

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 распределительной сети 6 кВ Нерюнгринского РЭС

Обучающийся

Р.Р. Валеев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н, Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н, А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалификационная работа состоит из 48 страниц, 17 рисунков, 9 таблиц, 20 источников. 6 чертежей графической части.

Ключевые слова: реконструкция, распределительная сеть, оборудование, ресурс, надежность, безопасность, потребитель, нагрузка, энергоэффективность.

Проводится разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети 6 кВ Нерюнгринского РЭС.

Актуальность темы: электрооборудование распределительной сети (РС) 6 кВ Нерюнгринского РЭС к настоящему времени уже критически изношено. Увеличиваются вынужденные перерывы электроснабжения потребителей ввиду простоев оборудования из-за внеплановых ремонтно-восстановительных работ, также значительно повышены соответствующие финансовые и трудовые затраты. Основная часть электрооборудования (например, неизолированные провода ЛЭП, не энергоэффективные силовые трансформаторы и т.д.) также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям. Электрические нагрузки потребителей к настоящему времени существенно выросли, ввиду чего действующее ЭО, с учетом дальнейшего перспективного роста нагрузок, уже не соответствует требованиям по некоторым техническим параметрам.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети с целью обеспечения ее надежной, эффективной и безопасной работы.

Содержание работы включает вопросы: анализ распределительной сети и действующего оборудования; реконструкция распределительной сети. Согласно выявленным недостаткам действующей распределительной сети и актуальным электрическим нагрузкам проведен выбор нового современного электрооборудования, также выполнен анализ технического и экономического эффекта реконструкции .

Abstract

The title of the graduation work is Reconstruction of the 6 kV distribution network at the Neryungri Electrical Distribution Zone.

The graduation work consists of an explanatory note on 48 pages, introduction, including 17 figures, 9 tables, the list of 20 references and the graphic part on 6 A1 sheets.

The author dwells on the reconstruction of the distribution network taking into account current requirements for reliability, safety and energy efficiency.

The aim of the work is to give some information about the possibility of carrying out measures to reconstruct the distribution network in order to ensure its reliable, efficient and safe operation.

The object of the graduation work is electrical distribution network 6 kV Neryungri Electrical Distribution Zone.

The subject of the graduation work is the selection and testing of electrical distribution network equipment.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: analysis of the distribution network and operating equipment; reconstruction of the electrical distribution network.

It can be concluded that wear and tear of electrical equipment, low level of automation and insufficient organization of network operation lead to an increase in electricity losses, disruption of operating modes and a decrease in the quality of power supply to consumers. The declared service life of the electrical equipment has long expired, and it must be promptly replaced with a new one. The rationale for the reconstruction is obvious.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ распределительной сети и действующего оборудования.....	8
1.1 Общая характеристика распределительной сети.....	8
1.2 Анализ состояния действующего оборудования.....	9
1.3 Обоснование реконструкции распределительной сети.....	10
2 Реконструкция распределительной сети.....	12
2.1 Компенсация реактивной мощности, выбор компенсирующих установок.....	12
2.2 Выбор силовых трансформаторов и марки подстанций.....	14
2.3 Выбор и проверка проводов СИП.....	16
2.4 Выбор оборудования и программного обеспечения АСКУЭ.....	20
2.5 Выбор оборудования и программного обеспечения релейной защиты и автоматики, расчет уставок защит.....	26
2.6 Защита линий от перенапряжений.....	32
2.7 Проектирование заземляющего устройства подстанций.....	36
2.8 Анализ технического и экономического эффекта реконструкции.....	40
Заключение.....	45
Список используемых источников.....	47

Введение

Распределительные электрические сети (РЭС) 6–10 кВ играют важную роль в передаче и распределении электроэнергии от первичных источников до конечных пользователей. Они являются частью городских и районных электросетей и включают в себя распределительные устройства, кабельные и воздушные линии, а также токопроводы. Воздушные линии (ВЛ) электропередачи представляют собой специальные конструкции, расположенные на открытом воздухе и прикреплённые к опорам, кронштейнам или другим несущим конструкциям с помощью арматуры. Они позволяют передавать электроэнергию на расстояние до 20 км и более, хотя отсутствие возможности передавать большие мощности ограничивает их применение. Кабельные линии (КЛ) состоят из одного или нескольких кабелей, расположенных параллельно, и могут прокладываться в земле, что делает их устойчивыми к повреждениям от атмосферных явлений. Они передают мощности порядка 5 МВт на расстояние до 1 км и более. Конечный потребитель получает электроэнергию на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, где происходит приём, преобразование и распределение электроэнергии. В целом, РЭС являются ключевым элементом городской и районной электроэнергетики, обеспечивая передачу и распределение электроэнергии от первичных источников до конечных пользователей, ввиду чего их электрооборудование (ЭО) и составные элементы должны поддерживаться в хорошем техническом состоянии.

С течением времени электрооборудование действующих РЭС и их составные элементы постепенно изнашиваются, ввиду чего нарушается его нормальная работа и повышаются технико-эксплуатационные риски, финансовые и трудовые затраты на внеплановые ремонты и дополнительные работы по обслуживанию, проверке и наладке. Также это приводит к вынужденным перерывам электроснабжения потребителей и увеличению профессиональных рисков для эксплуатационного и прочего персонала. По

мере накопления уровня износа и истечения сроков заявленного паспортного ресурса электрооборудование должно быть своевременно заменено на новое, несоблюдение этого условия чревато аварийными ситуациями, порчей дорогостоящего оборудования, травматизмом, значительными экономическими убытками и трудовыми издержками, а также другими существенными негативными последствиями. Также длительная эксплуатация ЭО неизбежно приводит к его технологическому устареванию. Требования к технико-эксплуатационным параметрам ЭО постоянно ужесточаются и устаревшее оборудование, как правило, не может удовлетворять актуальным требованиям в полной мере. Замена ЭО на новые современные аналоги позволяет устранить эту проблему и обеспечить требуемые технико-эксплуатационные характеристики. Величины электрических нагрузок РЭС, их характер и состав, с течением времени, чаще всего, существенно изменяются ввиду ввода в эксплуатацию новых электроприемников и установки дополнительного энергоемкого оборудования и т.д. В этом случае замена оборудования РЭС и их реконструкция обязательна в случае несоответствия параметров действующего оборудования актуальным возросшим нагрузкам.

Современные системы электроснабжения (СЭС) также должны эксплуатироваться с учетом обеспечения максимальной энергоэффективности, энергосбережения, надежности и эксплуатационной безопасности. Высокая энергоэффективность СЭС обеспечивает снижение затрат на оплату потребляемой электроэнергии, а также себестоимости выпускаемой продукции и повышения общей прибыльности предприятий. Надежность и эксплуатационная безопасность СЭС снижают профессиональные риски для эксплуатационного и ремонтного персонала, а также улучшают условия работы и повышают уровень охраны труда, что, в свою очередь повышает трудовую мотивацию персонала и качество его работы. В связи с этим действующие распределительные сети различных

энергосистем постоянно реконструируются и совершенствуются, с целью обеспечения максимальной энергоэффективности.

Актуальность темы: электрооборудование распределительной сети (РС) 6 кВ Нерюнгринского РЭС к настоящему времени уже критически изношено. Увеличиваются вынужденные перерывы электроснабжения потребителей ввиду простоев оборудования из-за внеплановых ремонтно-восстановительных работ, также значительно повышены соответствующие финансовые и трудовые затраты. Основная часть электрооборудования (например, неизолированные провода ЛЭП, неэнергоэффективные силовые трансформаторы и т.д.) также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям, уровень обеспечения надежности и безопасности функционирования распределительной сети недопустимо снижен. Электрические нагрузки потребителей к настоящему времени существенно изменились, ввиду чего действующее ЭО уже не является оптимальным по некоторым техническим параметрам. Актуальность проведения реконструкции распределительной сети очевидна, предложенные мероприятия также могут быть применены для реконструкции и модернизации других аналогичных РЭС в составе различных энергосистем.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети с целью обеспечения ее надежной, эффективной и безопасной работы.

Задачи работы:

- провести анализ распределительной сети и действующего оборудования, обосновать необходимость реконструкции;
- разработать мероприятия по реконструкции распределительной сети;
- провести анализ технического и экономического эффекта реконструкции.

1 Анализ распределительной сети и действующего оборудования

1.1 Общая характеристика распределительной сети

ЗАО «Нерюнгринские районные электрические сети» осуществляет ремонт, наладку и эксплуатацию электрических сетей в г. Нерюнгри и его окрестностях.

По мере износа и технологического устаревания оборудования электрических сетей, проводятся мероприятия по их реконструкции. При этом в обязательном порядке учитываются требования по достижению максимальной энергоэффективности электрических сетей.

Современные распределительные сети 6 кВ характеризуются высокой степенью автоматизации, которые обеспечивают быстрое восстановление электроснабжения при возникновении аварийных ситуаций. Развитие распределительных сетей 6 кВ продолжается, и в будущем ожидается внедрение новых технологий и решений, направленных на повышение эффективности, надёжности и безопасности электроснабжения потребителей.

На данный момент планируется реконструкция распределительной сети 6 кВ, обеспечивающей электроснабжение потребителей, расположенных в поселке Чульман и его окрестностях.

Действующая РС выполнена кабельно-воздушными линиями электропередачи (ЛЭП). Питание РС осуществляется от подстанций (ПС) энергосистемы по двухцепным воздушным линиям (ВЛ). В состав РС входит восемь трансформаторных подстанций (ТП), соединенных по стороне высокого напряжения (ВН) кабельными и воздушными линиями. Распределительная сеть состоит из двух участков:

- участок 1 (подстанции № 205-210);
- участок 2 (подстанции № 211,212).

План действующей распределительной сети показан на листе 1 графической части.

Параметры работы подстанций действующей РС (среднегодовые нагрузки, номинальные мощности трансформаторов) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры работы подстанций действующей РС

Подстанции	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Sn.трансф, кВА
ТП-205	1033,58	513,69	1154,20	1250
ТП-206	861,32	446,68	970,26	1000
ТП-207	717,77	388,42	816,12	630
ТП-208	916,90	457,14	1024,54	1250
ТП-209	764,08	397,51	861,30	630
ТП-210	636,73	345,66	724,51	630
ТП-211	803,33	369,48	884,23	1000
ТП-212	669,44	321,29	742,55	630

Проводится анализ состояния действующего оборудования РС.

1.2 Анализ состояния действующего оборудования

Плохое состояние оборудования распределительной сети 6 кВ является серьёзной проблемой, которая влияет на эффективность и надежность работы электроэнергетической системы. Износ основного оборудования, низкий уровень автоматизации и недостаточная организация эксплуатации сетей приводят к увеличению потерь электроэнергии, нарушению режимов работы и снижению качества электроснабжения потребителей. Основной причиной плохого состояния оборудования является значительный износ основных элементов РС, таких как трансформаторы, кабели и провода, оборудование ТП. Это связано с длительным сроком службы оборудования, отсутствием своевременного технического обслуживания и ремонта. Кабели действующих КЛ 6 кВ эксплуатируются недавно и находятся в хорошем техническом состоянии, замена кабелей не требуется. Действующие однолинейные схемы участков 1 и распределительной сети приведены на

листах 2 и 4 графической части. Можно отметить, что используется устаревшее электрооборудование, например, неизолированные провода, масляные высоковольтные выключатели, силовые трансформаторы и автоматические выключатели устаревших марок и т.д.

В целом, плохое состояние оборудования распределительной сети 6 кВ является серьезной проблемой, требующей проведения реконструкции РС. Применение современных технических решений и установка нового современного оборудования позволят улучшить ситуацию и обеспечить надёжное и эффективное функционирование распределительной сети.

1.3 Обоснование реконструкции распределительной сети

По результатам анализа технико-эксплуатационной документации, можно выделить ключевые недостатки действующей РС, обуславливающие необходимость ее реконструкции:

- износ и технологическое устаревание электрооборудования;
- низкая энергоэффективность, обусловленная отсутствием компенсации реактивной мощности (КРМ) и большими потерями в силовых трансформаторах ТП и ВЛ с неизолированными проводами;
- высокий уровень хищений электроэнергии и несанкционированных подключений, низкая точность учета электроэнергии.

В целом, электрооборудование РС к настоящему времени уже критически изношено. Сроки заявленного паспортного ресурса электрооборудование давно истекли, и оно должно быть своевременно заменено на новое, несоблюдение этого условия чревато аварийными ситуациями, порчей дорогостоящего оборудования, травматизмом, значительными экономическими убытками и трудовыми издержками, а также другими существенными негативными последствиями. Увеличиваются вынужденные перерывы электроснабжения потребителей ввиду простоев

оборудования из-за внеплановых ремонтно-восстановительных работ, также значительно повышены соответствующие финансовые и трудовые затраты. Основная часть электрооборудования (например, неизолированные провода ЛЭП, неэнергоэффективные силовые трансформаторы и т.д.) также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям, уровень обеспечения надежности и безопасности функционирования распределительной сети недопустимо снижен. Электрические нагрузки потребителей к настоящему времени существенно изменились, ввиду чего действующее ЭО уже не является оптимальным по некоторым техническим параметрам. Обоснованность проведения реконструкции распределительной сети очевидна, предложенные мероприятия также могут быть применены для реконструкции и модернизации других аналогичных РЭС в составе различных энергосистем.

Выводы по разделу 1.

Рассматриваемая действующая РС выполнена кабельно-воздушными ЛЭП. Питание РС осуществляется от подстанций энергосистемы по двухцепным ВЛ. В состав РС входит восемь ТП, соединенных по стороне высокого напряжения кабельными и воздушными линиями. Плохое состояние оборудования распределительной сети 6 кВ является серьёзной проблемой, которая влияет на эффективность и надежность работы электроэнергетической системы. Износ основного оборудования, низкий уровень автоматизации и недостаточная организация эксплуатации сетей приводят к увеличению потерь электроэнергии, нарушению режимов работы и снижению качества электроснабжения потребителей. Сроки заявленного паспортного ресурса электрооборудование давно истекли, и оно должно быть своевременно заменено на новое. Основная часть ЭО также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям, уровень обеспечения надежности и безопасности функционирования РС недопустимо снижен. Обоснованность проведения реконструкции распределительной сети очевидна.

2 Реконструкция распределительной сети

2.1 Компенсация реактивной мощности, выбор компенсирующих установок

Компенсация реактивной мощности – важный аспект в электротехнике и электроэнергетике. Она заключается в регулировании баланса реактивной мощности в электрической цепи с целью поддержания стабильного напряжения и снижения потерь энергии. Источниками реактивной мощности могут быть различные устройства и приборы, такие как асинхронные двигатели, конденсаторные батареи и синхронные компенсаторы. КРМ осуществляется с помощью компенсирующих устройств, регуляторов реактивной мощности и коммутационных устройств, ее основные преимущества включают снижение расходов на электроэнергию, уменьшение нагрузок на трансформаторы и кабели, увеличение срока их службы, а также улучшение качества электрической энергии [1]. В современных РЭС компенсация реактивной мощности играет важную роль в обеспечении надёжной и эффективной работы электрооборудования [3].

«КРМ производится до нормативного значения $\cos \varphi = 0,95$. Требуемая мощность КУ:

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot P_p \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_k), \quad (1)$$

где P_p – активная нагрузка, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс угла φ до КРМ;

$\operatorname{tg} \varphi_k = 0,33$ – нормативный тангенс угла φ .

Требуемая мощность КУ для ТП-205:

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot 1033,58 \cdot (0,497 - 0,33) = 155,34 \text{ квар}$$

Принимаем две автоматические конденсаторные установки АУКРМ-0,4-77,5 по одной на секцию шин НН. Внешний вид АУКРМ показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Установка АУКРМ

Расчет КРМ на подстанциях сведен в таблицу 2» [12].

Таблица 2 – Расчет КРМ на подстанциях

№ ТП	Рр, кВт	Qр, квар	Qк.у., кВар	Qбк, кВар	Рр.к., кВт	Qр.к., квар	Sp.к., кВА
ТП-205	1033,58	513,69	155,34	155	1033,58	358,69	1094,05
ТП-206	861,32	446,68	146,20	145	861,32	301,68	912,62
ТП-207	717,77	388,42	136,40	135	717,77	253,42	761,19
ТП-208	916,90	457,14	139,10	140	916,90	317,14	970,19
ТП-209	764,08	397,51	130,83	130	764,08	267,51	809,56
ТП-210	636,73	345,66	121,98	120	636,73	225,66	675,54
ТП-211	803,33	369,48	93,94	95	803,33	274,48	848,93
ТП-212	669,44	321,29	90,33	90	669,44	231,29	708,27

Автоматическая КРМ существенно снизит потребление реактивной мощности, следовательно, снизятся потери в РС [22,24,25]. АУКРМ снижают потребление реактивной мощности, что уменьшает общие затраты на электроэнергию, увеличивает коэффициент полезного действия оборудования, снижая потери электроэнергии и повышая качество энергии, улучшая надёжность работы системы и уменьшая риск перегрузки и сбоев. Снижение реактивного потребления позволяет использовать более компактные и экономичные компоненты системы, увеличивая срок их службы. АУКРМ стабилизируют напряжение и частоту, обеспечивая стабильное и качественное питание для потребителей [17]. Установки оснащены микропроцессорными устройствами управления, которые позволяют автоматически регулировать КРМ в зависимости от изменений нагрузки и внешних факторов. В целом, использование АУКРМ является эффективным способом оптимизации работы электрической системы [7].

2.2 Выбор силовых трансформаторов и марки подстанций

Выбор новых силовых трансформаторов проводится с поправкой на компенсацию реактивной мощности.

«Требуемая оптимальная мощность трансформаторов:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \quad (2)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_{р.к.}$ – расчетная нагрузка после КРМ, кВА.

Для ТП-205:

$$S_m \geq 0,7 \cdot 1094,05 = 781,47 \text{ кВА}$$

В действующей ТП-205 установлены трансформаторы ТМ с избыточной мощностью 1250 кВА, что обуславливает повышенные потери электроэнергии. Выбираются два энергоэффективных трансформатора ТМГ12-1000, проверка по коэффициенту загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_{р.к.}}{S_m}, \quad (3)$$

где S_m – номинальная мощность, кВА.

$$K_{з.ав.} = \frac{1094,05}{1000} = 1,09 < 1,4.$$

Перегрузка будет в пределах допустимой» [6].

На остальных ТП также будут установлены энергоэффективные трансформаторы серии ТМГ12, выбор сведен в таблицу 3.

Таблица 3 – Выбор энергоэффективных силовых трансформаторов

№ ТП	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Sp.т, кВА	S.т, кВА	Кп
ТП-205	1033,58	358,69	1094,05	781,47	1000	1,09
ТП-206	861,32	301,68	912,62	651,87	1000	0,91
ТП-207	717,77	253,42	761,19	543,71	630	1,21
ТП-208	916,90	317,14	970,19	693,00	1000	0,97
ТП-209	764,08	267,51	809,56	578,25	630	1,29
ТП-210	636,73	225,66	675,54	482,53	630	1,07
ТП-211	803,33	274,48	848,93	606,38	630	1,35
ТП-212	669,44	231,29	708,27	505,91	630	1,12

На ТП-205, ТП-208 и ТП-211 будут установлены трансформаторы меньшей мощности и энергоэффективной марки ТМГ12. Это существенно сократит потери мощности и электроэнергии (ЭЭ). Трансформаторы этой серии имеют пониженный уровень потерь холостого хода и короткого

замыкания по сравнению с другими силовыми трансформаторами, выпускаемыми в СНГ. Принимаются к установке современные комплектные ТП серии 2КТПН-ПК. Данный тип КТПН также предусматривает возможность установки пунктов коммерческого учета электроэнергии и реализацию АСКУЭ для точного мониторинга и устранения потерь электроэнергии в ЭС [16]. Установка КТПН со штатным комплектом оборудования позволит сократить затраты на монтаж, установку и наладку, а также сократить экономические затраты в целом, повысить удобство эксплуатации и ремонт ТП [14,19]. Данный тип подстанций имеет полностью металлический корпус, надежно защищенный от атмосферных осадков.

2.3 Выбор и проверка проводов СИП

Самонесущие изолированные провода (СИП) – это современный и удобный способ передачи электроэнергии. Они обладают рядом преимуществ перед традиционными неизолированными проводами ВЛ, таких как удобство монтажа, долговечность и безопасность, гибкость и минимальный радиус изгиба, позволяющий прокладывать трассы без вырубки деревьев и сноса преград. СИП используются для прокладки воздушных линий электропередач в различных климатических условиях [21]. Они способны выдерживать температуры от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и работать при частотах до 50 Гц. СИП – это эффективный и надёжный способ передачи электроэнергии, который находит широкое применение в различных отраслях промышленности и РЭС.

Замена неизолированных проводов ВЛ на СИП обеспечивает повышение энергоэффективности ЛЭП ввиду меньших индуктивных сопротивлений СИП и меньшей величины провеса проводов. Также обеспечивается повышенная надежность и безопасность эксплуатации РС. Выбираются изолированные провода марки СИП-3, внешний вид показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Провод СИП-3

Выбор сечений проводов СИП производится по длительно допустимому току.

Рассмотрим пример выбора сечения СИП для ввода ВЛ 6 кВ-опора №1. Вначале требуется рассчитать нагрузки ВЛ с учетом КРМ и энергоэффективных силовых трансформаторов на ТП.

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (4)$$

где ΔP_k – потери КЗ, кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_n – номинальная мощность, кВА;

ΔP_{xx} – потери ХХ, кВт.

$$\Delta Q_m = \frac{U_k}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + \frac{n \cdot I_{xx}}{100} \cdot S_n, \quad (5)$$

где U_k – напряжение КЗ, %;

I_{xx} – ток ХХ, %.

Для ТП-205:

$$\Delta P_m = \frac{10,5}{2} \cdot \frac{1033,58^2 + 358,69^2}{1000^2} + 2 \cdot 1,1 = 3,77 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1033,58^2 + 358,69^2}{1000^2} + \frac{2 \cdot 0,6}{100} \cdot 1000 = 44,92 \text{ квар.}$$

Потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторах ТП:

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 \cdot n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \beta^2 \cdot \tau, \quad (6)$$

где β – коэффициент загрузки трансформатора;

τ – годовое время часов максимума нагрузки, ч/год.

$$\Delta \mathcal{E}_{p.T} = \frac{S_{ном} \cdot n}{100} \cdot (I_{xx} \cdot 8760 + U_k \cdot \beta^2 \cdot \tau), \quad (7)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность, кВА» [13].

Для ТП-205:

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 \cdot 2 \cdot 1,1 + \frac{1}{2} \cdot 10,5 \cdot 0,55^2 \cdot 3245 = 19280 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

$$\Delta \mathcal{E}_{p.T} = \frac{1000 \cdot 2}{100} \cdot (0,6 \cdot 8760 + 5,5 \cdot 0,55^2 \cdot 3245) = 48362 \text{ квар} \cdot \text{ч/год}.$$

Расчеты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет потерь в трансформаторах после реконструкции

№ ТП	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар	S'_p , кВА	$\Delta \text{Э.т.}$, кВт·ч/год	$\Delta \text{Эр.т.}$, квар·ч/год
ТП-205	3,77	44,92	1037,35	403,60	1113,1	19280	48362
ТП-206	3,29	34,90	864,61	336,59	927,8	21334	45144
ТП-207	2,83	34,11	720,60	287,53	775,8	15235	32237
ТП-208	3,44	37,89	920,33	355,02	986,4	22852	48355
ТП-209	2,99	37,43	767,08	304,94	825,5	15235	32237
ТП-210	2,57	28,74	639,31	254,40	688,1	15997	33849
ТП-211	2,98	40,28	806,31	314,76	865,6	20948	44326
ТП-212	2,53	30,72	671,97	262,00	721,2	14936	31605
Σ	24,4	289,0	6427,6	2518,8	6903,5	145816	316113

«Максимальный рабочий ток ввода ВЛ 6 кВ-опора №17:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (8)$$

где S_p – расчетная нагрузка, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ;

n – число цепей, шт.

$$I_p = \frac{1587,1}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 73,36 \text{ А}$$

Экономическое сечение провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (9)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

$$F_{\text{эк}} = \frac{76,36}{1,1} = 69,4 \text{ мм}^2$$

Аварийный ток линии равен, по (8):

$$I_{\text{ав}} = \frac{1587,1}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 152,72 \text{ А}$$

Принимаем провод СИП-3 сечением 70 мм², допустимый ток 240 А» [18]. Результаты выбора СИП сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора СИП

Участок	S _м , кВА	I _p , А	I _{ав} , А	F _{эк} , мм ²	Сечение СИП-3, мм ²	I _{доп.} , А
ввод ВЛ 6 кВ--оп.17	1587,1	76,36	152,72	69,4	70	240
оп.17--ТП-211	1587,1	76,36	152,72	69,4	70	240
ввод ВЛ 6 кВ--оп.1	5316,7	255,80	511,60	232,5	240	515
оп.1--ТП-205	2816,8	135,52	271,04	123,2	120	340
оп.1--ТП-208	2500,0	120,28	240,56	109,3	120	340

Выбранные СИП подходят по техническим параметрам.

2.4 Выбор оборудования и программного обеспечения АСКУЭ

Назначение АСКУЭ состоит в автоматизированном коммерческом учете и контроле энергопотребления, формируются необходимые отчетные документы. Вся информация передается в цифровую сеть энергосистемы.

Для реализации АСКУЭ используется оборудование АО «Концерн Энергомера» с ПО сEnergo 4.7. Принимаются к установке на КТПН пункты коммерческого учета (ПКУ) электроэнергии ПКУ-ENRG-6(10)-200-У1 для

точного мониторинга и устранения потерь электроэнергии, минимизации хищений электроэнергии. Внешний вид ПКУ показан на рисунке 3.

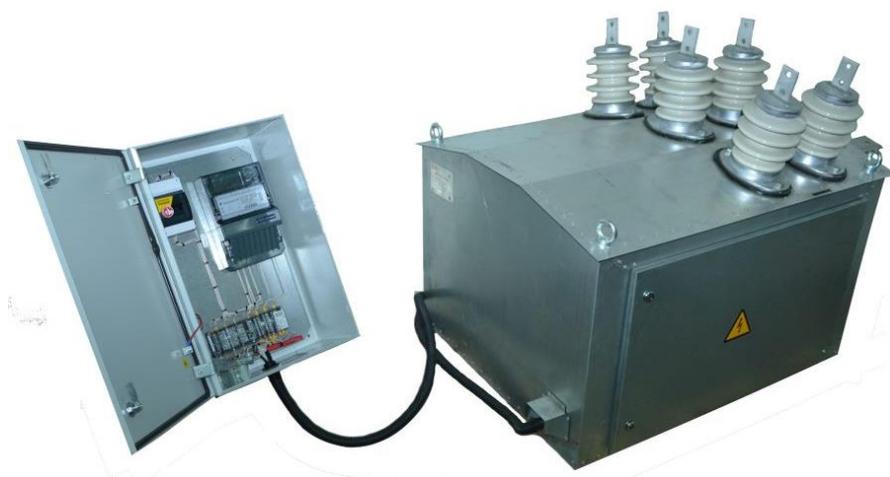


Рисунок 3 – Внешний вид ПКУ-ENRG-6(10)-200-U1

В качестве Центра сбора и обработки информации (ЦОИ) используется сервер с установленным ПО сEnergo 4.7.

На каждом уровне сбора коммерческой информации обеспечена организация хранения и обработки собранной информации, т.е. создается база данных, отвечающая следующим требованиям:

- данные надежно защищены от несанкционированного доступа аппаратными и программными средствами;
- потребности вышестоящего уровня определяют необходимую интенсивность обмена информацией, в то же время обеспечивается передача любых данных согласно запросу;
- данные защищены от потери;
- объем принимаемой в базу информации (с учетом ручного ввода, при необходимости) определяется действующими нормативными документами о коммерческих расчетах [23].

«Далее рассматриваются основные модули ПО сEnergo 4.7.

Главный модуль.

Главный модуль – это основная платформа для работы остальных вспомогательных модулей. Окно главного модуля предоставляет пользователю доступ и быстрый переход ко всем функциям и архивам АСКУЭ. Окно Главного модуля показано на рисунке 4.

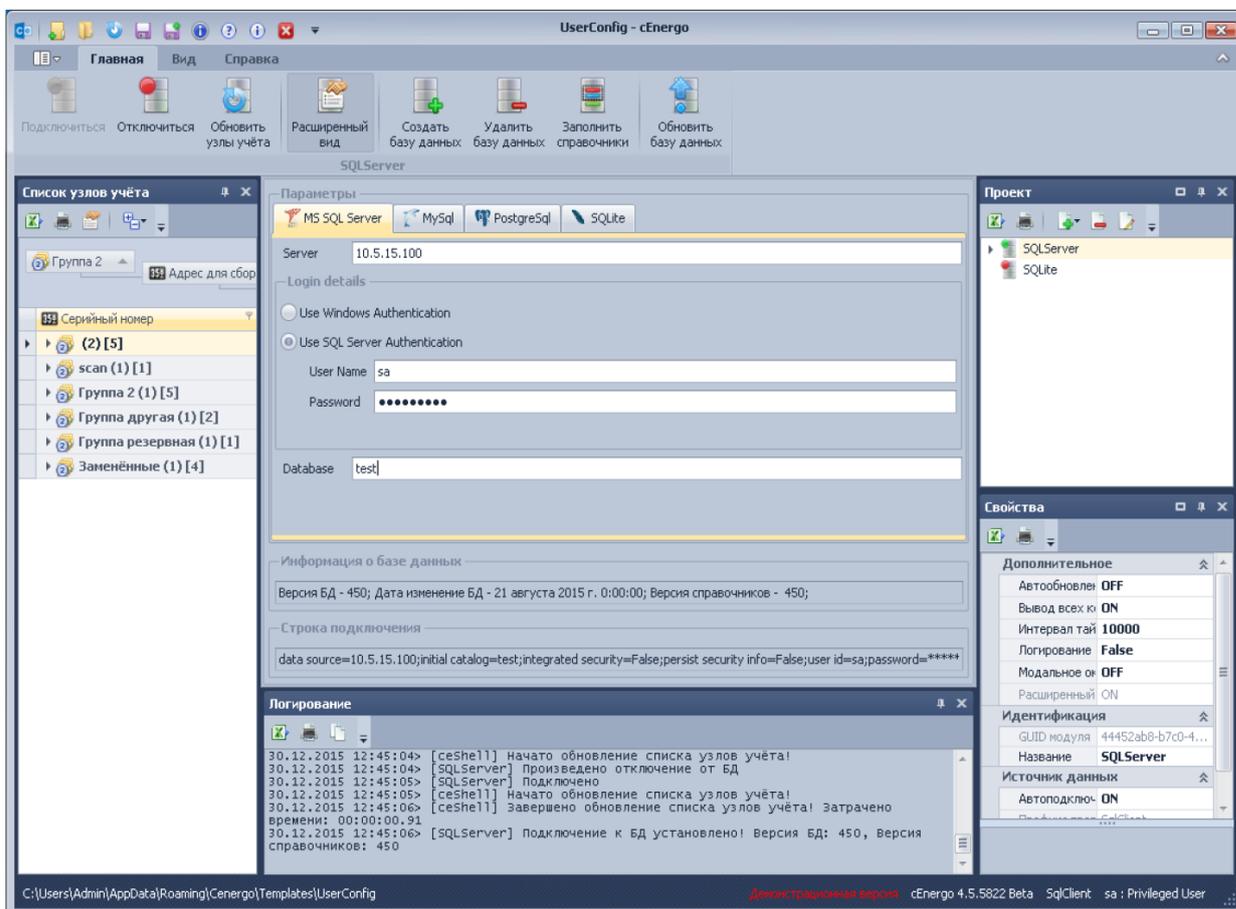


Рисунок 4 – Окно Главного модуля

Модуль Сбор.

Данный модуль обеспечивает сбор и коррекцию данных со всех УСПД счетчиков и иных источников данных. Также осуществляется управление реле, встроенных в счетчики. Окно модуля показано на рисунке 5.

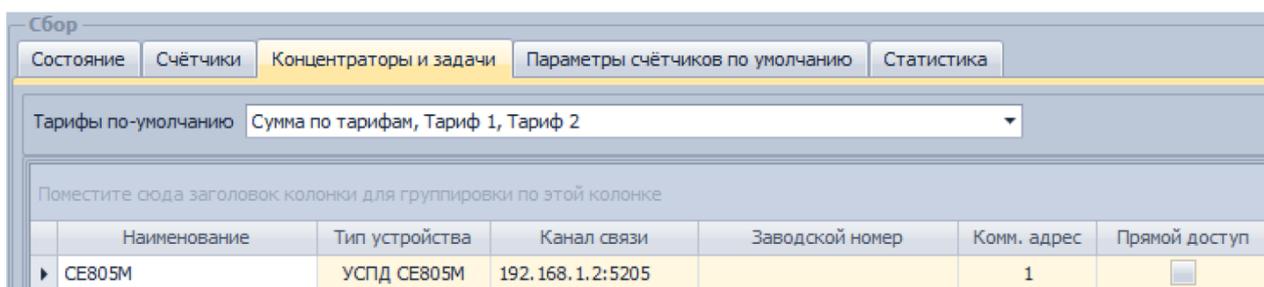


Рисунок 5 – Окно модуля Сбор

Модуль Узлы учета.

Данный модуль обеспечивает добавление, удаление и редактирование узлов учета и контроля параметров режима работы РС. Также здесь вносится дополнительная информация по объектам и балансным группам.

Окно модуля показано на рисунке 6.

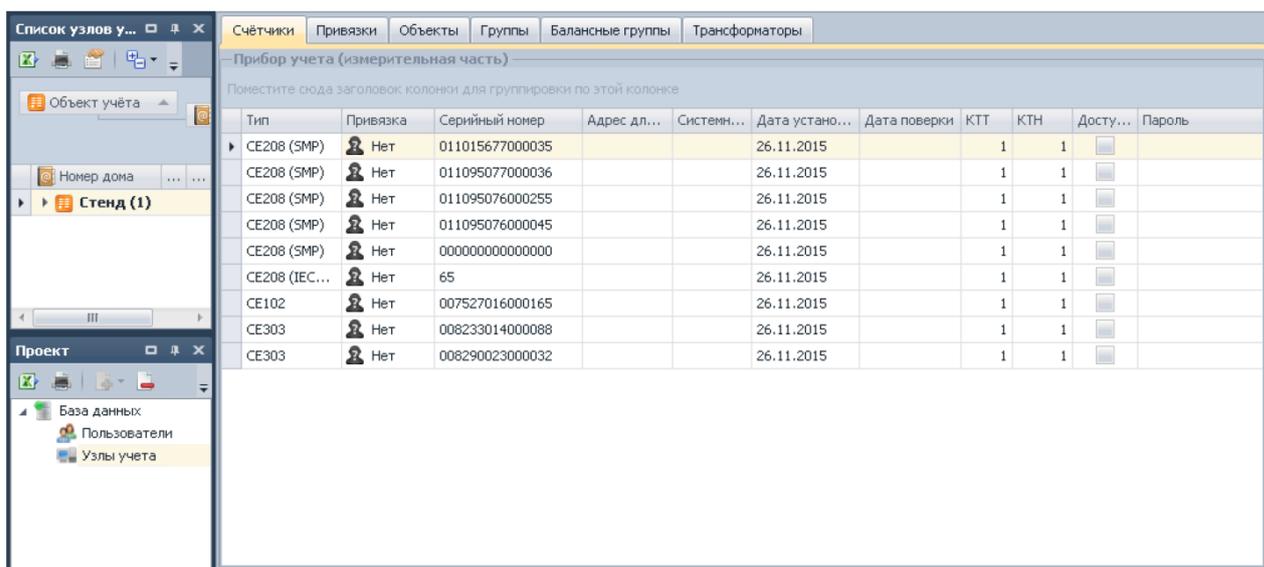


Рисунок 6 – Окно модуля Узлы учета

Модуль Мастер импорта и экспорта структуры.

Данный модуль обеспечивает передачу структуры данных, выполнение функции импорта и экспорта показаний приборов контроля параметров режима работы электрической сети и счетчиков в формат ASKP в требуемом временном интервале и по расписанию. Обеспечена организация хранения и

обработки собранной информации, т.е. создается база данных. Окно интерфейса данного модуля показано на рисунке 7.

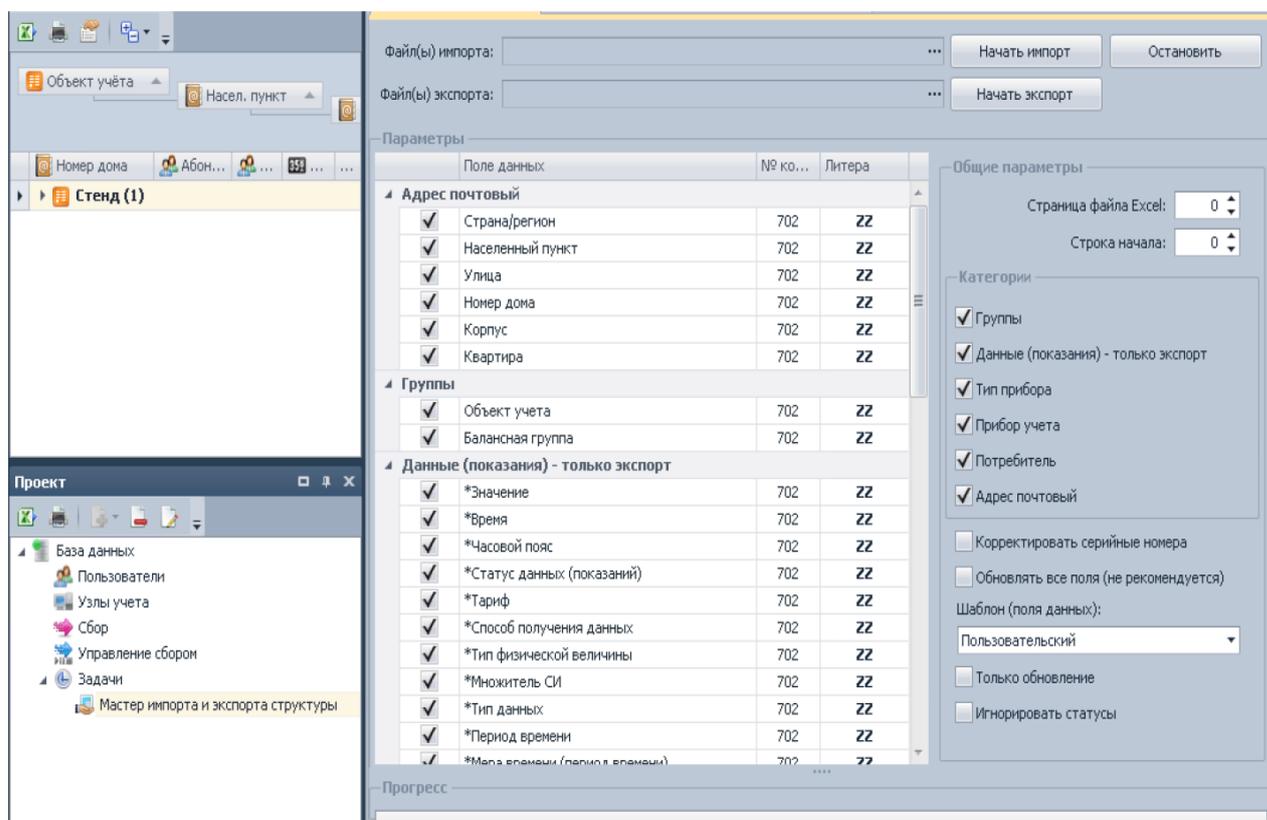


Рисунок 7 – Окно модуля Мастер импорта и экспорта структуры

Интерфейс ПО «сEnergo 4.7 обеспечивает наглядный мониторинг электропотребления» [9].

Энергетический мониторинг – это процесс сбора, обработки и анализа данных о потреблении электроэнергии в зданиях, сооружениях и промышленных объектах. Он позволяет выявить неэффективное использование энергии, определить проблемные зоны и разработать мероприятия по оптимизации энергопотребления.

«Пример отображения потребления различных потребителей с течением времени показан на рисунке 8.

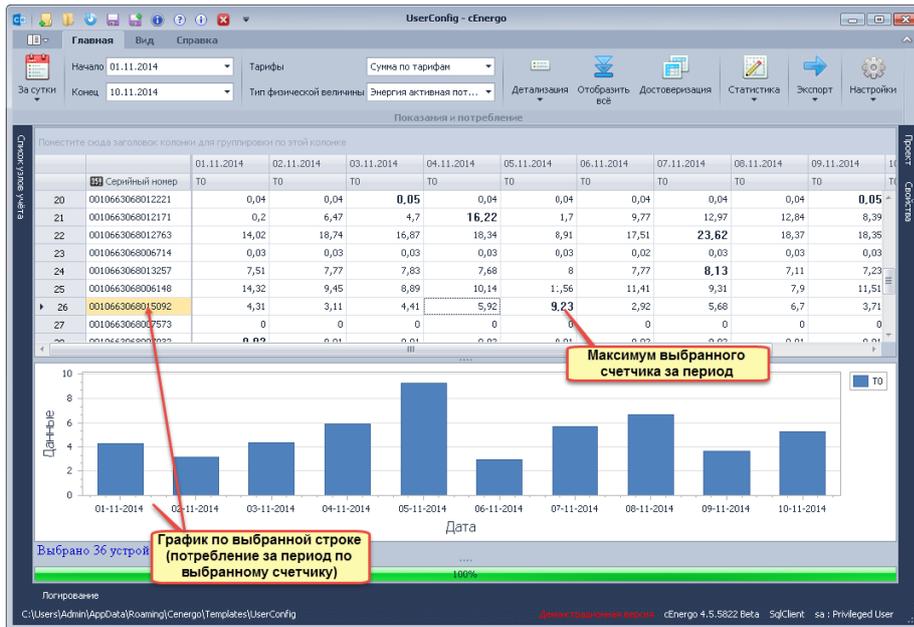


Рисунок 8 – Пример отображения энергопотребления

Анализ баланса отдачи ЭЭ и электропотребления позволяет эффективно повысить наблюдаемость параметров режима работы РС и выявлять хищения ЭЭ, окно анализа показано на рисунке 9.

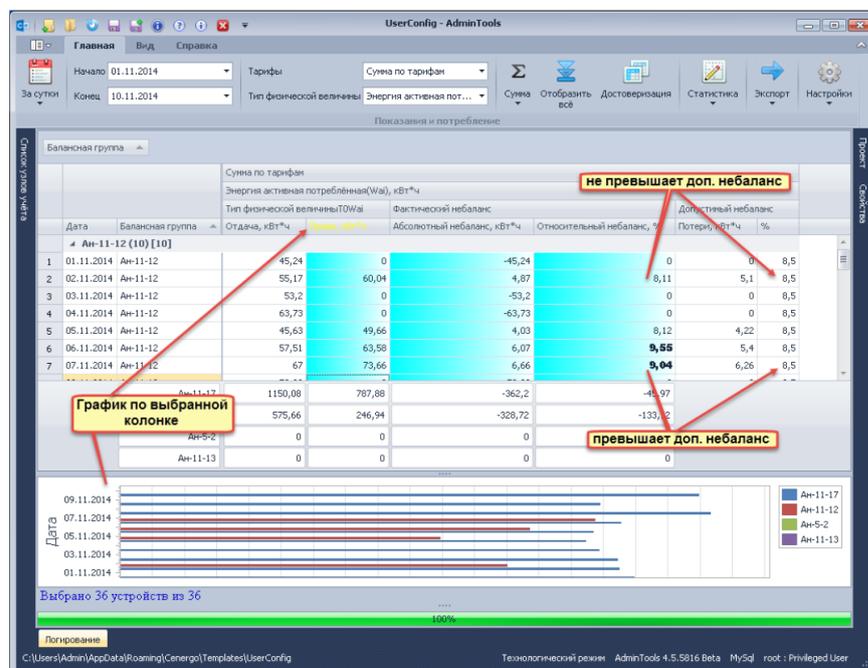


Рисунок 9 – Окно анализа баланса отдачи ЭЭ и электропотребления

По каждому факту небаланса отдачи ЭЭ и электропотребления и других ненормативных режимов работы РС отправляется сигнал с уведомлением диспетчеру» [9].

Реализация АСКУЭ позволит минимизировать возможность хищений электроэнергии, повысить точность учета ЭЭ, что повысит общую энергоэффективность РС.

2.5 Выбор оборудования и программного обеспечения релейной защиты и автоматики, расчет уставок защит

Действующая изношенная и устаревшая электромеханическая РЗА будет заменяться на современную микропроцессорную.

Защита питающих фидеров 6 кВ.

Микропроцессорная релейная защита фидеров 6 кВ представляет собой современное решение для обеспечения надёжной и безопасной работы питающей сети. Она основана на использовании современных микропроцессорных устройств, которые позволяют значительно улучшить качество и эффективность защиты. Микропроцессорные устройства РЗА обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными электромеханическими реле. Они обеспечивают более высокую точность измерений, быстродействие и гибкость настроек, а также возможность интеграции с автоматизированными системами управления. Основные функции микропроцессорной РЗ фидера 10 кВ включают обнаружение и локализацию аварийных режимов работы, автоматическое отключение повреждённых участков сети, мониторинг состояния оборудования и предупреждение о возможных неисправностях, регистрацию аварийных событий и передачу информации о них в систему управления. Применение микропроцессорной релейной защиты позволяет существенно повысить уровень безопасности и надёжности работы электросетей, снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций и уменьшить ущерб [2,4].

Защита фидеров 6 кВ реализуется на терминалах ЭКРА 247, схема защиты – на рисунке 10.

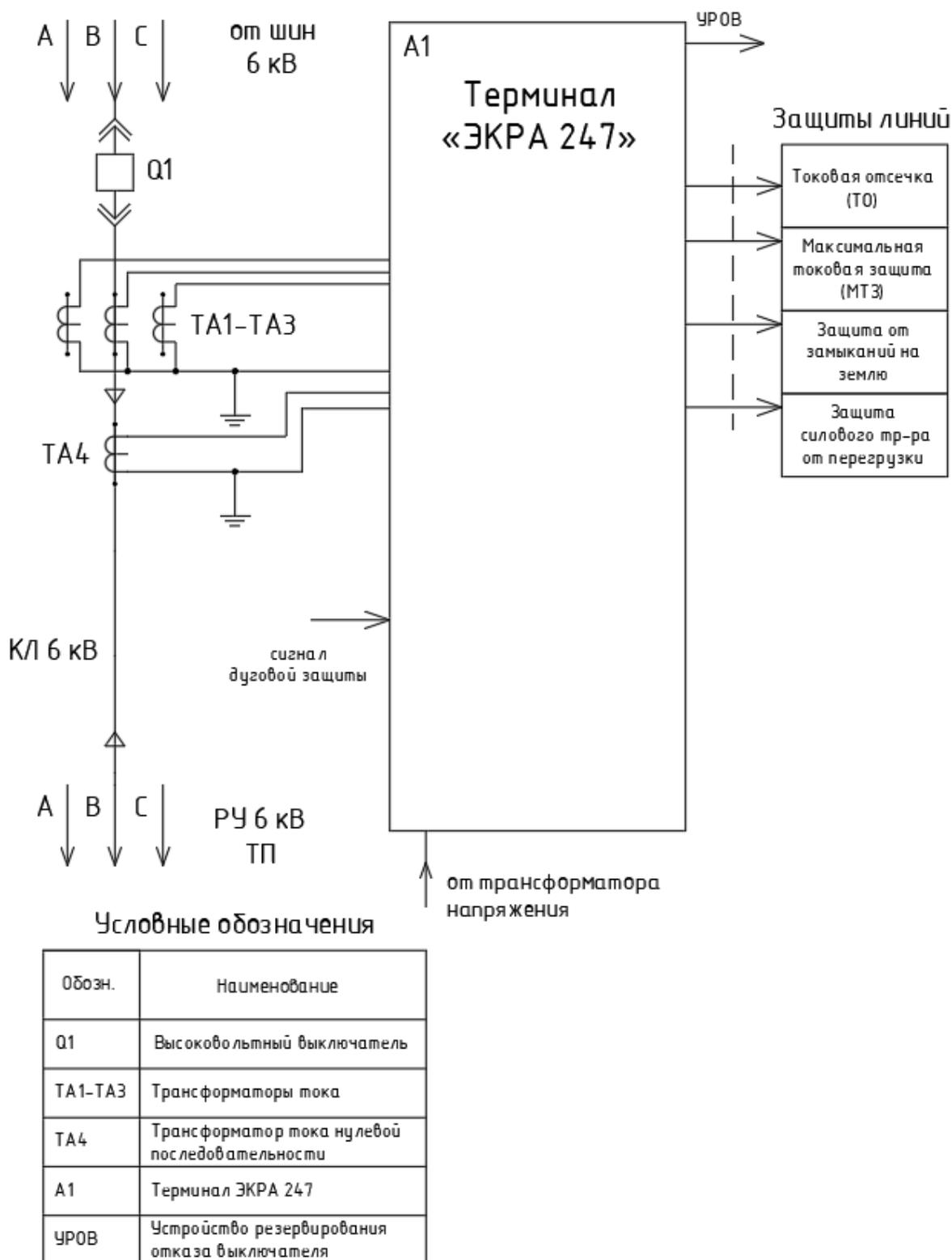


Рисунок 10 – Схема релейной защиты фидеров 6 кВ

Внешний вид терминала показан на рисунке 11.



Рисунок 11 – Терминал ЭКРА 247

Пример расчет уставок защит для фидера 6 кВ ПС энергосистемы – ТП-211.

«Токовая отсечка:

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (10)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,153 = 0,765 \text{ кА}$$

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (11)$$

где $I_{p.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

Чувствительность защиты:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (12)$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 76,36 = 106 \text{ А},$$

$$k_u = \frac{3580}{106} = 33,8 \geq 1,5.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{ex}}{n_T} , \quad (13)$$

где k_{ex} , n_T – коэффициенты схемы и трансформации для ТТ.

$$I_{CP} = 106 \cdot \frac{1}{200/5} = 2,65 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (14)$$

где $k_{отс}$, k_B – коэффициенты отстройки и броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L , \quad (15)$$

где I_{CO} – удельный ёмкостный ток, А/км;

L – длина КЛ, км» [8].

$$I_C = 0,55 \cdot 3,332 = 1,8326 \text{ А,}$$

$$I_{C.з.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,8326 = 5,4978 \text{ А.}$$

Ввиду наличия потребителей первой категории надежности электроснабжения, на шинах 6 кВ подстанций устанавливаются терминалы для реализации автоматического ввода резерва (АВР) питания.

Обеспечение бесперебойного питания играет ключевую роль в работе современных РЭС. Выбор правильного оборудования для автоматического ввода резерва является важным шагом для поддержания непрерывности производственных процессов и минимизации времени простоя оборудования в аварийных ситуациях. АВР представляет собой специальное оборудование, которое обеспечивает автоматический ввод резерва при сбоях в питании основной сети. Наличие резервного питания обеспечивает бесперебойную работу инфраструктуры и минимизирует время простоя оборудования. Правильный выбор оборудования АВР позволит обеспечить надёжное и бесперебойное питание для потребителей, минимизируя риски негативных последствий.

«АВР выполняется на терминалах ЭКРА 217 0701, отличительные особенности которого:

- надёжная современная схемотехника;
- высокое быстродействие;
- точная программная настройка АВР;
- эффективная передача данных в цифровую сеть;
- удаленные контроль и администрирование работы.

Внешний вид терминала – на рисунке 12.



Рисунок 12 – Внешний вид терминала ЭКРА 217 0701

Уставка срабатывания АВР:

$$U_{C.P} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (16)$$

где $U_{НОМ}$ – напряжение сети, В» [4].

$$U_{C.P0,4} = 0,7 \cdot 6 = 4,2 \text{ кВ.}$$

Уставка контроля напряжения на резервном вводе:

$$U_{C.P} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \quad (17)$$

$$U_{C.P0,4} = (0,6 \div 0,65) \cdot 6 = 3,6 \div 3,9 \text{ кВ.}$$

«Время срабатывания:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (18)$$

где t_1 – время срабатывания выключателей, с;

Δt – ступень селективности, с» [4].

$$t_{C.P.ABP} = 0,05 + 0,5 = 0,55 \text{ с.}$$

Программное обеспечение для релейной защиты и автоматики включает в себя различные программы и приложения, которые используются для настройки, управления и мониторинга систем РЗА:

- Oscillo, предназначено для просмотра и обработки осциллограмм, записанных в формате COMTRADE;
- Uprog, программа поставляется в виде группы файлов, не требующих установки в операционной системе, запуск программы осуществляется в среде Windows;
- приложение РЗА ЭСТРА, обеспечивает удалённый доступ, мобильное приложение для настройки, управления и мониторинга устройств через GSM/GPRS модем или Bluetooth (ЭСТРА-РЕЛЕ);
- Offline режим, позволяет заранее сконфигурировать блок защиты, задать уставки и загрузить созданный файл при появлении доступа к устройству [8].

2.6 Защита линий от перенапряжений

Применение СИП обеспечивает высокий уровень надежности, электробезопасности и снижение потерь реактивной мощности ввиду малого индуктивного сопротивления провода СИП. В то же время, ВЛ с изолированными проводами особенно требовательны к защите от перенапряжений.

«Проанализируем процесс перенапряжения для ВЛ с неизолированным проводом. При попадании молнии в фазный провод (прямым или косвенным) перенапряжение начинает перемещение вдоль линии. На ближайшей опоре перенапряжение импульсно перекрывается на заземленную часть опоры и переходит в силовую дугу. Под воздействием электродинамической силы, дуга смещается по проводу и, в конечном счете, затухает, т. к. восстанавливающееся напряжение в момент перехода тока через 0 неспособно заново зажечь дугу в воздушном промежутке, что показано на рисунке 13.

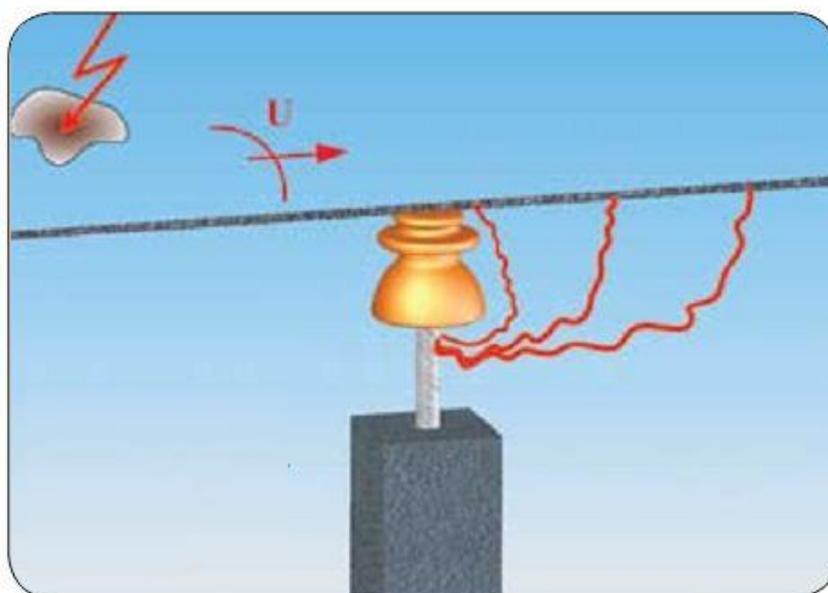


Рисунок 13 – Процесс горения дуги при перенапряжении на ВЛ с неизолированным проводом

Для ВЛ с СИП характер перенапряжения иной. После первого пробоя на заземленную часть опоры силовая дуга, ввиду наличия изоляции, не перемещается вдоль линии, а горит в одной точке, что в итоге приводит к быстрому перегоранию провода (рисунок 14).

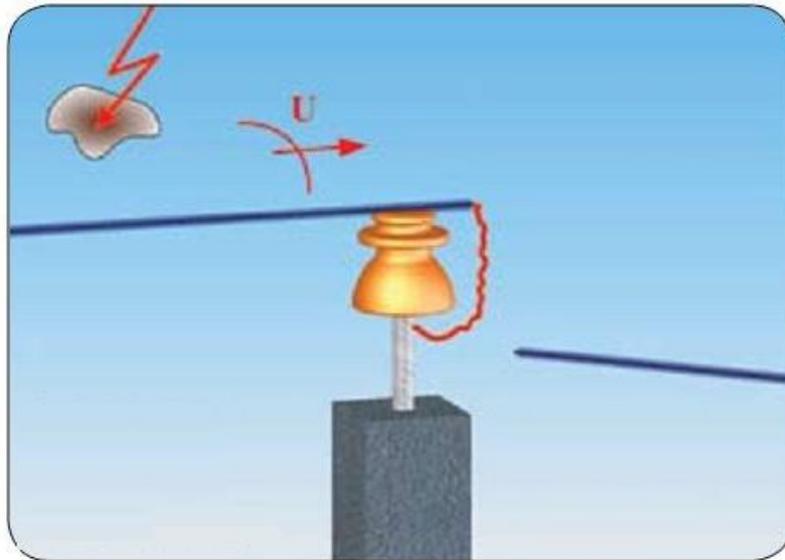


Рисунок 14 – Процесс горения дуги при пробое изоляции на ВЛ с СИП

В данном случае, наличие изоляции накладывает особые требования к выполнению защиты от перенапряжений, иначе не избежать аварийных ситуаций. Наиболее современным и эффективным способом защиты ВЛ с СИП от перенапряжений является длинно-искровой разрядник (РДИ) (рисунок 15).



Рисунок 15 – Длинно-искровой разрядник на ВЛ

Конструкция разрядника обеспечивают более низкое разрядное напряжение по сравнению с таковым для защищаемой изоляции» [11].

Схема комплексной защиты ВЛ и ТП от перенапряжений представлена на рисунке 16.

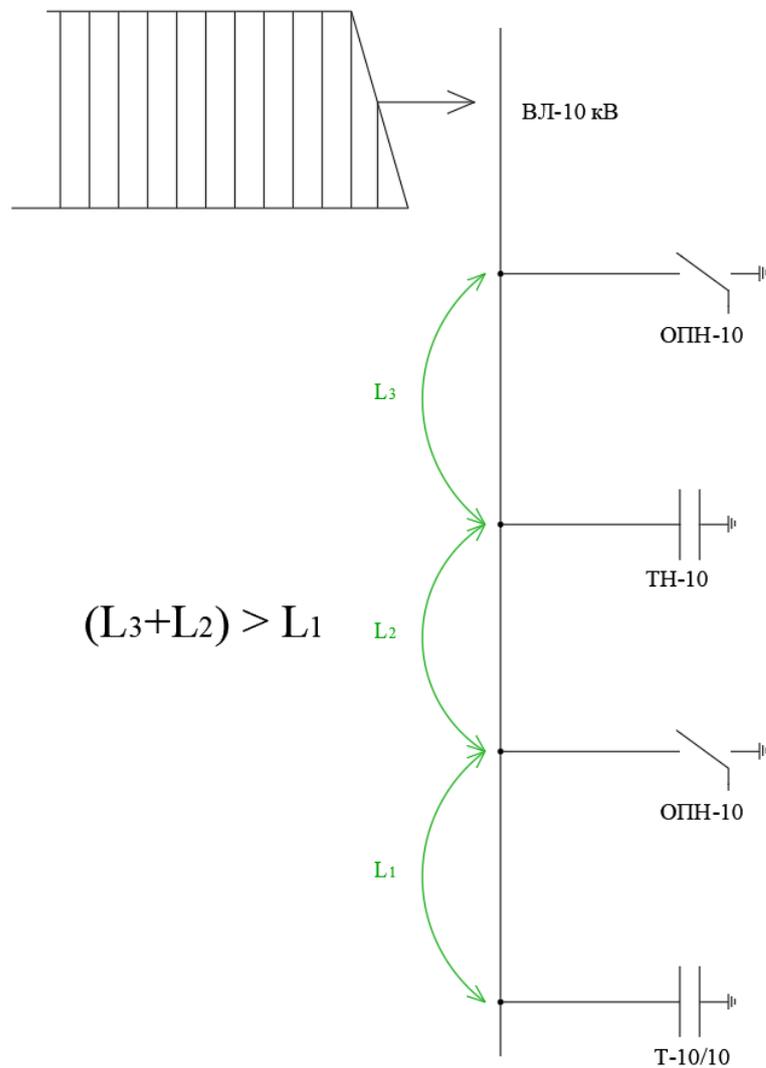


Рисунок 16 – Схема комплексной защиты ВЛ и ТП от перенапряжений

Для нормальной работы ЭО распределительной сети и ее безопасной эксплуатации действующие изношенные и сильно поврежденные коррозией заземляющие устройства подстанций должны быть заменены на новые с параметрами сопротивления согласно ПУЭ [15].

2.7 Проектирование заземляющего устройства подстанций

Система заземления – это комплекс мер и оборудования, направленных на обеспечение защиты от возможного поражения электрическим током при использовании бытового и промышленного электрооборудования. Её основное назначение – снижение напряжения прикосновения и перенапряжения, а также равномерное распределение потенциалов в грунте. Заземление подстанции – это процесс создания электрической цепи между землёй и металлическими элементами подстанции, такими как опоры, фундаменты и корпуса трансформаторов. Оно служит для отвода токов короткого замыкания и выравнивания потенциалов, обеспечивая безопасность работы персонала и оборудования [10]. Заземляющее устройство (ЗУ) должно иметь эквивалентное сопротивление не более предельных значений, указанных в ПУЭ.

«Размеры, материал и форма электродов выбираются согласно указаниям ГОСТ Р 58882-2020:

- для вертикальных электродов: сталь угловая горячекатаная, размер 3000x50x5 мм;
- для горизонтального электрода: сталь полосовая горячекатаная, размер 50x5 мм.

Удельное сопротивление грунта для вертикальных (ВЭ) и горизонтальных (ГЭ) электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (19)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

K_c – коэффициент сезонности» [20].

$$\rho_{pв} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{pг} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{\text{овэ}} = \frac{\rho_{\text{рв}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (20)$$

где l – длина, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (21)$$

где b – ширина уголка, м.

Для одного ВЭ, по (20,21):

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м},$$

$$t = 3/2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{овэ}} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом.}$$

Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_n, \quad (22)$$

где R_n – допустимое сопротивление ЗУ, Ом.

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2 \approx 16 \text{ шт}$$

Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (23)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (24)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр здания ТП, м» [5].

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (9,97 + 7,62) = 35,18 \text{ м},$$

$$a = 35,18 / 16 = 2,2 \text{ м},$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,2 \cdot 16 = 36,96 \text{ м}.$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{23} = \frac{\rho_{\text{pz}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (25)$$

где l – длина, м;

d – расчетный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (26)$$

где b – ширина полосы, м.

Для ГЭ, по (25,26):

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м},$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м},$$

$$R_{23} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 36,96} \cdot \ln \left(\frac{36,96^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,757 \text{ Ом}.$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{069} \cdot R_{23}}{R_{069} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2}, \quad (27)$$

где η_6 , η_2 – коэффициенты использования ВЭ и ГЭ.

$$R_{zp} = \frac{60,962 \cdot 2,757}{60,962 \cdot 0,51 \cdot 16 + 2,757 \cdot 0,3} = 3,792 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление не будет превышать допустимое.

Схема заложения электродов показана на рисунке 17.

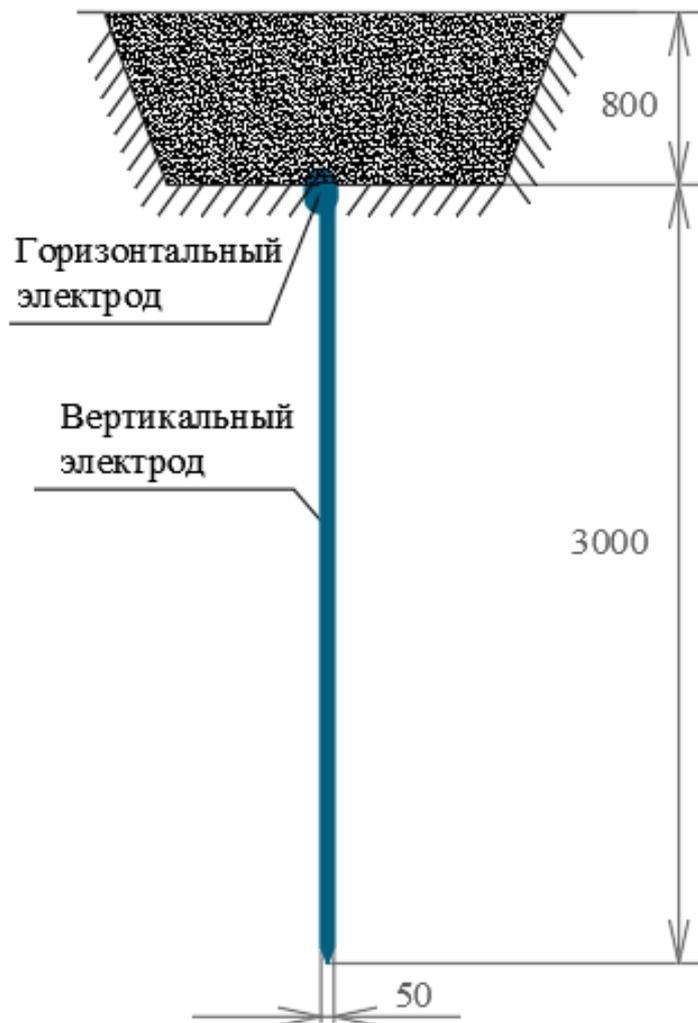


Рисунок 17 – Схема заложения электродов

Система заземления ТП обеспечит безопасную эксплуатацию системы электроснабжения» [5].

После определения безопасной глубины конструкции (где грунт всегда влажный) выкапывается траншея, и металлические стержни (заземляющие электроды) заглубляются в грунт. Стержни забиваются в грунт с помощью вибромолота или перфоратора со специальной насадкой. Затем собирается контур заземления: стержни, расположенные в ряд или в форме треугольника, соединяются лентой или трубами и свариваются последовательно. Готовый заземлитель подключается к подстанции, и траншея засыпается. Выбранный тип подстанций имеет полностью металлический корпус, надежно защищенный от атмосферных осадков и соединенный с ЗУ.

2.8 Анализ технического и экономического эффекта реконструкции

Расчет потерь электроэнергии в действующей РС.

Потери мощности и электроэнергии в трансформаторах ТП-205, по (4-7):

$$\Delta P_m = \frac{14,35}{2} \cdot \frac{1033,58^2 + 513,69^2}{1250^2} + 2 \cdot 1,5 = 4,37 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = \frac{6}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1033,58^2 + 513,69^2}{1250^2} + \frac{2 \cdot 0,7}{100} \cdot 1250 = 49,47 \text{ квар},$$

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = 8760 \cdot 2 \cdot 1,5 + \frac{1}{2} \cdot 14,35 \cdot 0,44^2 \cdot 3245 = 26284 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

$$\Delta \mathcal{E}_{p.T} = \frac{1250 \cdot 2}{100} \cdot (0,7 \cdot 8760 + 6,0 \cdot 0,44^2 \cdot 3245) = 60453 \text{ квар} \cdot \text{ч/год}.$$

Для остальных ТП расчет аналогичен и сведен в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет потерь в действующих трансформаторах ТП

№ ТП	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар	S'_p , кВА	$\Delta \text{Э.т.}$, кВт·ч/год	$\Delta \text{Эр.т.}$, квар·ч/год
ТП-205	4,37	49,47	1037,96	563,16	1180,9	26284	60453
ТП-206	3,92	39,89	865,24	486,57	992,7	24535	56429
ТП-207	3,39	39,15	721,15	427,57	838,4	17520	40296
ТП-208	4,08	42,69	920,98	499,83	1047,9	26280	60444
ТП-209	3,57	42,46	767,65	439,97	884,8	17520	40296
ТП-210	3,09	32,99	639,83	378,65	743,5	18396	42311
ТП-211	2,90	35,50	806,24	404,98	902,2	24090	55407
ТП-212	3,15	34,15	672,60	355,43	760,7	17176	39506
Σ	28,5	316,3	6431,6	3556,2	7349,3	171801	395142

Сопротивления ЛЭП:

$$R = \frac{r_0 \cdot L}{n}, \quad (28)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot L}{n}, \quad (29)$$

где r_0 , x_0 – удельные сопротивления ЛЭП, Ом/км;

L – длина ЛЭП, км;

n – число цепей, шт.

Приведем пример расчета потерь для ввода ВЛ 6 кВ – опора 1.
Максимальный рабочий ток, по (8):

$$I_p = \frac{5688,1}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 273,67 \text{ А}$$

Сопротивления ЛЭП, по (28,29):

$$R = \frac{0,121 \cdot 2,71}{2} = 0,164 \text{ Ом,}$$

$$X = \frac{0,405 \cdot 2,71}{2} = 0,549 \text{ Ом.}$$

Потери активной и реактивной электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E}_a = 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot \tau, \quad (30)$$

$$\Delta \mathcal{E}_p = 3 \cdot I_p^2 \cdot X \cdot \tau, \quad (31)$$

где τ - годовое время часов максимума нагрузки, ч/год.

$$\Delta \mathcal{E}_a = 3 \cdot 273,67^2 \cdot 0,121 \cdot 2971 = 109445 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

$$\Delta \mathcal{E}_p = 3 \cdot 273,67^2 \cdot 0,405 \cdot 2971 = 366325 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Расчеты сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет потерь электроэнергии в действующих линиях

Участок	Сечение АС (ААБ для КЛ), мм ²	τ , ч/год	$\Delta \mathcal{E}_a$, кВт·ч /год	$\Delta \mathcal{E}_p$, квар·ч/год
ввод ВЛ 6 кВ--оп.1	240/32	2971	109445	366325
оп.1--ТП-205	120/19	2745	20242	34630
оп.1--ТП-208	120/19	2646	19849	33958
ввод ВЛ 6 кВ--оп.17	70/11	2841	30224	30365
оп.17--ТП-211	70/11	2756	8548	8588
ТП-205--ТП-206	95	2681	11275	2056
ТП-206--ТП-207	50	2574	5120	508
ТП-208--ТП-209	95	2655	11533	2103
ТП-209--ТП-210	50	2614	3129	310
ТП-211--ТП-212	50	2614	2052	204
Σ			221417	479048

Расчет потерь электроэнергии в РС после реконструкции.

Приведем пример расчета потерь для ввода ВЛ 6 кВ – опора 1.
Максимальный рабочий ток, по (8):

$$I_p = \frac{5316,7}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 255,8 \text{ А}$$

Сопrotивления ЛЭП и потери электроэнергии, по (28-31):

$$R = \frac{0,162 \cdot 2,6694}{2} = 0,216 \text{ Ом,}$$

$$X = \frac{0,0719 \cdot 2,6694}{2} = 0,096 \text{ Ом,}$$

$$\Delta \mathcal{E}_a = 3 \cdot 255,8^2 \cdot 0,216 \cdot 2971 = 105084 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год,}$$

$$\Delta \mathcal{E}_r = 3 \cdot 255,8^2 \cdot 0,096 \cdot 2971 = 55967 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Расчеты сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет потерь электроэнергии в линиях после реконструкции

Участок	Сечение СИП-3 (ААБ для КЛ), мм ²	τ, ч/год	ΔЭа, кВт·ч /год	ΔЭр, квар·ч/год
ввод ВЛ 6 кВ--оп.1	240	2971	105084	55967
оп.1--ТП-205	120	2745	18967	5469
оп.1--ТП-208	120	2646	18558	5351
ввод ВЛ 6 кВ--оп.17	70	2841	29888	4957
оп.17--ТП-211	70	2756	8453	1402
ТП-205--ТП-206	95	2681	8134	1780
ТП-206--ТП-207	50	2574	3654	435
ТП-208--ТП-209	95	2655	8447	1849
ТП-209--ТП-210	50	2614	2234	266
ТП-211--ТП-212	50	2614	1537	183
Σ			204956	77659

После реконструкции электрической сети потери электроэнергии значительно снизятся и энергоэффективность РС существенно вырастет. Сведем сравнение результатов расчетов в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение потерь электроэнергии в действующих сетях и после реконструкции

Показатели/ участок	Потери акт. эн. в действ. сетях 6 кВ, кВт·ч /год	Потери акт. эн. после внедр. меропр., кВт·ч /год	Потери реакт. эн. в действ. сетях 6 кВ, квар·ч /год	Потери реакт. эн. после внедр. меропр., квар·ч /год	ΔЭа, кВт·ч /год	ΔЭа, %	ΔЭр, квар·ч /год	ΔЭр, %
ТП 6/0,4 кВ	172589,2	146502,0	396955,2	317564,2	26087,2	17,8	79391,0	25,0
ВЛ 6 кВ	188308,1	180950,6	473866,8	73146,9	7357,5	6,0	400719,9	1063,8
КЛ 6 кВ	33108,6	24005,6	5181,3	4512,5	9103,0	71,7	668,8	26,2
Σ	394006,0	351458,2	876003,3	395223,5	42547,7	12,1	480779,8	121,6

Предполагается снижение потерь энергии на 42547,7 кВт·ч/год (или на 12,1 %) и на 480779,8 квар·ч/год (или на 121,6 %). С учетом возрастающей цены на электроэнергию экономический эффект от реализации предложенных мероприятий будет очень значительным.

Выводы по второму разделу.

Согласно выявленным недостаткам действующей распределительной сети предложены мероприятия по ее реконструкции, согласно актуальным нагрузкам выбрано новое современное электрооборудование. Выбрано оборудование РЗА, определены требуемые уставки для предусмотренных видов релейной защиты и автоматики. Спроектировано заземляющее устройство подстанций, которое обеспечит надежную работу оборудования распределительной сети и электробезопасность для эксплуатационного и ремонтного персонала. Проведение реконструкции значительно повысит энергоэффективность РС.

Заключение

Плохое состояние оборудования распределительной сети 6 кВ, ее низкая энергоэффективность, надежность и другие выявленные недостатки являются серьезной проблемой, требующей проведения реконструкции РС. Сроки заявленного паспортного ресурса электрооборудование давно истекли, и оно должно быть своевременно заменено на новое. Основная часть ЭО также устарела и не удовлетворяет актуальным эксплуатационным требованиям, уровень обеспечения надежности и безопасности функционирования РС недопустимо снижен. Обоснованность проведения реконструкции распределительной сети очевидна. Применение современных технических решений и установка нового современного оборудования позволят улучшить ситуацию и обеспечить надёжное и эффективное функционирование распределительной сети.

С учетом выявленных недостатков действующей распределительной сети, предложены мероприятия по ее реконструкции, согласно актуальным нагрузкам выбрано новое современное электрооборудование. Автоматическая КРМ на ТП существенно снизит потребление реактивной мощности, следовательно, снизятся потери в РС. Установки АУКРМ снижают потребление реактивной мощности, что уменьшает общие затраты на электроэнергию, увеличивает коэффициент полезного действия оборудования, снижая потери электроэнергии и повышая качество энергии, улучшая надёжность работы системы и уменьшая риск перегрузки и сбоев. АУКРМ стабилизируют напряжение и частоту, обеспечивая стабильное и качественное питание для потребителей. Установки оснащены микропроцессорными устройствами управления, которые позволяют автоматически регулировать КРМ в зависимости от изменений нагрузки и внешних факторов. На ТП также будут установлены энергоэффективные трансформаторы серии ТМГ12. Это существенно сократит потери мощности и электроэнергии (ЭЭ). Трансформаторы этой серии имеют пониженный

уровень потерь холостого хода и короткого замыкания по сравнению с другими силовыми трансформаторами, выпускаемыми в СНГ. Принимаются к установке современные комплектные ТП серии 2КТПН-ПК. Данный тип КТПН также предусматривает возможность установки пунктов коммерческого учета электроэнергии и реализацию АСКУЭ для точного мониторинга и устранения потерь электроэнергии в ЭС. Установка КТПН со штатным комплектом оборудования позволит сократить затраты на монтаж, установку и наладку, а также сократить экономические затраты в целом, повысить удобство эксплуатации и ремонт ТП. Данный тип подстанций имеет полностью металлический корпус, надежно защищенный от атмосферных осадков. Замена неизолированных проводов ВЛ на СИП обеспечит повышение энергоэффективности ЛЭП ввиду меньших индуктивных сопротивлений СИП и меньшей величины провеса проводов. Также обеспечивается повышенная надежность и безопасность эксплуатации РС. Реализация АСКУЭ позволит минимизировать возможность хищений электроэнергии, повысить точность учета ЭЭ, что повысит общую энергоэффективность РС.

Действующая изношенная и устаревшая электромеханическая РЗА будет заменяться на современную микропроцессорную. Выбрано оборудование РЗА, определены требуемые уставки для предусмотренных видов релейной защиты и автоматики. Для нормальной работы ЭО распределительной сети и ее безопасной эксплуатации действующие изношенные и сильно поврежденные коррозией заземляющие устройства подстанций должны быть заменены на новые с параметрами сопротивления согласно ПУЭ. Спроектировано заземляющее устройство подстанций, которое обеспечит надежную работу оборудования распределительной сети и электробезопасность для эксплуатационного и ремонтного персонала.

Проведение реконструкции значительно повысит энергоэффективность РС, ее надежность и эксплуатационную безопасность. Предложенные мероприятия планируются к реализации.

Список используемых источников

1. Андрианов Д.П. Оптимизационные задачи электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 156 с.
2. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
3. Головатый С. Е. Охрана окружающей среды и энергосбережение : учебное пособие. Минск : РИПО, 2021. 304 с.
4. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
5. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
6. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
7. Кобозев В.А. Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 356 с.
8. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
9. Любарский Ю. Я. Интеллектуальные электрические сети: компьютерная поддержка диспетчерских решений : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2022. 160 с.
10. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.
11. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
12. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.

13. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
14. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
15. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
16. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
17. Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения : учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 336 с.
18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
19. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2021. 288 с.
20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
21. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2020. 428 p.
22. Discussion on construction of green power grid enterprises. Zhang Hong; Guiyang Power Supply Bureau. Guizhou Electric Power Technolog. 2020-06. P 87–91.
23. Erkin Abduraimov. Development of contactless device for maintaining the rated voltage of power supply systems. AIP Conf. Proc. 2552, 040012, 2023.
24. European Technology Platform Smart Grids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2020. 305 p.
25. Smart Grid System Report. U. S. Department of Energy. July 2021.