. Провод марки СИП – его виды и классификация. [Электронный ресурс]: URL: <https://elektrik-a.su/kabeli-i-provoda/silovye/provod-marki-sip-199> (дата обращения: 03.04.2024).

14. Производство ремонтных работ при закреплении трубопроводов на проектных отметках [Электронный ресурс]: URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/688986-proizvodstvo-remontnykh-rabot-pri-zakreplenii-truboprovodov-na-proektnykh-otmetkakh/> (дата обращения: 03.04.2024).

15. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 03.04.2024).

16. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

18. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

19. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 495 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.