

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация системы электроснабжения собственных нужд ПС 220 кВ
«Красноленинская»

Обучающийся

А.М. Щёголев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Тольятти 2025

Содержание

Введение	4
1 Анализ технических данных ПС 220 кВ «Красноленинская»	7
1.1 Краткая характеристика места расположения ПС 220/110/35/10/6 «Красноленинская»	7
1.2 Основные технические характеристики ПС «Красноленинская»	9
1.3 Состав собственных нужд подстанций	14
2 Анализ потребления электроэнергии в схеме собственных нужд подстанции	20
3 Выявление недостатков системы электроснабжения собственных нужд ПС 220 кВ «Красноленинская» и способы их решения	23
3.1 Применение энергоэффективных трансформаторов	24
3.2 Применение системы утилизации тепла автотрансформаторов	28
4 Обоснование выбранных технических решений по модернизации системы электроснабжения собственных нужд ПС 220 кВ «Красноленинская»	31
4.1 Расчёт мощности трансформаторов СН ПС	31
4.2 Экономическое обоснование целесообразности замены трансформаторов	34
4.2.1 Расчёт стоимость потерь электроэнергии	34
4.2.2 Расчёт стоимости демонтажно-монтажных работ ТСН	35
4.2.3 Расчёт эксплуатационных затрат на обслуживание трансформатора	36
4.2.4 Расчёт годового фонда заработной платы	38
4.2.5 Экономическое обоснование замены трансформаторов	39
4.3 Обоснования применения системы утилизации тепла нагрева силовых автотрансформаторов на отопление помещений ПС	40
4.3.1 Анализ системы утилизации тепла нагрева силовых автотрансформаторов	40

4.3.2 Тепловой расчёт силового автотрансформатора	48
4.3.3 Расчёт одноступенчатого парокомпрессионного теплового насоса	53
4.3.4 Дополнительные мероприятия обеспечивающие снижение потребления тепловой энергии	63
Заключение	67
Список используемой литературы и используемых источников	71

Введение

Публичное Акционерное Общество «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») на сегодняшний день является крупнейшей в мире электросетевой компанией (ЭСК).

Доля технологических потерь электроэнергии в схеме собственных нужд (СН) подстанций (ПС), относительно суммарных потерь в электросетевом комплексе, составляет в среднем 5%. Ещё 10 лет назад данному значению потерь не уделяли должного внимания равно, как и теме энергосбережения.

При детальном анализе данных потерь видно, что потери в схеме питания собственных нужд подстанций превышают нормативные значения расхода электроэнергии и на сегодняшний день составляют 950 млн. кВт/часов в год. Это весьма существенно сказывается на общей картине энергетической политики энергосбережения в электросетевой отрасли.

«Одной из основных проблем электросетевого хозяйства России является высокий уровень износа основных средств. Эксплуатация устаревшего и изношенного оборудования в неоптимальных режимах приводит к значительным технологическим потерям электроэнергии» [9].

В условиях постоянного роста цен на энергоресурсы, проблема энергосбережения становится всё актуальнее.

Российские приборостроительные и электротехнические предприятия в нынешних экономически сложных условиях сумели освоить и выпустить широкий спектр современного электрооборудования, которое могло бы быть востребовано не только предприятиями отечественной электроэнергетики, но имело бы способность конкурировать с лидирующими зарубежными аналогами.

В рамках национального проекта ««Энергоэффективная подстанция» (до 2026 года) от пилотных проектов до типовых решений, авторами которых являются Г. К. Гладовский, А. П. Мерзликин, Ю. А. Загурский – «Россети ФСК

ЕЭС», Е. Ю. Давыдов, М. А. Калинкина К.Т.Н., И. А. Паринов, И. В. Рябин – «НТЦ Россети ФСК ЕЭС», В. Э. Воротницкий, решается возможность сократить расход электроэнергии на собственные нужды ПС с помощью современных технологий и энергоэффективного оборудования» [11].

Одна из главных задач в процессе модернизации распределительных электрических сетей – это повышение технико-экономических показателей эффективности, за счёт снижения технологических потерь в ТСН в сети 10 (6)/0,4 кВ.

Применение в системе электроснабжения трансформаторов устаревшего конструктивного исполнения приводит к торможению всего технического прогресса в электроэнергетике страны. Что непосредственным образом отражается на реализации «Положения об энергосбережении и энергоэффективности». [15].

В связи с этим, для повышения энергетической эффективности использования электроэнергии, возникла необходимость рассмотреть возможность замены трансформаторов собственных нужд ПС.

Так как на ПС обогрев технологических зданий и помещений составляет 20 % от всего расхода электроэнергии на СН, немаловажной задачей для сокращения расхода электроэнергии стала возможность использования выделяемого тепла силовыми трансформаторами и автотрансформаторами. [34].

В технической литературе как в РФ, так и за рубежом уже 30 лет рассматривается возможность внедрения технологии утилизации тепла нагрева трансформаторного оборудования путём обогрева зданий. С помощью данной технологии появится возможность снизить потребление электроэнергии благодаря отключению стандартной системы электрообогрева зданий и выводу из работы системы воздушного охлаждения трансформаторов в резерв.

Актуальность данного исследования состоит в том, что с каждым годом потери на собственные нужды увеличиваются, тем самым необходимость внедрения энергосберегающих мероприятий повышается.

Целью исследования является снижение расхода электроэнергии на собственные нужды ПС 220 кВ «Красноленинская» за счёт применения современных технологий в электроэнергетике.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- провести анализ схемы электроснабжения СН ПС;
- выполнить анализ потребления электроэнергии в схеме СН ПС;
- выявить недостатки системы электроснабжения СН ПС;
- проанализировать возможность рационального использования тепловой энергии, излучаемой трансформаторным оборудованием, в процессе работы;
- используя современные технологии, провести оптимизацию расхода электроэнергии на СН ПС;
- обосновать выбранные технические решения для экономии электроэнергии в схеме собственных нужд подстанции.

Метод исследования аналитическо-расчётный, с помощью которого определяется электрическая нагрузка. Этот исследовательский метод выявляет потери электроэнергии и помогает провести анализ теплового режима работы трансформаторного оборудования, применяя материалы всероссийских и международных научно-практических публикаций, конференций.

1 Анализ технических данных ПС 220 кВ «Красноленинская»

1.1 Краткая характеристика места расположения ПС 220/110/35/10/6 «Красноленинская»

ПС «Красноленинская» расположена в северо-восточной части Западной Сибири.

Территория района относится к малоосвоенной.

На рисунке 1 представлено расположение подстанции, показанное с помощью Яндекс карт.



Рисунок 1 – Месторасположение подстанции

По условиям комфортности территория местности расположения ПС «Красноленинская» приравнивается к зоне Крайнего Севера. В соответствии со схематической картой районирования северной строительно-климатической зоны, считается как местность с суровым климатом и относится к строительному климатическому району I Г [21].

В данной местности господствует климат, свойственный тундре и лесотундре. Он отличается высокой влажностью, продолжительной и холодной зимой и коротким, но прохладным летом.

По климатическим условиям ПС расположена в атлантико-арктической области умеренного пояса Земли и характеризуется суровой продолжительной зимой, коротким холодным летом, с переходными сезонами 6-7 недель.

Согласно СП 131.13330.2012 для МС Уренгой температура воздуха наиболее холодных суток составляет минус 46°C.

Средняя годовая скорость ветра составляет 4,2 м/с. Повторяемость направления ветра представлена на рисунке 2.

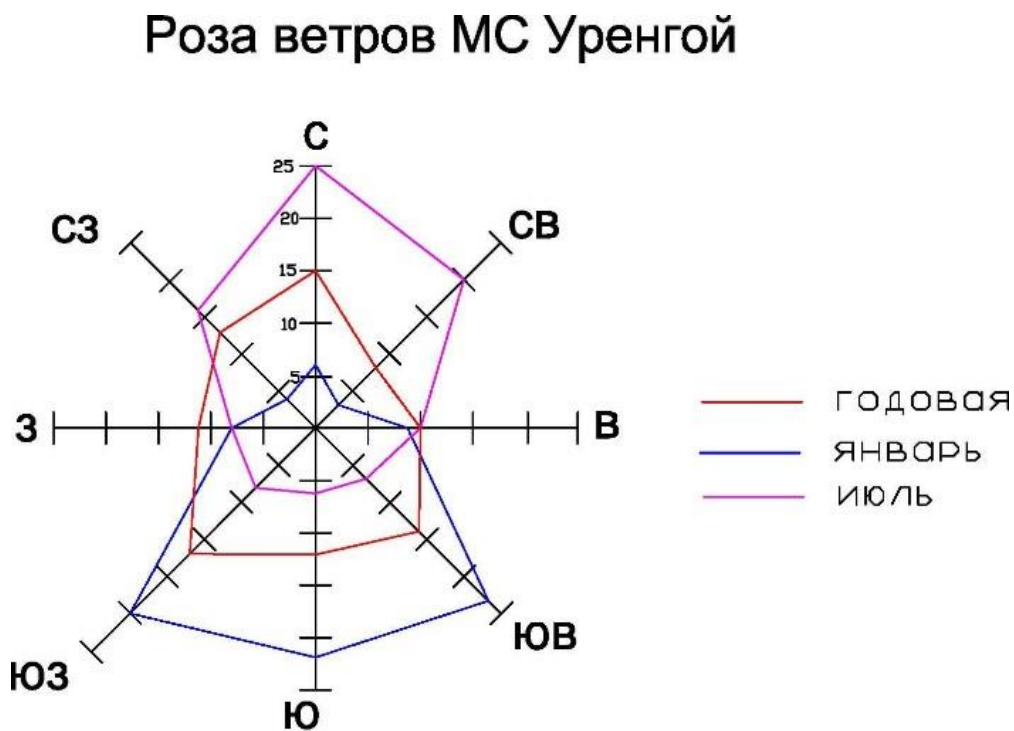


Рисунок 2 – Повторяемость (%) направлений ветра

Среднемесячная температура воздуха места расположения ПС указана в таблице 1.

Таблица 1 – Среднемесячная температура воздуха, °С

Наименование месяца	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
Среднемесячная температура воздуха, °С	-26,4	-26,4	-19,2	-10,3	-2,6	8,4
Наименование месяца	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Среднемесячная температура воздуха, °С	15,4	11,3	5,2	-6,3	-18,2	-24,0
Среднегодовая температура воздуха, °С	-7,8					

Средняя продолжительность отопительного сезона района расположения подстанции с сентября по июнь месяц.

1.2 Основные технические характеристики ПС «Красноленинская»

ПС «Красноленинская» предназначена для перетока мощности между сетью 220 и 110 кВ с помощью автотрансформаторов связи 3АТ и 4АТ, распределения мощности в сети 110 кВ и через трансформаторы 1Т, 2Т в сеть 35 кВ.

На территории подстанции расположено:

- открытые распределительные устройства (ОРУ) с классом напряжения 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ;
- комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) с классом напряжения 10 кВ;
- автотрансформаторы связи 3АТ, 4АТ, между сетью 220 и 110 кВ с установленной мощностью 125 МВА;
- два понижающих трансформатора 1Т, 2Т мощностью по 25 МВА.

Регулирование напряжения в сети 110 кВ выполняется устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на 3АТ, 4АТ автоматически или дистанционно.

Полный перечень силового оборудования, установленного на ПС «Красноленинская» представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень основного оборудования ПС

Наименование оборудования	Тип основного оборудования	Количество, штук
3АТ (4АТ)	АТДЦТН 125000/220/110/10-75 ХЛ1	2
1Т (2Т)	ТРДН 25000/110-79 ХЛ 1	2
1(2) ТСН	ТМ-560/6/0,4-66У1	2
3(4) ТСН	ТМ-630/10/0,4-83У1	2
В-220	ВМТ-220Б-25/1250 УХЛ1 с приводом ППрК-1800	8
В-110	ВМТ-110-25Б/1250УХЛ1 с приводом ППрК-1400	14
В-35	С-35М/630-10У1	7
В-10	ВКЭ-10-20/1600У2	4
ТР, ЛР, ШР-220	РНДЗ-220/1000УХЛ1	33
ТР, ЛР, ШР-110	РНДЗ-110/1000УХЛ1	57
ТР, ЛР, ШР-35	РНДЗ-20000/35 ХЛ1	16
ТР-6	РНДЗ-6/1000УХЛ1	2
ТТ-220	ТФЗМ-220Б 4 ХЛ1	9
ТТ-110	ТФЗМ-110	15
ТТ-35	ТФЗМ-35	
1(2) ТН-220	НКФ-220-58 У1	3
1(2) ТН-110	НКФ-110-58 ХЛ1	3
1(2) ТН-35	ЗНОМ-35-65 ХЛ1	2
1(2) ТН-10	НАМИ-10	2
1(2) ТН-6	НАМИ-6	2
1(2)ВУ	ВТЗП-80/220-УХЛ4	2

Первичная схема ПС-220 «Красноленинская» с наименованием первичного оборудования показана на рисунках 3 и 4.

Регулирование напряжения на секциях 35 кВ выполняется с помощью РПН на 1Т, 2Т со стороны 110 кВ автоматически или дистанционно.

ОРУ-220 выполнено по схеме № 220-13Н на шесть присоединений – четыре ВЛ и два АТ.

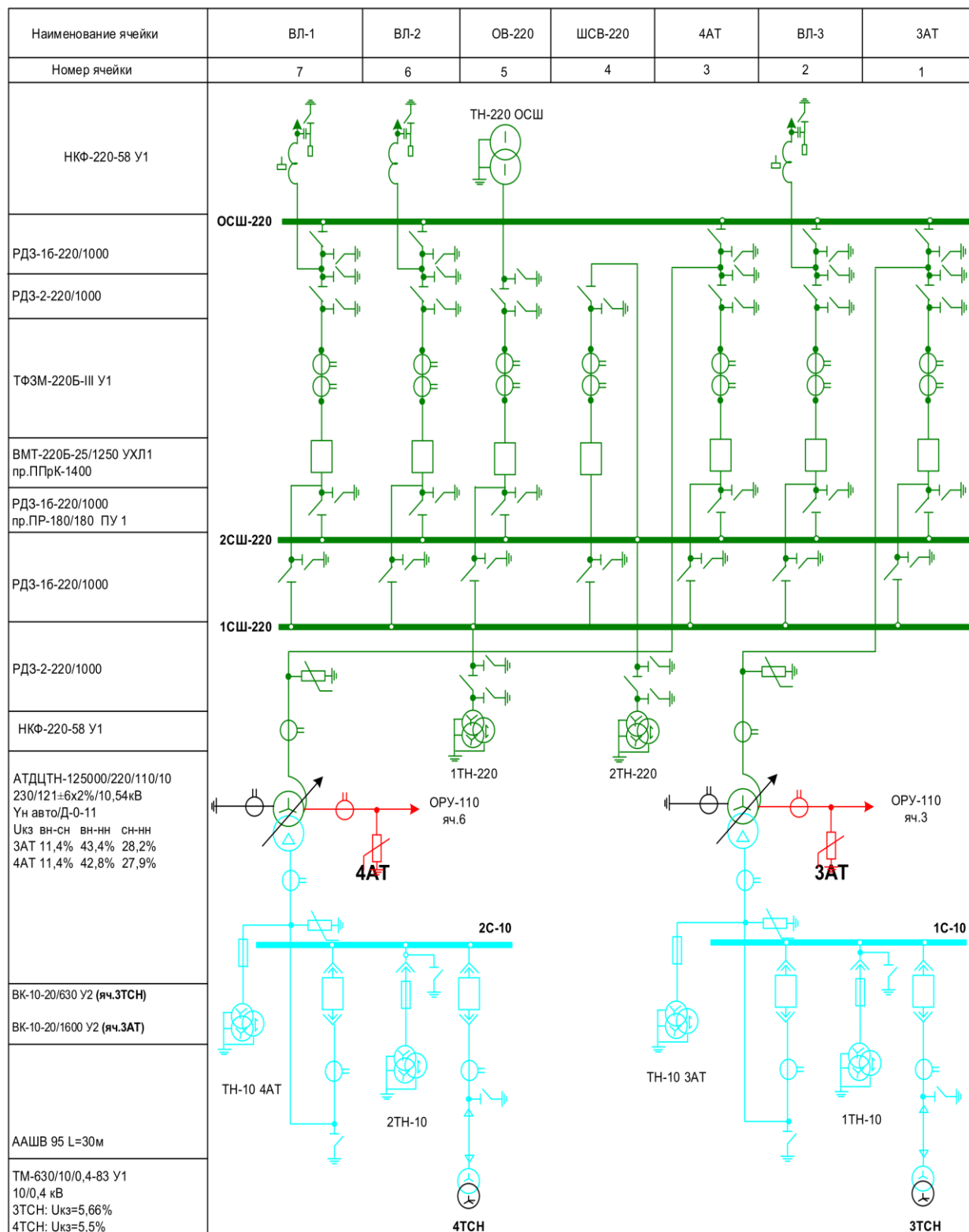
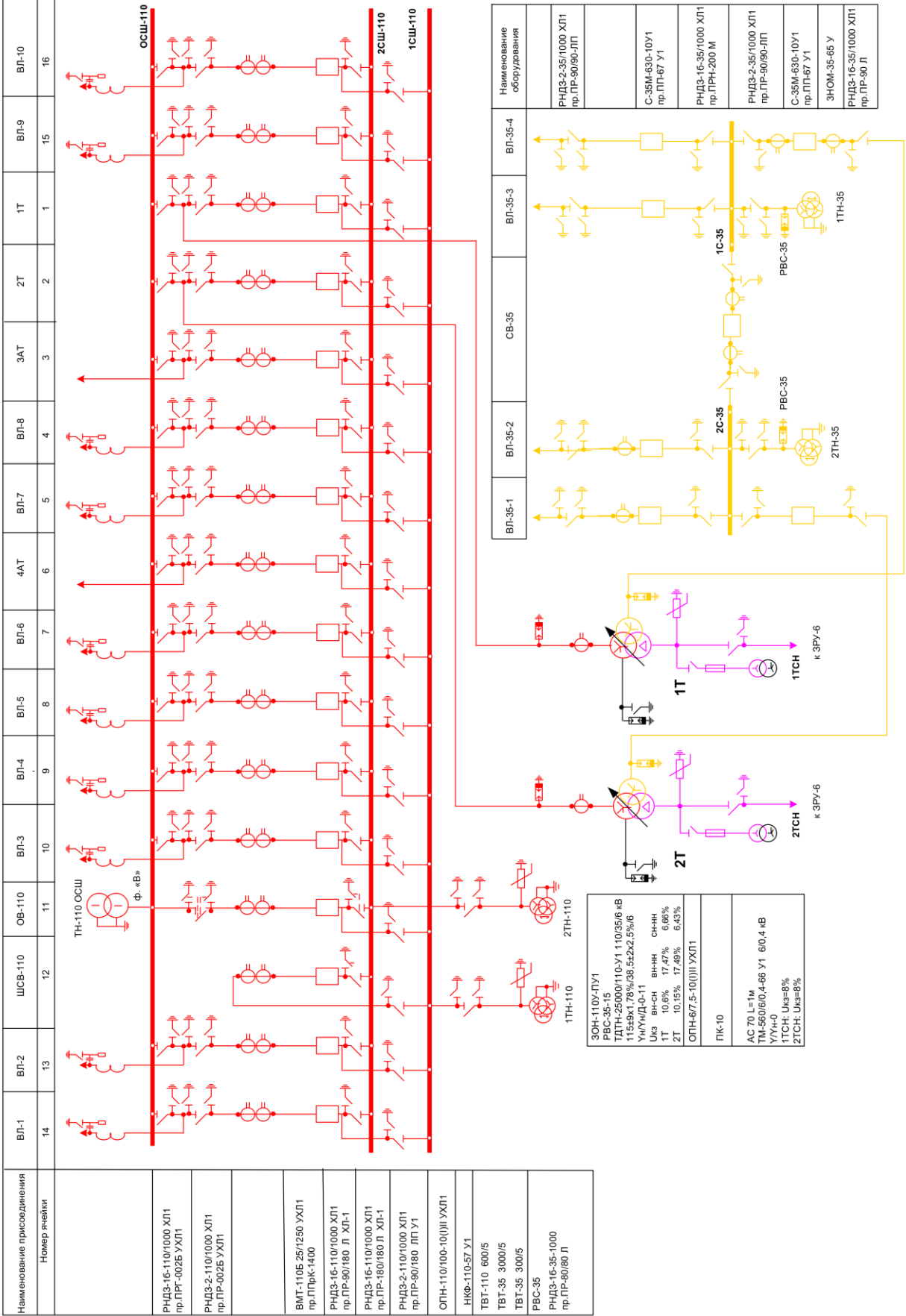


Рисунок 3 – Первичная схема ОРУ-220, КРУН-10



ОРУ-110 выполнено по схеме № 110-13Н на двенадцать присоединений – восемь ВЛ, два АТ и два Т.

ОРУ-35 выполнено по схеме № 35-92 на четыре присоединения – четыре ВЛ и два Т.

К автотрансформаторам 3АТ и 4АТ по стороне 10 кВ подключены два трансформатора собственных нужд 3ТСН и 4ТСН 10/0,4 мощностью 0,63 МВА каждый, расположенные в КРУН-10 собранного по схеме № 20-9.

3ТСН и 4ТСН предназначены для питания оборудования ОРУ 220, 110 кВ и общеподстанционного пульта управления №1 (ОПУ-1).

В ОПУ-1 расположены щит управления (ЩУ), щит постоянного тока (ЩПТ), щит собственных нужд 0,4 кВ (ЩСН-0,4), шкафы и панели релейной защиты и автоматики (РЗА) оборудования 3АТ, 4АТ и всех присоединений ОРУ-220, ОРУ-110.

К трансформаторам 1Т, 2Т по стороне 6 кВ подключены 1ТСН и 2ТСН 6/0,4 мощностью 0,56 МВА каждый, используемые для питания СН оборудования ОРУ-35 и ОПУ-1, где расположен щит управления, РЗА оборудования 1Т, 2Т и ОРУ-35.

Параллельная работа трансформаторов 1ТСН и 2ТСН, 3ТСН и 4ТСН допускается только для перевода нагрузки с одного трансформатора на другой.

Управление выключателями ОРУ-220, 110, выполнено на ЩУ, который находится в ОПУ-1. Для управления выключателями КРУН-10 используются специальные шкафы, которые расположены в КРУН-10 кВ.

Управление коммутационными аппаратами, работающими на напряжении 35 кВ, происходит с помощью пульта управления, который находится в ОПУ-2.

Управление всеми разъединителями ручное.

1.3 Состав собственных нужд подстанций

К потребителям собственных нужд подстанции относятся электрооборудование, обеспечивающее номинальный режим работы силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов, систем защиты и автоматики, обогрев зданий ОПУ и систему водяного пожаротушения.

Потребители сети собственных нужд ПС относятся к I и II категории надёжности электроснабжения.

Классификация потребителей СН-04 ПС в зависимости от ответственности и продолжительности работы указана в таблице 3.

Таблица 3 – Классификация потребителей СН-04 ПС [16]

Наименование приёмника СН	Характеристика приёмников СН	
	по ответственности	по длительности включения
Оперативные цепи переменного тока	А-1	Б-1
Связь и телемеханика	А-1	Б-1
Электродвигатели системы охлаждения Т и АТ	А-1	Б-1
Насосы технического водоснабжения	А-1	Б-1
Насосы пожаротушения	А-1	Б-1
Шкаф зарядно-подзарядного устройства АКБ	А-2	Б-2
Освещение	А-2	Б-2
Электропитание помещений	А-2	Б-2
Электродогрев высоковольтных КА и ШНУ	А-2	Б-2
Вентиляция и технологическая нагрузка зданий ПС	А-3	Б-2
Прочие нагрузки ОПУ	А-3	Б-2

Потребители СН ПС питаются от двух щитов собственных нужд 0,4 кВ (ЩСН-0,4 №1, и №2) с двумя независимыми вводами. Каждый из вводов ЩСН-0,4 подключается к своему ТСН кабельной линией 0,4 кВ.

На ЩСН-0,4 №1 и №2 выполнена схема АВР-0,4 кВ. Возврат в исходное положение вводных автоматов производится вручную.

ЩСН-0,4 №1 расположен в ОПУ-1. Схема ЩСН-0,4 №1 выполнена из двух секций шин 0,4 кВ – 1С-0,4 и 2С-0,4. 1С-0,4 подключена к 1ТСН и 2С-0,4 к 2ТСН.

«К основным потребителям ЩСН-0,4 №1 относятся:

- цепи релейной защиты и автоматики ПС;
- приводы РПН 1Т, 2Т;
- вентиляторы обдува 1Т, 2Т;
- обогрев приводов и баков В-35, приводов РПН 1Т, 2Т, шкафов РЗиА, расположенных вне отапливаемых помещений;
- освещение территории ОРУ-35кВ;
- питание освещения, отопления, вентиляция и кондиционирования ОПУ-1;
- питание вспомогательных нужд ПС (сварочные посты, устройства и приспособления, используемые при ремонте оборудования ПС)» [12].

ЩСН-0,4 №2 расположен в ОПУ-2. Схема ЩСН-0,4 №2 состоит из двух секций шин 0,4 кВ – 1С-0,4 и 2С-0,4. 1С-0,4 подключена к 3ТСН и 2С-0,4 к 4ТСН соответственно.

Электрическая схема 1ЩСН-0,4 изображена на рисунке 5, 2ЩСН-0,4 на рисунке 6(а) и 6(б).

«К основным потребителям ЩСН-0,4 №2 относятся:

- цепи релейной защиты и автоматики ПС;
- приводы РПН 3АТГ, 4АТГ;
- вентиляторы обдува 3АТГ, 4АТГ;
- питание насосов пожаротушения, задвижек с электроприводом;
- обогрев В-220 кВ, В-110 кВ, шкафы РЗА;
- обогрев КРУН-10;
- ЛАЗ СДТУ;
- рабочее освещение ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, периметра ПС, КПП;
- выпрямительные установки №1, ВУ №2;

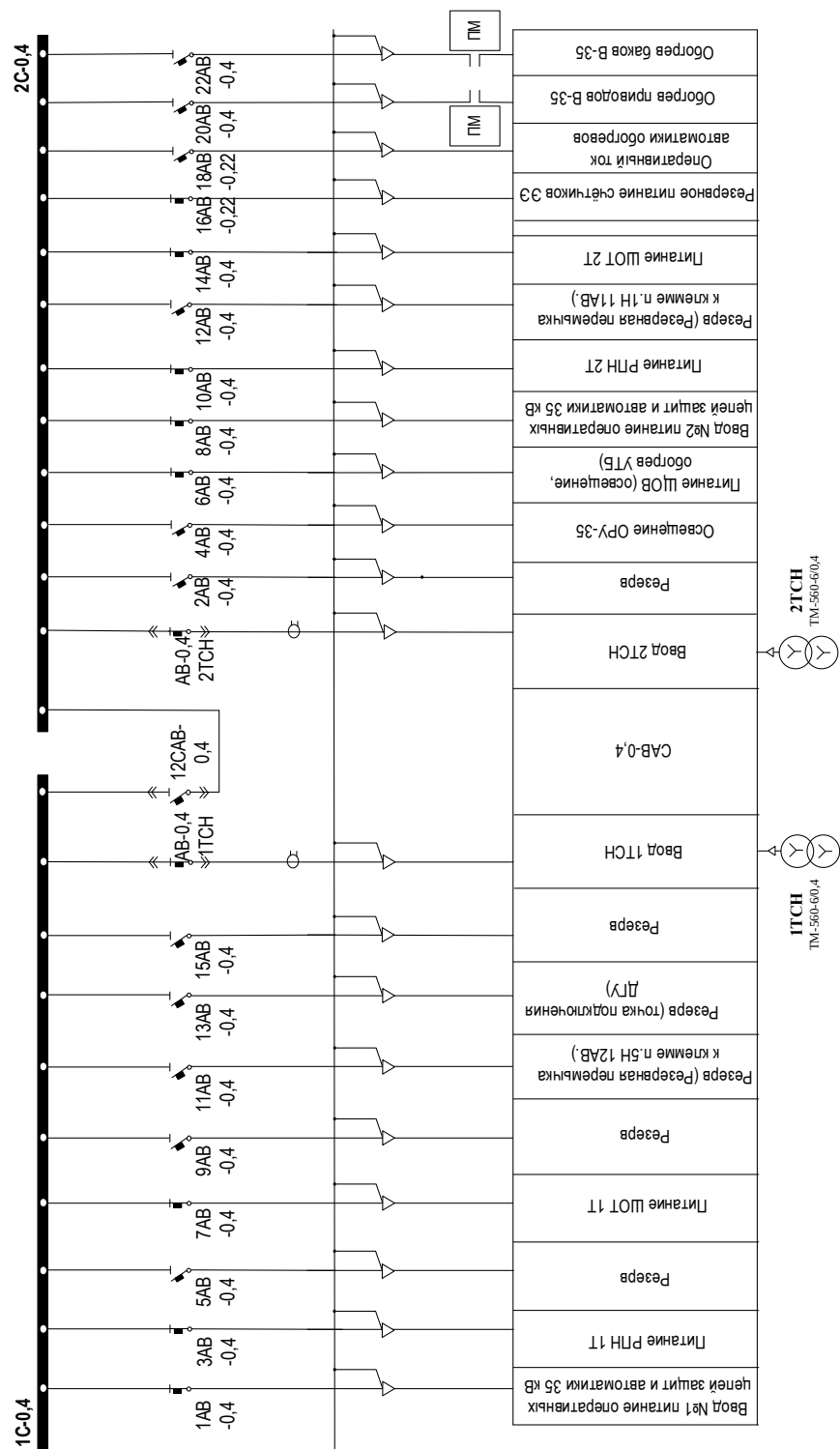


Рисунок 5 – Схема 1ЩСН-0,4

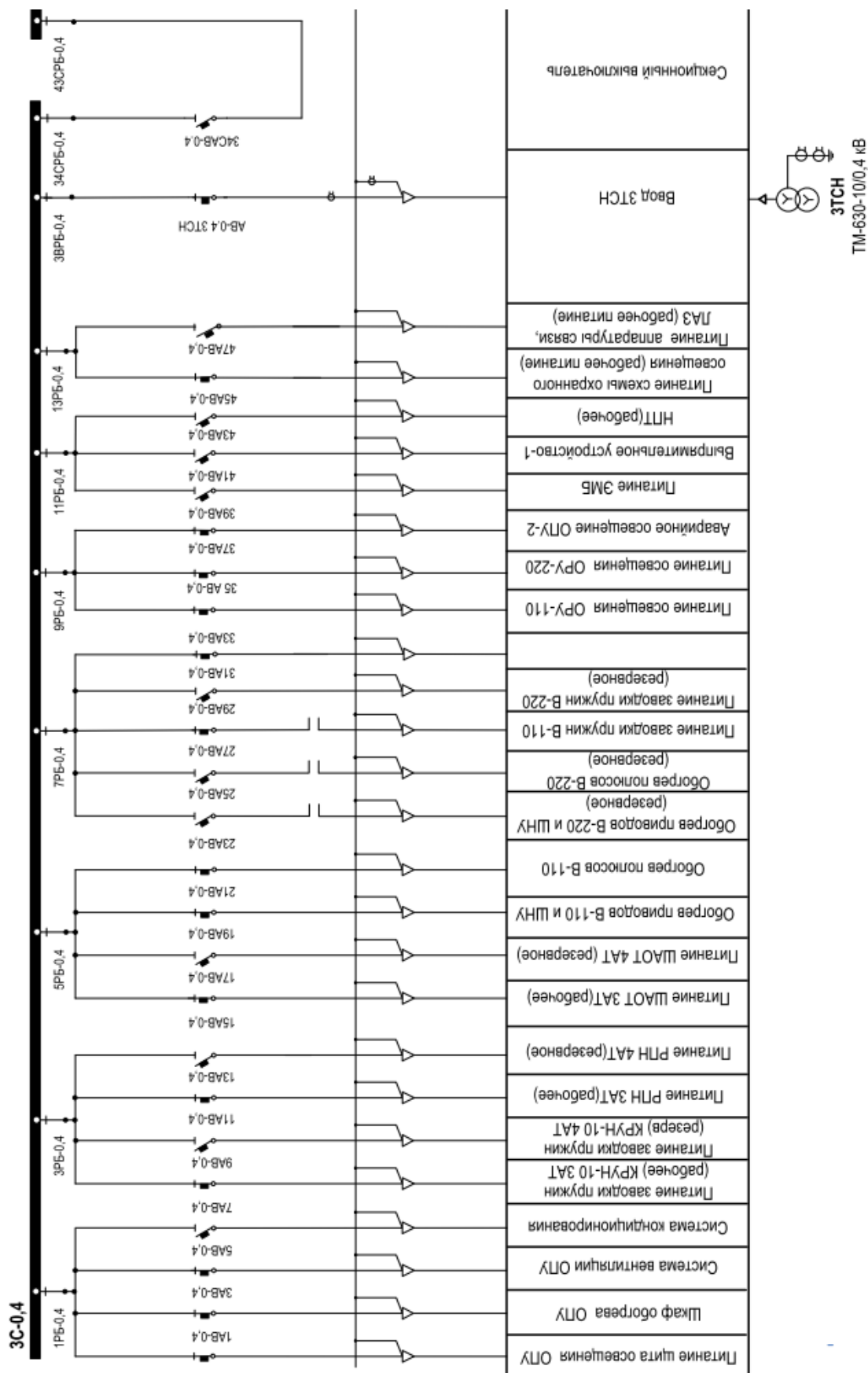


Рисунок 6 (б) – Схема 2ЩСН-0,4

- видеонаблюдение периметра ПС;
- освещение, отопление, вентиляция и кондиционирование ОПУ-2, жилого помещения обслуживающего персонала, КПП;
- вентиляция помещения АБ;
- питание вспомогательных нужд ПС (сварочные посты, устройства и приспособления, используемые при ремонте оборудования ПС)» [14].

Выводы по разделу 1.

- Произведён анализ климатических и географических данных места расположения ПС.
- Определена схема ПС и её значимость в энергосистеме.
- Собраны номинальные данные используемого оборудования первичной схемы ПС и потребителей СН.
- Выявлено, что для электроснабжения собственных нужд ПС применяется четыре трансформатора, от которых запитано два щита СН-0,4. Основными потребителями электроэнергии являются щиты управления, панели РЗА, ШНУ, приводы выключателей, система охлаждения трансформаторов, системы – вентиляции, кондиционирования, обогрева помещений здания ОПУ.

2 Анализ потребления электроэнергии в схеме собственных нужд подстанции

Анализ потребления электроэнергии на собственные нужды подстанции осуществляем путем сопоставления фактических показателей расхода электроэнергии с нормами, определёнными в соответствии с «Инструкцией по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ» [4].

В таблицах 4 и 5 представлен перечень распределения оборудования между 1ЩСН-0,4 и 2ЩСН-0,4.

Таблица 4 – Перечень оборудования, подключённого к 1ЩСН-0,4

Наименование оборудования	Тип основного оборудования	Количество ед.	Потребление тыс. кВт×ч/год на 1 ед.	Σтыс. кВт×ч/год
1Т (2Т)	охлаждение и обогрев привода РПН ТДТН 25000/110	2	22,95	45,9
В-35	обогрев С-35М/630-10У1	7	2,25	15,75
ОПУ-2	обогрев	12×24	47,75	47,75
	вентиляция		2,375	2,375
	освещение		1,25	1,25
Общее потребление электроэнергии				113.025

Таблица 5 – Перечень оборудования, подключённого к 2ЩСН-0,4

Наименование оборудования	Тип основного оборудования	Количество ед.	Потребление тыс. кВт×ч/год на 1 ед.	Σтыс. кВт×ч/год
3АТ (4АТ)	охлаждение и обогрев привода РПН АТДЦТН 125000/220/110/10	2	288,3	576,6
В-220	ВМТ-220-25/1250	8	9,9	79,2
В-110	ВМТ-110-25Б/1250	14	3,3	46,2
ОПУ-1	обогрев	12×48	93,75	93,75
	вентиляция	1	7,25	7,25
	освещение	1	7,25	7,25

Продолжение таблицы 5

Наименование оборудования	Тип основного оборудования	Количество ед.	Потребление тыс. кВт×ч/год на 1 ед.	Σ тыс. кВт×ч/год
КРУН-10 на 3 ячейки	обогрев	2	0,9	1,8
Наружное освещение	ПС	1	9,4	9,4
Зарядно-подзарядное устройство	АБ	1	44	44
Аппаратура связи и ТМ	ПС	1	1	26,2
Прочее	ПС	1	1	10,4
Общее потребление электроэнергии				855.85

На рисунке 7 представлена структурная схема, отражающая результаты расчёта расхода электроэнергии на собственные нужды ПС «Красноленинская».

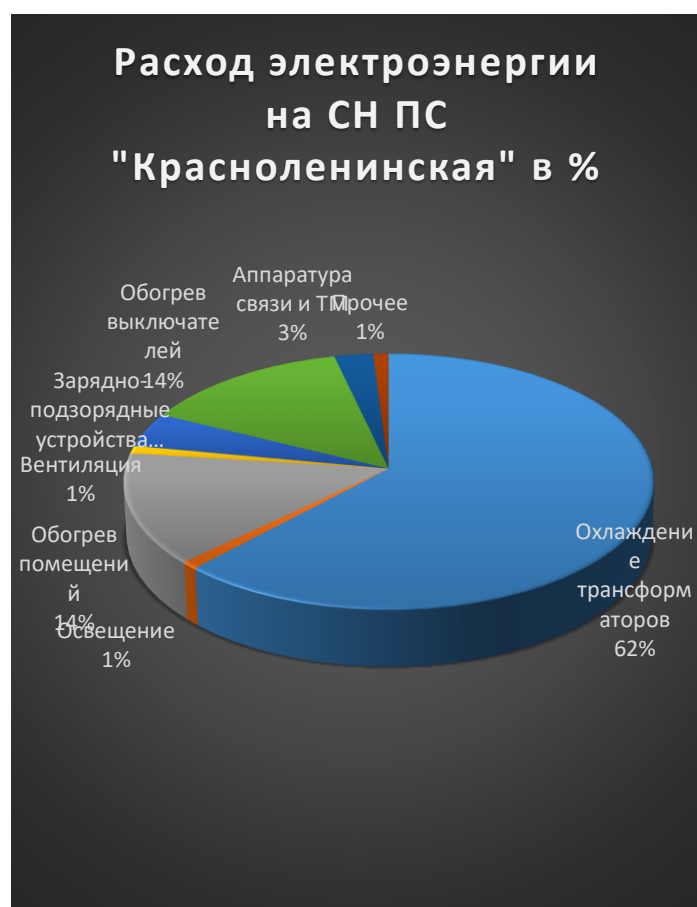


Рисунок 7 – Структурная схема расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции «Красноленинская»

«При проведенном анализе составлена структурная схема расхода электроэнергии на ПС и определены потребители с наибольшим расходом электроэнергии. К этим потребителям относятся:

- Система охлаждения автотрансформаторов – 62%;
- Обогрев технических и бытовых помещений – 14%;
- Обогрев приводов коммутационных аппаратов, расположенных на ОРУ-110/220 – 14%» [13].

Вывод по разделу 2.

В результате анализа была составлена структурная схема расхода электроэнергии на подстанции, а также определены потребители с наибольшим годовым потреблением электроэнергии. К этим потребителям относятся:

- «Система охлаждения автотрансформаторов – 62%;
- Обогрев технических и бытовых помещений здания ОПУ – 14%;
- Обогрев приводов коммутационных аппаратов, расположенных на ОРУ-110/220 – 14%.

Согласно структурной схеме видно, что основная часть расхода электроэнергии связана с охлаждением автотрансформаторов и обогревом здания ОПУ и коммутационных аппаратов, расположенных на ОРУ-110/220» [23].

3 Выявление недостатков системы электроснабжения собственных нужд ПС 220 кВ «Красноленинская» и способы их решения

«Согласно анализу энергетического обследования ПС, выполненного АО «Научно-техническим центром ФСК ЕЭС» можно сделать вывод, что потенциал снижения потребления электроэнергии целесообразно разделить на составляющие:

- технологический потенциал – снижение потребления за счёт внедрения технологий энергосбережения без учёта экономической выгоды проекта;
- экономический потенциал – снижение потребления за счёт применения технологий с заданными экономическими показателями эффективности проекта.

Данное разделение позволяет оценить максимальное возможное уменьшение потребления электроэнергии для СН ПС и определить уровень, ниже которого экономически опускаться нецелесообразно.

Граничные уровни сокращения расхода электроэнергии на СН ПС указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Граничные уровни сокращения расхода электроэнергии на СН ПС

Показатель	Технологический потенциал, %	Эффект, окупаемый мероприятиями**			Затраты, млн руб.
		снижение*, %	снижение млн кВт/ч	эффект, млн.руб.	
Расход на охлаждение трансформаторов и реакторов	75	18	68	58,62	590
Расход на обогрев оборудования	50	10	11	12,53	125
Обогрев помещений	70	15	26	22,55	220

* Доля сокращения от составляющей расхода на СН ПС.

**** Окупаемый эффект – сокращение расходов, которое может быть достигнуто только за счет окупаемых мероприятий» [18].**

3.1 Применение энергоэффективных трансформаторов

В схеме питания собственных нужд ПС выявлена нерациональная нагрузка трансформаторов.

Анализ загрузки ТСН показал, что:

- средняя нагрузка 1ТСН, 2ТСН – менее 5 %;
- средняя нагрузка 3ТСН, 4ТСН – 40 %.

Можно сделать вывод, что преобладающие потери в ТСН — это потери связанные с холостым ходом. Одним из решений для повышения эффективного использования ТСН является отключение слабо нагруженных ТСН.

Согласно распределению потребителей электроэнергии по щитам СН-0,4, по данным, указанным в таблице 4 и 5, суммарная потребляемая мощность составляет не более 20 % мощности одного ТСН.

Использование имеющихся трансформаторов по существующей схеме приводит к повышенному расходу электроэнергии, обусловленному электрическими потерями в трансформаторах и затратами на их обслуживание.

Для снижения потерь электроэнергии в ТСН на ПС «Красноленинская», необходимо изменить схему электроснабжения потребителей по стороне 0,4 кВ с переходом с четырёхтрансформаторного электроснабжения на двухтрансформаторное [33].

Одним из способов модернизации электросетевого комплекса с целью повышения энергоэффективности является использование силовых трансформаторов с сердечником из аморфной стали (ТАС).

По теме применения ТАС произведён анализ научной статьи «Сравнение трансформаторов с аморфным сердечником с трансформаторами

типа ТМГ/ТМ» произведён участниками научной группы в составе А. О. Воробьевым, О. В. Поповым [5].

Статья посвящена сравнению эксплуатационных характеристик масляных трансформаторов с аморфным сердечником и традиционных трансформаторов серии ТМГ/ТМ с сердечником из электротехнической стали. Авторы приводят данные о преимуществах аморфных трансформаторов с точки зрения снижения потерь электроэнергии, особенно потерь холостого хода, которые являются существенными в режиме малых нагрузок.

На рисунке 8 показана сравнительная характеристика намагничивания стали из аморфного сплава и стандартной кремнистой трансформаторной стали.

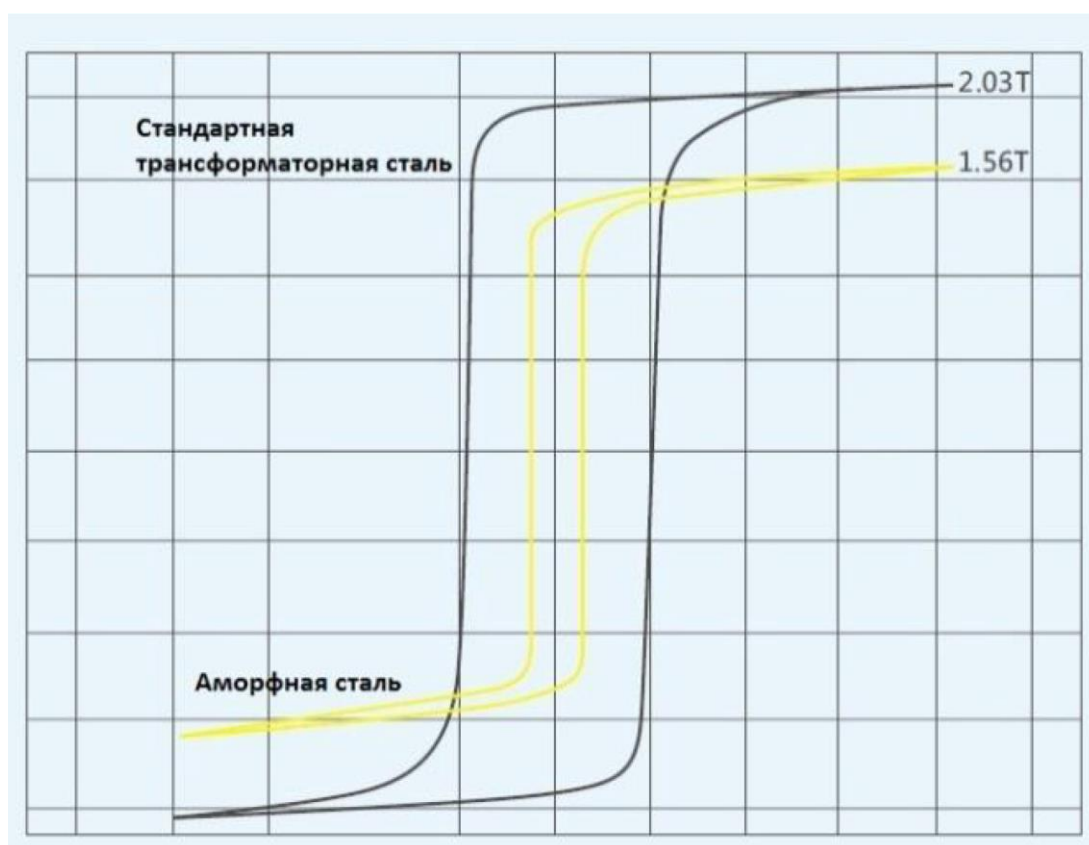


Рисунок 8 – Сравнительная характеристика намагничивания стали из аморфного сплава и стандартной кремнистой трансформаторной стали

В статье авторы подчеркивают экономическую выгоду от применения аморфных трансформаторов, несмотря на их более высокую первоначальную стоимость.

В таблице 7 представлены сравнительные данные силовых трансформаторов, сердечники которых изготовлены из аморфной стали и холоднокатаной электротехнической стали.

Таблица 7 – Сравнительные данные трансформаторов с сердечником из аморфной стали и холоднокатаной электротехнической стали

Параметр	100 кВА		250 кВА		400 кВА		630 кВА	
	АС В=1,3Тл	ЭС	АС В=1,285Тл	ЭС	АСВ=1,35 Тл	ЭС	АС В=1,31Тл	ЭС
Потери, Вт								
Холостого хода	64	300	128	580	161	830	238	1200
Короткого замыкания	1617	1700	3129	3100	4457	4400	6353	6200
Напряжение короткого замыкания, %	4,42	4,5	4,37	4,5	4,5	4,5	6,06	6,0
Ток холостого хода, %	0,2	2,5	0,093	1,9	0,078	1,6	0,074	1,3

Также проведён анализ статьи ведущих специалистов завода «Трансформер» (г. Подольск) Хавроничев С. В., Сошинов А. Г., Галушак В. С., Копейкина Т. В. «Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов» [28].

Статья посвящена обоснованию экономической эффективности способов совершенствования конструкции распределительных трансформаторов в плане повышения их энергоэффективности.

В работе рассмотрены взаимосвязи основных электротехнических характеристик и конструктивных параметров распределительных трансформаторов. На основе этих взаимосвязей получены аналитические зависимости изменения стоимости трансформатора при изменении характеристик потерь холостого хода и короткого замыкания. В качестве практического применения полученных зависимостей рассчитана

окупаемость распределительных трансформаторов различных классов энергоэффективности.

В данной статье авторы подтверждают актуальность темы энергоэффективности трансформаторов и важность использования трансформаторов с аморфным железом для снижения потерь в электрических сетях. Она хорошо согласуется с общим трендом на энергосбережение и устойчивое развитие.

Основной акцент делается на экономическую целесообразность использования трансформаторов с аморфным железом, особенно при постоянной или высокой нагрузке, так как экономия на электроэнергии компенсирует более высокую первоначальную стоимость.

Статья предоставляет убедительные аргументы в пользу экономической эффективности трансформаторов с аморфным железом в определенных условиях эксплуатации. Особенно это касается случаев с высокой загрузкой и длительным временем работы.

Главный плюс – значительно меньшие потери электроэнергии (особенно на холостом ходу), что со временем компенсирует их более высокую цену. Это также хорошо для экологии, так как снижает выбросы от электростанций. Автора отмечают, что в России такие трансформаторы используются меньше, чем в других странах, несмотря на их выгоду. Есть технические сложности в производстве, но в целом технология перспективна и важна для энергосбережения.

Расходы на эксплуатацию трансформаторов, в которых в качестве материала для сердечника используется аморфная сталь, в 8–12 раз меньше, чем у трансформаторов с сердечником из холоднокатаной электротехнической стали [31].

Если во всех силовых трансформаторах, используемых в электрических сетях по всему миру, будут применяться сердечники из аморфной стали, то среднегодовая экономия электроэнергии составит более 40 млн кВт/ч.

3.2 Применение системы утилизации тепла автотрансформаторов

На основе структурной схемы потребления электроэнергии на ПС, представленной на рисунке 7, можно сделать вывод, что наибольший расход электроэнергии связан с охлаждением силовых трансформаторов и реакторов, а также с обогревом оборудования расположенного на ОРУ и технических помещений здания ОПУ.

Поэтому оптимизацию схемы электроснабжения следует начинать с системы охлаждения автотрансформаторов и обогрева здания ОПУ.

«В 2012 году Рябиным Т. В. и Париновым И. А. был разработан пилотный проект, который стал первым шагом к созданию энергоэффективных подстанций ПАО «ФСК ЕЭС». Была утверждена программа реализации инновационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности ФСК. В рамках этой программы на подстанции 500 кВ «Нижегородская» МЭС Волги были внедрены первая в России установка утилизации тепла трансформатора для отопления здания ОПУ и замена шкафов управления охлаждением АТ.

До реализации проектов, структура потребления электроэнергии на собственные нужды подстанции выглядела следующим образом:

- обогрев помещений – 41 %;
- обогрев оборудования – 7 %;
- охлаждение трансформаторов – 30 %;
- освещение – 6 %;
- прочее потребление – 16 %.

После реализации проекта фактическая ежегодная экономия электроэнергии на отопление ОПУ и охлаждения трансформаторов по результатам эксплуатации системы утилизации тепла составила около 350 тысяч кВт/ч, или 77% от объема потребления электроэнергии.

В рамках проекта для отопления здания ОПУ была установлена система утилизации тепла автотрансформаторного оборудования с использованием теплового насоса «масло – этиленгликоль – вода».

Расчётная температура окружающего воздуха, при которой тепловой насос способен обеспечить обогрев здания, составляет минус 30°C. В случае более низких температур в течение трёх и более дней, а также при отключении автотрансформатора в ремонт, для отопления здания в системе предусмотрен запуск электродкотла, который при установке теплового насоса был выведен в резерв» [19].

После реализации данного проекта была написана статья, посвящённая вопросам энергосбережения и повышения энергетической эффективности в схемах собственных нужд подстанций. В статье авторы отмечают, что система электроснабжения СН обеспечивает работу критически важного оборудования ПС, и многообразие потребителей создаёт широкие возможности для оптимизации.

«В статье отмечается, что интеграция «взаимоисключающих» процессов, таких как охлаждение и обогрев, с применением современных энергосберегающих технологий, таких как частотное регулирование, эффективное освещение и современные системы отопления, может значительно сократить потребление электроэнергии» [10].

Приведены данные о снижении потребления электроэнергии на СН ПС ФСК с 2011 по 2014 годы, достигнутом за счет организационных мероприятий и утепления зданий.

Также были проведены исследования на предмет возможности утилизации тепла трансформаторов и автотрансформаторов 220–750 на обогрев зданий Воротницким В.Э. и написана статья. В Статье Воротницкий В.Э. подчеркивает актуальность вопросов энергосбережения на подстанциях, особенно в схемах собственных нужд [2], [3].

Вывод по разделу 3.

Основной вывод исследования – существует значительный потенциал для энергосбережения в схеме электроснабжения СН ПС.

Наиболее перспективные направления для снижения энергопотребления связаны с уменьшением затрат на охлаждение автотрансформаторов, а также на обогрев оборудования и помещений.

Рассмотрены инновационные технические мероприятия для снижения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции, включающие в себя:

- Изменение схемы электроснабжения СН с переходом с четырёхтрансформаторного на двухтрансформаторное.
- Замену устаревших трансформаторов СН, выработавших свой ресурс, на трансформаторы, выполненные с использованием энергоэффективных технологий;
- Замену электрического обогрева помещений ОПУ на обогрев с использованием тепла, выделяемого активными составляющими потерями автотрансформаторов;
- Замену системы принудительного воздушного охлаждения трансформаторов, выполненного с помощью электровентиляторов на охлаждения масла с применением тепловых насосов инверторного типа «масло – этиленгликоль – вода».

4 Обоснование выбранных технических решений по модернизации системы электроснабжения собственных нужд ПС 220 кВ «Красноленинская»

4.1 Расчёт мощности трансформаторов СН ПС

На ПС классом напряжения 35 кВ и выше, подлежащих техническому перевооружению или реконструкции системы собственных нужд, должно быть использовано электрооборудование и устройства отечественного производства, соответствующие всем нормам и требованиям РФ [22].

Мощность трансформаторов для обеспечения собственных нужд подстанции «Красноленинская» рассчитывается в соответствии с нагрузками в режиме максимальной загрузки оборудования с учётом коэффициента одновременности [17].

В таблице 3 и 4 представлены характеристики потребителей электроэнергии СН ПС «Красноленинская», согласно которым производятся дальнейшие расчёты для выбора наиболее экономичного варианта использования ТСН.

Реактивную мощность всех потребителей рассчитываем согласно выражениям 1, 2:

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

$$Q_{\text{расч}} = \sqrt{S_{\text{расч}}^2 - P_{\text{расч}}^2}. \quad (2)$$

Полную мощность всех потребителей рассчитываем по выражениям 3, 4:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{расч}}}{\cos \varphi}, \quad (3)$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2} \quad (4)$$

Все полученные расчётные данные нагрузки СН ПС для 1ТСН, 2ТСН внесены в таблицу 8, а для 3ТСН и 4ТСН в таблицу 9.

Таблица 8 – Расчётная нагрузка на 1ТСН и 2ТСН

Электроприёмники	Р _{уст.} кВт	Количество шт.	cosφ	k _с	Р _{расч.} кВт	С _{расч.} кВА
Электродвигатели обдува Т	0,25	12	0,85	0,85	2,55	3
Питание обогрева привода РПН Т	0,75	2	1	1	1,5	1,5
Устройство подогрева выключателя С-35	2,4	7	1	1	16,8	16,8
Устройство подогрева привода С-35	0,8	7	1	1	5,6	5,6
Обогрев шк. наружной установки ОРУ-35	0,8	4	1	1	3,2	3,2
Наружное освещение	1	5	0,95	0,5	2,5	2,6
Отопление, освещение и вентиляция помещения ОПУ-1	10	1	1	1	10	10
Оперативные цепи	1	1	1	1	1	1
Всего					43,15	43,7

Таблица 9 – Расчётная нагрузка на 3ТСН и 4ТСН

Электроприёмники	Р _{уст.} кВт	Количество шт.	cosφ	k _с	Р _{расч.} кВт	С _{расч.} кВА
Электродвигатели обдува АТ	2,2	16	0,85	0,85	29,92	35,2
Электродвигатели маслососов АТ	2,8	8	0,85	0,75	16,8	19,8
Питание обогрева привода РПН АТ	0,75	6	1	1	4,5	4,5
Устройство подогрева выключателя ВМТ-110	6	14	1	1	84	84
Устройство подогрева привода ВМТ-110	1,6	14	1	1	22,4	22,4
Устройство подогрева выключателя ВМТ-220	12	8	1	1	96	96
Устройство подогрева привода В-220	4,8	8	1	1	38,4	38,4
Устройство подогрева яч. КРУ	1,6	6	1	1	9,6	9,6
Обогрев шкафов наружной установки ОРУ-110.	0,8	20	1	1	16	16
Обогрев шкафов наружной установки ОРУ-220	0,8	14	1	1	11,2	11,2
Отопление щита управления и зала РЗА	32	2	1	1	64	64
Освещение и вентиляция помещения	24	1	1	1	24	24

Продолжение таблицы 9

Электроприёмники	$P_{уст.}$ кВт	Количество шт.	$\cos\varphi$	k_c	$P_{расч.}$ кВт	$S_{расч.}$ кВА
Наружное освещение	1	5	0,95	0,5	2,5	2,6
Насосы пожаротушения	2	4	0,8	0,5	–	–
Отопление насосной	20	1	1	1	20	20
Оперативные цепи	2,4	1	1	1	2,4	2,4
Прочее	10	1	0,9	0,8	8	8,9
Всего					453,72	464

По произведённым расчётам видно, что при максимальной нагрузке трансформаторы СН загружены в среднем на 2%.

«Учитывая тот факт, что при загрузке трансформаторного оборудования на 30 % нагрузочные потери сравнимы с потерями холостого хода трансформатора, а также при каждой трансформации напряжения потери в трансформаторе составляют в среднем 7 % передаваемой мощности, можно сделать вывод: работа ТСН в режиме холостого хода приводит к излишним потерям электроэнергии не только в самом трансформаторе, но и по всей системе электроснабжения ПС из-за низкого коэффициента мощности» [35].

В связи с этим для повышения эффективности использования электроэнергии необходимо рассмотреть возможность замены трансформаторов собственных нужд ПС.

Мощность трансформаторов рассчитываем в соответствии с нагрузками, согласно таблицам 3 и 4.

Так как ПС расположена на значительном расстоянии и доставка резервного трансформатора на место замены в аварийном режиме займёт более суток, минимальная мощность трансформатора должна соответствовать расчётной мощности СН ПС.

Согласно суммарной нагрузки СН указанной в таблице 3 и 4 выбираем ближайшую стандартную типовую мощность одного трансформатора равной 560 кВА.

Для дальнейших расчётов возможности сокращения расходов электроэнергии на СН ПС рассматриваем замену ТСН с сердечником из электротехнической стали на трансформаторы с сердечником из аморфной стали. Рассчитаем два варианта:

I вариант – существующая схема СН ПС;

II вариант – схема с двумя ТСН подключённых к стороне 10 кВ 1АТ и 2АТ.

Для II варианта выбираем трансформаторы АТМГ-560/10/0,4 УХЛ1.

4.2 Экономическое обоснование целесообразности замены трансформаторов

4.2.1 Расчёт стоимость потерь электроэнергии

Для сравнения, технические характеристики имеющихся трансформаторов и данные расчётного трансформатор представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Номинальные данные трансформаторов СН

№ вар.	ТСН	Тип ТСН	S _{ном} , кВА	U _{ном} , кВ		Потери, кВт		U _{кз} , %	I _{xx} , %
				ВН	НН	ΔP _{xx}	ΔP _{кз}		
I вар.	1ТСН, 2ТСН	ТМ-560/6/0,4	560	6,3	0,525	3,5	7,4	8,0	3,0
	3ТСН, 4ТСН	ТМ-630/10/0,4	630	10,5	0,4	1,3	7,6	5,5	2,0
II вар.	ТСН _{расч.}	АТМГ-560/10/0,4	560	10,5	0,4	0,31	3,9	4	0,8

Потери активной мощности в трансформаторах рассчитываем согласно выражению 5 и 6, полученные значения заносим в таблицу 11.

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \times T_{вкл} \times \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (5)$$

где T_{вкл.} - число часов работы трансформатора в i-том режиме, ч.;

U_i - напряжение на высшей стороне трансформатора в i -том режиме, кВ;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Потери мощности в обмотках трансформатора рассчитаны согласно выражению 6 и полученные значения занесены в таблицу 11;

$$\Delta P_{\text{об}} = \Delta P_{\text{кз}} \times T_{\text{вкл}} \times \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (6)$$

где $\Delta P_{\text{об}}$ – потери мощности в обмотках трансформатора, кВт.

Таблица 11 – Потери мощности в трансформаторах

№ вар.	Тип ТСН	$\Delta W_{\text{хх.}}$ кВт/год	$\Delta W_{\text{об.}}$ кВт/год	$\sum \Delta W$ кВт/год
I вар.	ТМ-560/6/0,4	30660	98	30758
	ТМ-630/10/0,4	11380	8230	19610
II вар.	АТМГ-560/10/0,4	2715	5345	8060

По проведённым расчётам видно, что суммарные потери в ТСН I варианта составляют 50368 кВт/год, в трансформаторах с сердечником из аморфной стали с номинальной мощностью 560 кВА потери составят 8060 кВт/год, что в 6,5 раз меньше I варианта. При цене 6,99 руб. за 1 кВт/ч, позволит сэкономить 296 т. руб. в год.

4.2.2 Расчёт стоимости демонтажно-монтажных работ ТСН

Закупочная стоимость одного трансформатора АТМГ-560/10/0,4 составляет 684 тыс. руб.

Стоимость демонтажно-монтажных работ рассчитываем согласно «Методике расчёта стоимости строительства объектов электросетевого хозяйства по субъектам Российской Федерации», по выражению 7 [26]:

$$C_{\text{ПР}} = \sum_{i=1}^N C_i \times M \times K_C \times K_{\text{тр}} \times K_{\text{рег}} \times K_{\text{зон}} + \text{НДС}, \quad (7)$$

где C_i – укрупнённый показатель для данного района 70 тыс. руб.;

N – общее количество оборудования;

M – мощность планируемого к реконструкции объекта;

K_C – коэффициент, удорожание стоимости для сейсмических районов РФ, 1;

$K_{\text{тр}}$ – коэффициент перехода от базовых цен ФЕР 2001 года к ценам текущего периода, 7,3;

$K_{\text{рег}}$ – региональный коэффициент климатических условий, 1,18;

$K_{\text{зон}}$ – коэффициент зонирования составляет 1,014;

НДС – налог на добавленную стоимость, 20%

Согласно расчётам, затраты на демонтажно-монтажные и пусконаладочные работы по замене 3ТСН и 4ТСН составят 733,4 тыс. руб.

4.2.3 Расчёт эксплуатационных затрат на обслуживание трансформаторов

Эксплуатационные затраты на ТСН, которые состоят из заработной платы обслуживающего персонала, амортизационных отчислений, отчислений на проведение ТО, а также стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе, рассчитываем согласно выражению 8:

$$\langle \text{ЭЗ} = \text{ЗП} + A_0 + P_{\text{ТО}} + C_{\text{дэ}} + \text{Пр}, \quad (8)$$

где ЭЗ – эксплуатационные затраты на ТСН;

A_0 – амортизационные отчисления, руб., составляют 3,5% от капитальных вложений $A_0 = KB \times 0,035$.

A_0 для четырёх ТСН составит $1622000 \times 0,035 = 56770$ руб., для расчётных ТСН составит $1368000 \times 0,035 = 47880$ руб.;

$P_{ТО}$ – расходы на проведение ремонтов и технического обслуживания, руб.;

$C_{дэ}$ – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе, руб.;

P_r – прочие расходы, руб.» [7].

Стоимость амортизационных отчислений рассчитываем согласно цены трансформаторов, указанных в таблице 12.

Таблица 12 – Стоимость трансформаторов

Наименование оборудования	тыс. руб.
ТМ-560/6/0,4	714
ТМ-630/10/0,4	908
ТАСЛ-560/10/0,4	1368

Расходы на техническое обслуживание трансформаторного оборудования составляют 3% от капитальных вложений, но в связи с тем, что трансформаторы, подлежащие замене в первом варианте, были введены в эксплуатацию ещё в 50-е годы и на сегодняшний день они выработали свой ресурс и требуют постоянных профилактических ремонтов, то их замена является целесообразным решением. В таком случае отпадает периодичность технического обслуживания, которое возросло в 2 раза, и следует для $P_{ТО}$ применить $K = 2$.

$$P_{ТО} = KB \times 0,029, \quad (9)$$

Расходы на ремонт четырёх ТСН $= 1664000 \times 0,029 \times 2 = 96514$ руб.

Расходы на ремонт двух ТСН $= 1368000 \times 0,029 = 39672$ руб.

Прочие расходы составляют 1% от капитальных вложений:

$$P_p = KB \times 0,01, \quad (10)$$

Прочие расходы для четырёх ТСН = $166\,4000 \times 0,01 = 16640$ руб.

Прочие расходы для двух ТСН = $1368\,000 \times 0,01 = 13680$ руб.

4.2.4 Расчёт годового фонда заработной платы

«Для первого и второго варианта, фонд заработной платы будет одинаковым, поскольку оборудование относится к одному классу напряжения.

Фонд заработной платы рассчитываем по выражению 11:

$$ЗП = ТФ_{ЗП} \times K_{доп} \times K_{север} \times K_{отч}, \quad (11)$$

где $ТФ_{ЗП}$ – тарифный фонд заработной платы, руб.;

$K_{доп}$ – 125 %. (включает в себя премиальные 75%, северная надбавка 50%);

$K_{север}$ – северный коэффициент, за полярным кругом равный 1,4;

$K_{отч}$ – коэффициент отчислений составляет 26%.

Тарифный фонд заработной платы определяем по выражению 12:

$$ТФ_{ЗП} = Ч_{ТС} \times ЗТ, \quad (12)$$

где $Ч_{ТС}$ – часовая тарифная ставка, руб./час;

$$Ч_{ТС} = \frac{\text{оклад}}{176}, \quad (13)$$

где 176 – среднее число часов работы в месяц;

$ЗТ$ – затраты труда, чел. × час.

Для обслуживания трансформатора необходим электромонтёр 4 разряда, оклад которого составляет 32700 рублей.

$$Ч_{\text{тс}} = \frac{32700}{176} = 185,7 \text{ руб/час},$$

Затраты труда определяем по выражению 11.

$$ЗТ = \sum \text{у.е.} \times 18,6, \quad (14)$$

где $\sum \text{у.е.} = 4,9$ – переводной коэффициент;

18,6 – трудоёмкость обслуживания одной условной единицы, чел. × час.;

$$ЗП = 4,9 \times 18,6 = 91 \text{ чел.} \times \text{час.}$$

Фонд заработной платы на 1 трансформатор составит» [7]:

$$ТФ_{\text{ЗП}} = 185,7 \times 91 \times 1,75 \times 1,26 \times 1,4 \times 1,5 = 78245 \text{ руб.}$$

Далее производим экономическое обоснование замены трансформаторов.

4.2.5 Экономическое обоснование замены трансформаторов

Результаты проведённых расчётов сведены в таблицу 13.

Согласно данным указанным в таблице 13 видно, что замена трансформаторов позволяет снизить потери электроэнергии в 6 раз, благодаря меньшим потерям холостого хода и потерям короткого замыкания, и составит 295733 руб. в год, расходы на ремонт и техническое обслуживание снизятся на 224000 руб. в год.

Таблица 13 – Экономическое обоснование замены трансформаторов

Показатель	1 вариант	2 вариант
Демонтажно-монтажные работы	-	733400
Капитальные вложения, руб.	-	1368000
Фонд заработной платы, руб.	312980	156490
Амортизационные отчисления, руб.	56770	47880
Расходы на ремонт и тех. обслуживание	96514	39672
Прочие расходы, руб.	16640	13680
Стоимость потерь электроэнергии, руб.	352072	56339
Σ эксплуатационные затраты, руб.	834976	314061

Полная сумма выгоды замены трансформаторов составит 521000 руб. в год. При капитальных вложениях в 2101000 руб. замена трансформаторов окупится за 4 года эксплуатации.

4.3 Обоснования применения системы утилизации тепла нагрева силовых автотрансформаторов на отопление помещений ПС

4.3.1 Анализ системы утилизации тепла нагрева силовых автотрансформаторов

В РФ на сегодняшний день выпускаются все виды тепло-холодильного оборудования применяемого в промышленности.

Тепловые насосы (ТН) имеют пока относительно ограниченное применение, это объясняется развитием энергетики по пути централизованного теплоснабжения, так и недостаточным вниманием к экономии топливно-энергетических ресурсов и низким внедрением передовых энергосберегающих технологий в производство [32].

Установка трансформаторов теплоты наиболее целесообразно в случае сочетание нагрева и охлаждения в одной системе.

На сегодняшний день электропотребление тепловых насосов составляет 20–50% от передаваемой тепловой энергии.

На ПС «Красноленинская» для поддержания температуры в здании ОПУ-1 и рабочих помещениях применяется система водяного отопления с котлами, мощность каждого из которых составляет 32 кВт. После усовершенствования системы отопления эти котлы могут быть задействованы как дополнительный источник тепла.

С целью определения возможности использования технологии утилизации тепла, выделяемого силовыми автотрансформаторами, для отопления помещений ОПУ, необходимо провести математический анализ. Это позволит снизить электропотребление на собственные нужды.

Среднегодовая загрузка автотрансформаторов представлена на рисунке 9.

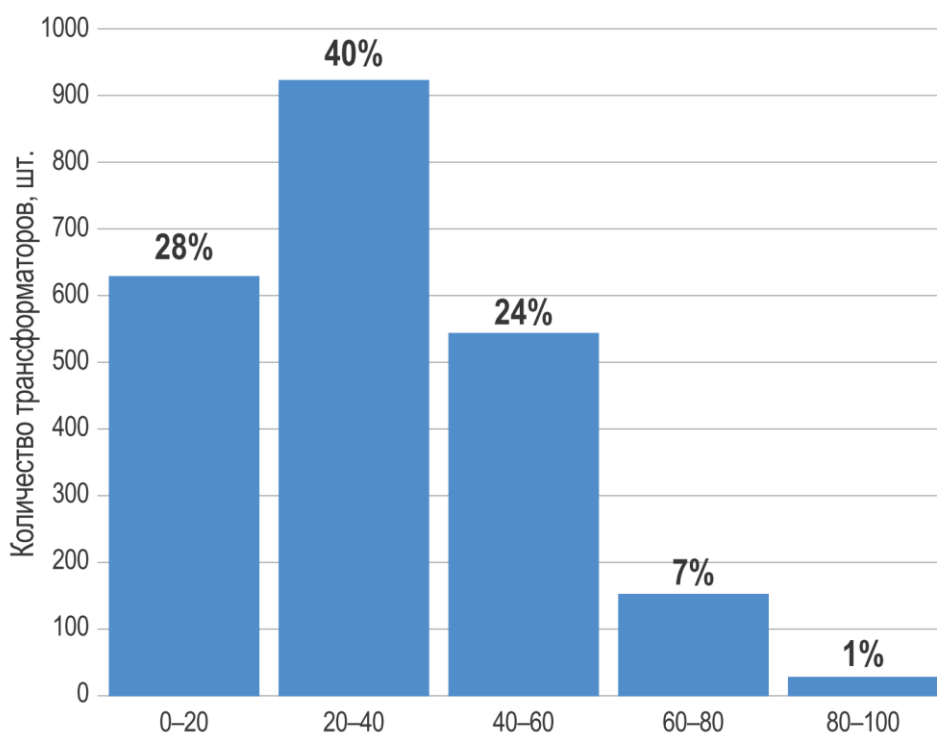


Рисунок 9 – Среднегодовая загрузка автотрансформаторов

«Система утилизации тепла трансформатора функционирует следующим образом: тепло, выделяемое при работе автотрансформатора, отбирается и передаётся в здание ОПУ. В ходе исследования работы

автотрансформатора было обнаружено, что при загрузке автотрансформатора на 40–50% и меньше температура масла в его баке в зимний период не превышает 20 – 30 °С.

Поскольку температура масла низкая, то прямого отбора тепла через водомасляный теплообменник, который встроен в маслоохладитель, недостаточно. Поэтому для повышения параметров теплоносителя используется система утилизации тепла с применением парокompрессионного теплового насоса.

Температура теплоносителя на выходе ТН зависит от эффективности насоса, которая может варьироваться от 2 до 6 в зависимости от мощности насоса и производительности компрессора.

ТН позволяют нагревать теплоноситель для отопления здания или горячего водоснабжения, используя тепло от низкопотенциального источника с температурой от 0 до 40 °С и повышая температуру теплоносителя до 50 – 80 °С.

Источник низкопотенциальной тепловой энергии должен обладать такими свойствами, как:

- постоянная температура на протяжении всего отопительного периода;
- отсутствие возможности возникновения коррозии и загрязнения в компонентах системы;
- обладать благоприятными теплофизическими характеристиками;
- целесообразное экономическое применение» [24].

Основными преимуществами искусственного охлаждения АТ и обогрева здания ОПУ является:

- возможность охлаждения оборудования до температуры значительно ниже температуры окружающей среды;
- непрерывность процесса охлаждения оборудования;
- независимость от времени года и климатических условий.

«Для обеспечения надёжности системы отбора тепла автотрансформатора используется трёхконтурная схема теплового насоса.

Структурная схема работы установки представлена на рисунке 10.

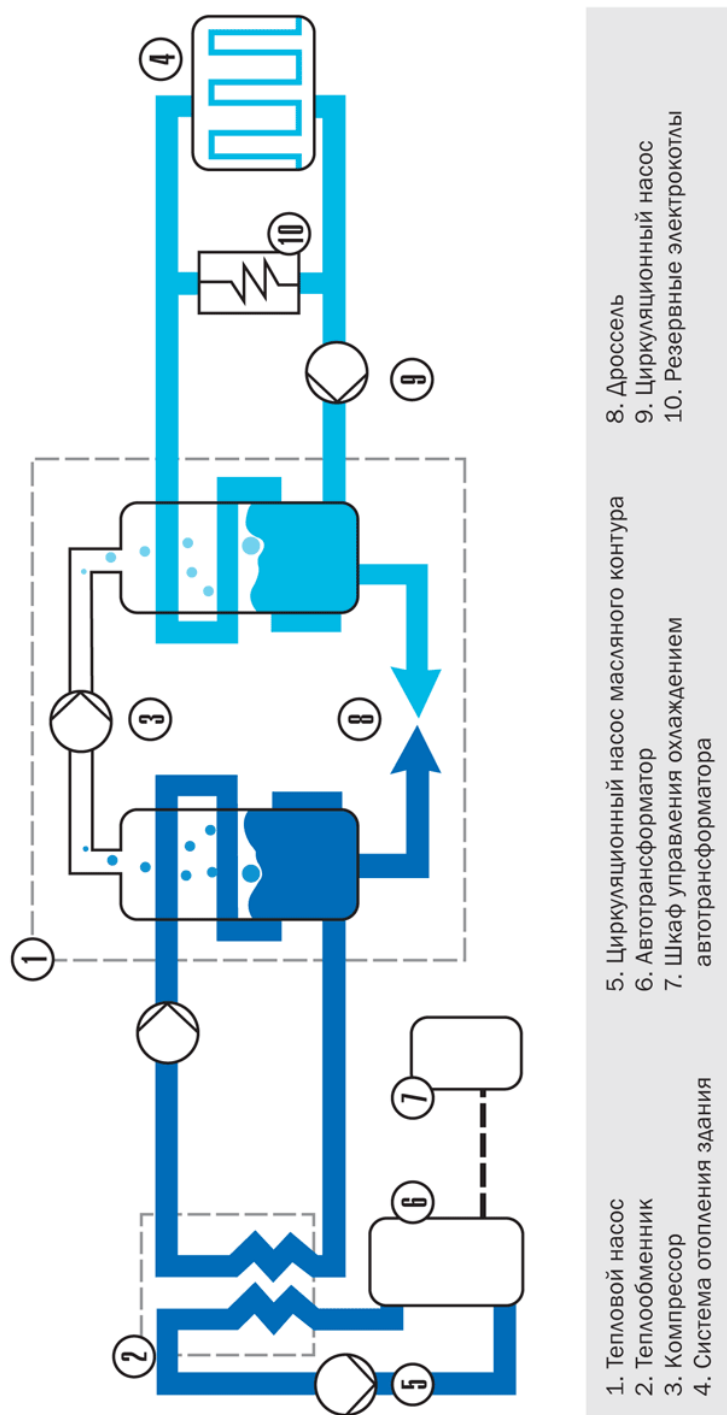


Рисунок 10 – Структурная схема работы установки утилизации тепла на ПС

Общий вид модуля отбора теплоты трансформатора показан на рисунке

11.

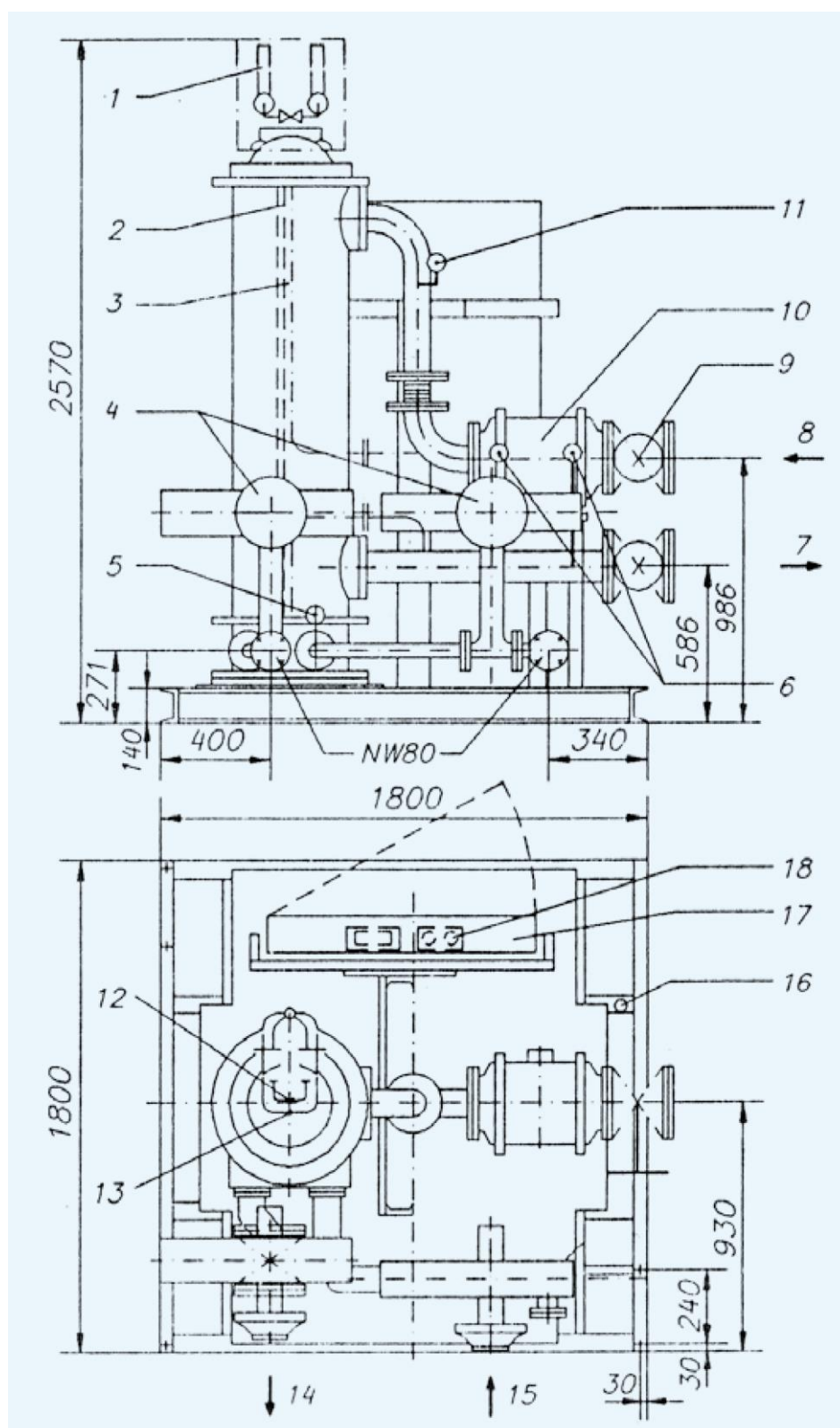


Рисунок – 11 Общий вид отбора теплоты трансформатора

«Условные обозначения к рисунку 11:

- | | |
|---|-------------------------------|
| 1 – электромагнитный клапан; | 2 – деаэрация масла; |
| 3 – трубопровод снижения давления воды; | 4 – клапан с электроприводом; |
| 5 – манометр воды; | 6 – манометр масла; |
| 7 – отвод масла; | 8 – подача масла; |
| 9 – задвижка Ду 125; | 10 – масляный насос; |
| 11 – манометр масла; | 12 – деаэрация воды; |
| 13 – деаэрация масла; | 14 – отвод воды; |
| 15 – подача воды; | 16 – фундаментный болт; |
| 17 – щит управления; | 18 – ввод кабеля» [1]. |

В первом контуре циркулирует масло с помощью штатного маслонасоса автотрансформатора между баком и теплоэффективным пластинчатым теплообменником, расположенным рядом с автотрансформатором.

Теплообменник теплового насоса подключается параллельно маслоохладителю автотрансформатора. В этом режиме циркуляция масла осуществляется через теплообменник, а подача масла — через выносной маслоохладитель, который перекрывается задвижкой с электроприводом, открывающейся при необходимости.

Во втором контуре используется вода или незамерзающая жидкость для предотвращения повреждений теплообменника при низких температурах.

Нагретая в теплообменнике жидкость с температурой от 20 до 30°C сетевым насосом подаётся в испаритель теплового насоса, где происходит испарение жидкого хладагента.

Температура воздуха, при которой тепловой насос сможет обеспечить нагрев здания до плюс 15 °C, составляет минус 30 °C. Если температура опустится ниже этого значения и будет держаться более трёх дней, а также если автотрансформатор отключится, необходимо установить резервный электрический котёл» [20].

Кроме того, в отопительный сезон теплоутилизационная установка работает как охладительный блок, что позволяет снизить энергопотребление системы воздушного охлаждения автотрансформатора.

При работе ТН возможны следующие режим регулирования производительности установки в зависимости от температуры масла в АТ и температуры воздуха в здании ОПУ:

- изменение количества одновременно работающих ТН;
- изменение длительности работы ТН;
- изменение производительности компрессора ТН;
- изменение расхода рабочего агента в ТН.

Трёхконтурная схема охлаждения автотрансформатора показан на рисунке 12.

Так как в автотрансформаторах АТДЦТН-125000/220/110/10 применяется воздушное охлаждение с принудительной циркуляцией масла, для дальнейшего использования в существующей системе водяного электрообогрева здания ОПУ планируется применить теплообменник типа «масло–вода». Модернизация системы будет минимальной, а существующий котёл будет использоваться в качестве резервного источника тепла.

«Процесс нагрева воды в теплообменнике «масло-вода» происходит следующим образом:

- нагретые верхние слои масла из бака автотрансформатора поступают в теплообменник «масло-вода», расположенный рядом с автотрансформатором.
- в теплообменнике масло отдаёт тепло воде, которая затем поступает в систему отопления здания ОПУ.

При допустимой температуре масла в автотрансформаторе в диапазоне 60 – 65°C, температура нагретой воды после теплообменника будет составлять в среднем 52 – 58°C. Этого достаточно для обогрева помещений» [7].

ТРЕХКОНТУРНАЯ СХЕМА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

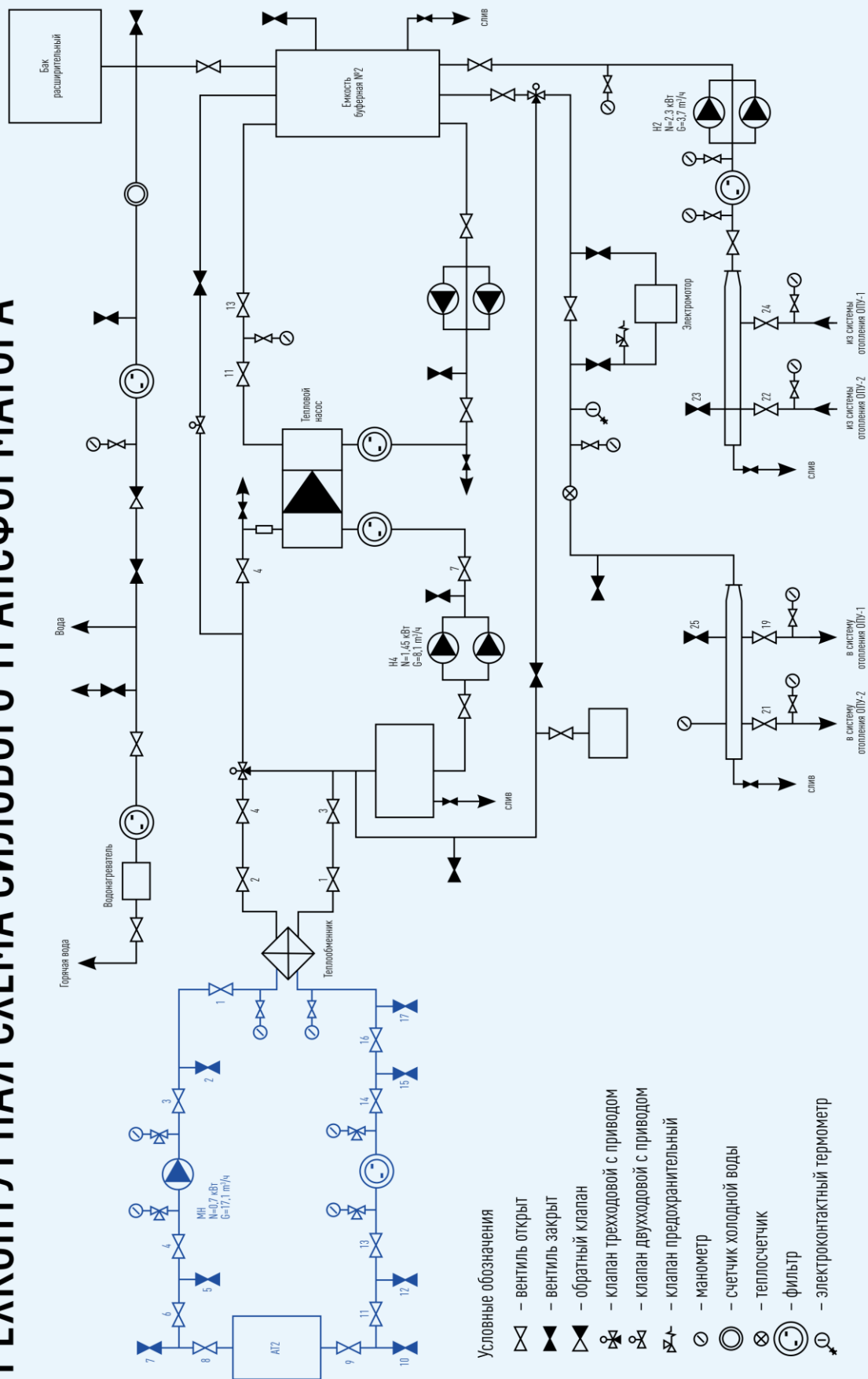


Рисунок 12 – Трёхконтурная схема охлаждения автотрансформатора

«Чтобы обеспечить безопасную работу установки и снизить возможные риски, связанные с использованием автотрансформатора, были предприняты следующие конструктивные меры:

- применение двухстенного теплообменника типа «масло-вода» для предотвращения смешивания сред и, как результат, попадания воды в бак автотрансформатора;
- установка автоматического клапана, который блокирует подачу масла при остановке масляного насоса.

4.3.2 Тепловой расчёт силового автотрансформатора

В трансформаторе, работающем на основе электромагнитных принципов, происходит преобразование энергии, которое сопровождается различными потерями. Большая часть этих потерь приводит к выделению тепла и повышению температуры в активных и конструктивных компонентах трансформатора.

Допустимое значение температуры элементов конструкции автотрансформатора указаны в таблице 14. Для исключения превышения допустимых значений температуры автотрансформатор оснащается системой принудительного охлаждения.

Таблица 14 – Допустимые превышения температуры окружающей среды

Элемент	Превышение температуры, °С
Обмотки	65
Наружные поверхности магнитопровода и конструктивных частей	75
Масло в верхних слоях: при герметизированном исполнении	60
в остальных случаях	55

Задача расчёта теплового режима автотрансформатора заключается в определении зависимости изменения температуры масла в теплообменнике, от температуры окружающей среды при номинальной загрузке автотрансформатора.

При расчёте нагрузки обмотки низкого напряжения 10,5 кВ, питающая ТСН подстанции, незначительна по отношению к стороне 110 кВ и 220 кВ, и принимаем равной нулю

Тепловой расчёт автотрансформатора выполняем для заданной мощности и соответствующей ему конструкции бака, согласно номинальным данным автотрансформатора указанным в таблице 14, и таблице 15, принимая загрузку АТ на 70 % [25].

Таблица 15 – Номинальные данные автотрансформаторов

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт		U _{кз} , %			I _{хх} , %
		ВН	СН	НН	ΔP _{хх}	ΔP _{кз}	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
АТДЦТН-125000/220/110/10	125	230	121	11	65	315	11	45	28	0,4

Поток тепловой энергии, излучаемый автотрансформатором, зависит от его нагрузки определяем по выражению 15 с использованием графика нагрузок АТ показанного на рисунке 13.

$$Q_{AT} = \Delta P_{AT} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{kz} k_z^2, \quad (15)$$

$$Q_{AT} = \Delta P_{AT} = 65 + 315 \times 0,7^2 = 219 \text{ кВт.}$$

«где Q_{АТ} – тепловой поток, отдаваемый поверхностью бака воздуху за счёт теплоотдачи и излучения, кВт;

ΔP_{АТ} – суммарные потери мощности в автотрансформаторе, кВт;

ΔP_{хх} и ΔP_{кз} – потери мощности холостого хода и короткого замыкания, кВт;

k_3 – коэффициент загрузки автотрансформатора, $k_3=S/S_n$ и равный согласно графику нагрузок согласно рисунку 13 в зимний период – 0,7;

S_n – номинальная мощность автотрансформатора;

S – фактическая мощность автотрансформатора» [25].

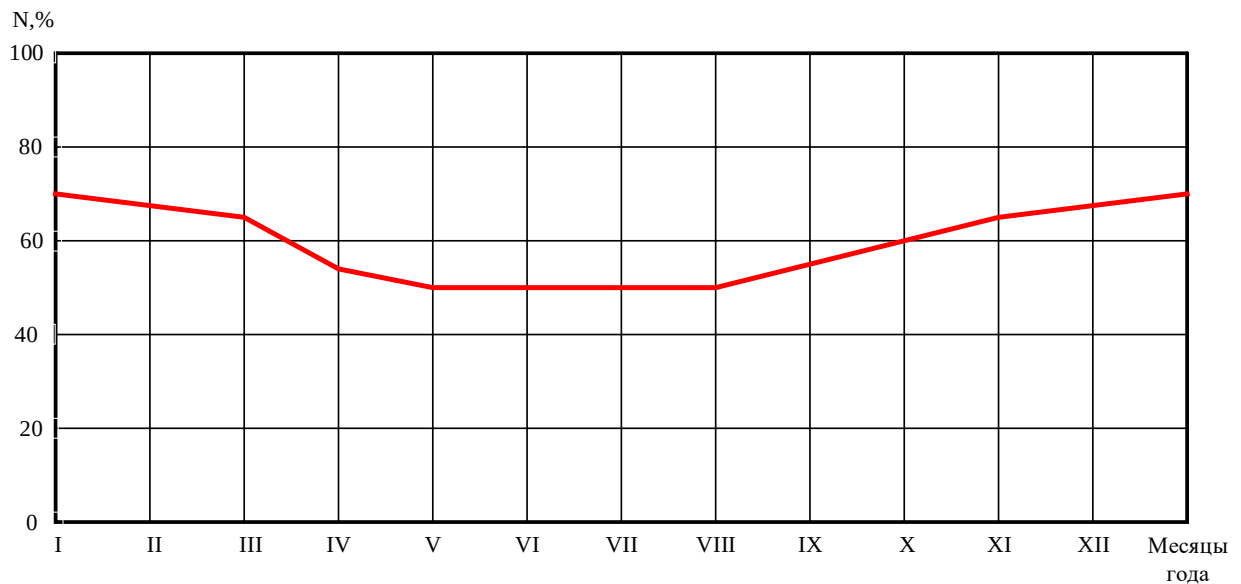


Рисунок 13 – Годовой график нагрузок ЗАТ, 4АТ

Для расчётного режима среднее превышение температуры стенки бака над воздухом °С, определяем по выражению 16 и 17:

$$F_{\text{л}} = F_{\text{к}} = (2(A - B) + \pi \times B)H + 0,75F_{\text{кр}}, \quad (16)$$

$$F_{\text{л}} = F_{\text{к}} = (2(9,660 - 3,332) + 3,14 \times 3,332) \times 4,020 + 0,75(3,14 \times 9,660 \times 3,332) = 92,9 + 75,8 = 168,37 \text{ м}^2.$$

«где $F_{\text{л}}$ и $F_{\text{к}}$ – площадь поверхности бака АТ в м^2 , отдающая теплоту излучением и конвекцией. Для гладкого бака поверхности $F_{\text{к}}$ и $F_{\text{л}}$ равны его внешней расчётной площади поверхности, которую определяем для овального бака, м^2 ;

A, B, H , – размеры бака, м;

$F_{кр}$ – поверхность крышки бака, m^2 ;

0.75 – коэффициент, учитывающий закрытие части поверхности крышки изоляторами вводов ВН и НН и различной арматурой» [25].

$$\Delta t_{c-b} = \left(\frac{\Delta P_{AT}}{2,8F_{л} + 2,5F_{к}} \right)^{0,8}, \quad (17)$$
$$\Delta t_{c-b} = \left(\frac{219000}{2,8 \times 168,37 + 2,5 \times 168,37} \right)^{0,8} = 81.6^{\circ}C$$

Среднее превышение температуры масла над температурой стенки бака, $^{\circ}C$, определяем по выражению 18:

$$\Delta t_{m-c} \cong 0,165 \times k \left(\frac{\Delta P_{AT}}{F_{к}} \right)^{0,6}, \quad (18)$$
$$\Delta t_{m-c} \cong 0,165 \times 1 \left(\frac{219000}{168,37} \right)^{0,6} = 12^{\circ}C$$

где $k = 1$ – при естественном охлаждении масла и

$k = 0,9$ – при охлаждении с дутьём.

Превышение температуры масла в верхних слоях бака над температурой окружающего воздуха, определяем по выражению 19:

$$\Delta t_{m-b} = \theta(\Delta t_{c-b} + \Delta t_{m-c}), \quad (19)$$
$$\Delta t_{m-b} = 1(81,6 + 12) = 93.6^{\circ}.C$$

где $\theta = 1$ – для гладких баков,

Возможный объём теплоты, передаваемый маслом через теплообменник, кВт, при температуре наружного воздуха минус $30^{\circ}C$ рассчитываем по выражениям 20, 21:

$$Q = k \times F_{к} \times \Delta t_{m-b} \quad (20)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{a_{\text{вн}}} + \frac{\delta}{\lambda_c} + \frac{1}{a_{\text{н}}}} \quad (21)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{2} + \frac{5}{45,55} + \frac{1}{2,2}} = 0,95,$$

$$Q = 0,95 \times 168,37 \times 93,6 = 14917 \text{ Вт},$$

«где k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²×К);

δ – толщина стенки бака, равная 5 мм;

λ_c – коэффициент теплопроводности бака, выполненного из стали, равный 45,55 Вт/(м²×К);

$a_{\text{вн}}, a_{\text{н}}$ – коэффициенты теплоотдачи с внутренней и наружной поверхности стенки бака, Вт/(м²×К)» [25].

Основные технические характеристики теплового насоса указаны в таблице 16.

Таблица 16 – Технические характеристики теплового насоса «масло-вода»

Электропитание		380 В 50 Гц	
Нагрев	Производительность (мин.–макс.)	кВт	6 (1,8 – 8,7)
	Потребляемая мощность	кВт	1,2
	Сезонная энергоэффективность SCOP		5,2
	Расход масла НБ	м ³ /ч	–
Охлаждение	Производительность (мин.–макс.)	кВт	5(1,4 – 5,8)
	Потребляемая мощность	кВт	1,3
	Сезонная энергоэффективность SCOP		10
	Расход масла НБ	м ³ /ч	–
Нагрев воды в режиме прямого нагрева		°С	38 – 65
Гарантированный диапазон наружных температур		°С	-40 - +40

Для дальнейших расчётов принимаем к установке на один автотрансформатор трёх тепловых насосов по одному на каждую рабочую группу маслоохладителя.

«Суммарное потребление электроэнергии тепловыми насосами 3,6 кВт/ч, а выдача тепловой энергии при этом 18 кВт/ч на один автотрансформатор, что достаточно для поддержания температуры автотрансформатора в номинальном режиме работы автотрансформатора» [27].

С двух автотрансформаторов с тепловыми насосами можно получить 36 кВт тепловой энергии, что при норме 100 Вт/м² достаточно для обогрева здания ОПУ общей площадью 288 м² при температуре наружного воздуха минус 30 °С.

4.3.3 Расчёт одноступенчатого парокомпрессионного теплового насоса

Система парокомпрессионного теплового насоса включает в себя ряд элементов:

- трансформатор теплоты;
- трубопроводы для транспортировки хладагента;
- объекты потребления, использующие энергоноситель.

Объектами потребления тепловой энергии являются АТ и помещения здания ОПУ.

Для расчёта парокомпрессионного теплового насоса в качестве хладагента используем озонобезопасный фреон R152a.

Изменение температур сред в испарителе и конденсаторе показаны на рисунке 14.

Схема и расчётный цикл в p , h -диаграмме парокомпрессионного теплового насоса показаны на рисунке 15.

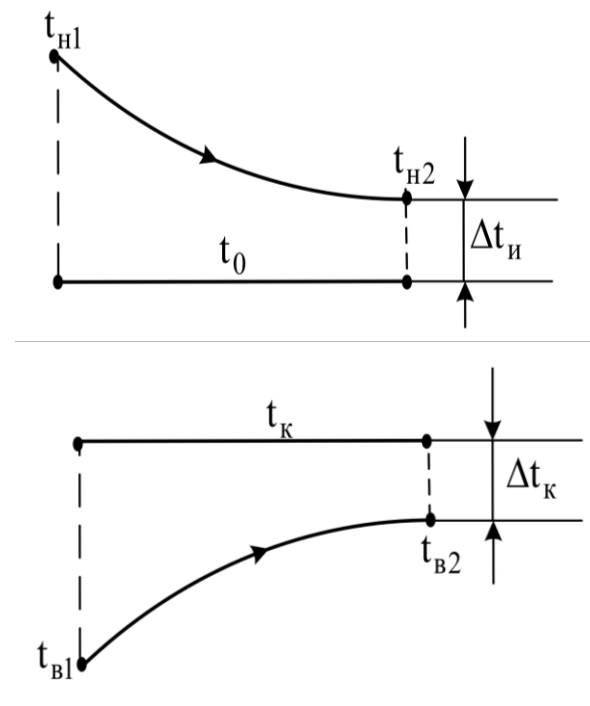


Рисунок 14 – Изменение температур сред в испарителе и конденсаторе

«где Q_{TH} – тепловая нагрузка теплового насоса равна 5 кВт;

t_{H1} – температура низкопотенциального теплоносителя на входе в тепловой насос 45 °С;

t_{H2} температура низкопотенциального теплоносителя на выходе из теплового насоса 25 °С;

t_{B1} – температура высокопотенциального теплоносителя на входе в тепловой насос 50 °С;

t_{B2} – температура высокопотенциального теплоносителя после теплового насоса 65 °С;

t_0 – температура окружающей среды 30 °С;

$\Delta t_{\text{И}}$ – перепад температуры на выходе из испарителя 5 °С;

$\Delta t_{\text{К}}$ – перепад температуры на выходе из конденсатора 5 °С.

В расчётном тепловом насосе планируется применить в качестве хладагента пожаро-взрывобезопасный (5 класс безопасности), нетоксичный фреон марки R152a.

Для выполнения расчета строим цикл работы теплового насоса на $p(h)$ диаграмме холодильного агента, используемого в тепловом насосе. Для этого нужно определить параметры узловых точек» [29].

«Определяем параметры узловой точки 1.

Температуру испарения фреона рассчитываем по выражению 22:

$$t_{\text{и}} = t_{\text{н2}} - \Delta t_{\text{и}}, \quad (22)$$

где $t_{\text{и}}$ – температуру испарения фреона.

$$t_{\text{и}} = 25 - 5 = 20 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

Используя $p(h)$ диаграмму определяем значения давления испарения фреона p и энтальпии h 1 в точке 1 находящейся на пересечении изотермы, соответствующей температуре испарения фреона, и линии насыщения пара как показано на рисунке 13» [7].

Определяем параметры узловой точки 3 по выражению 23:

$$t_{\text{к}} = t_{\text{в2}} + \Delta t_{\text{к}}, \quad (23)$$
$$t_{\text{к}} = 65 + 5 = 70 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

«Согласно $p(h)$ диаграммы определяем значения давления конденсации фреона $p_{\text{к}}$ и энтальпии h 3 в точке 3 на пересечении изотермы, соответствующей температуре конденсации фреона, и линии насыщения жидкости (левой пограничной кривой).

Узловая точка 2а соответствует концу адиабатического сжатия фреона в компрессоре и находим графическим способом: на линии пересечения постоянной энтропии, проходящей через точку 1, и линии изобары, проходящей через точку 3.

Узловая точка 2 соответствует давлению конденсации фреона, температуру определяем согласно графику, а значение энтальпии находим с помощью адиабатного КПД компрессора по выражению 24 и 25» [7].

$$h_2 = h_1 + \frac{h_{2a} - h_1}{\eta_a}, \quad (24)$$

$$\eta_a = 0,98 \frac{273 + t_o}{273 + t_k}, \quad (25)$$

$$\eta_a = 0,98 \frac{273 + 30}{273 + 70} = 0,86,$$

$$h_2 = 520 + \frac{565 - 520}{0,86} = 572 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

«Параметры узловой точки 4 находим графическим путём на линии пересечения постоянной энтальпии, проходящей через точку 3, и линии постоянного давления, проходящей через точку 1, согласно диаграмме показанной на рисунке 15.

Все параметры расчётных узловых точек парокомпрессионного теплового насоса заносим в таблицу 17 и отмечаем получившийся цикл на p(h) диаграмме на рисунке 15» [7].

Таблица 17 – Параметры узловых точек цикла парокомпрессионного теплового насоса

Узловые точки	1	2	2а	3	4
Температура, t, °С	5	70	87	70	4
Давление, p, Па	0,5	1,9	1,9	1,9	0,5
Энтальпия, h, кДж/кг	520	572	565	325	325

«Производим расчёт удельных тепловых нагрузок в узлах парокомпрессионного ТН и выполним проверку найденных значений с помощью теплового баланса» [7].

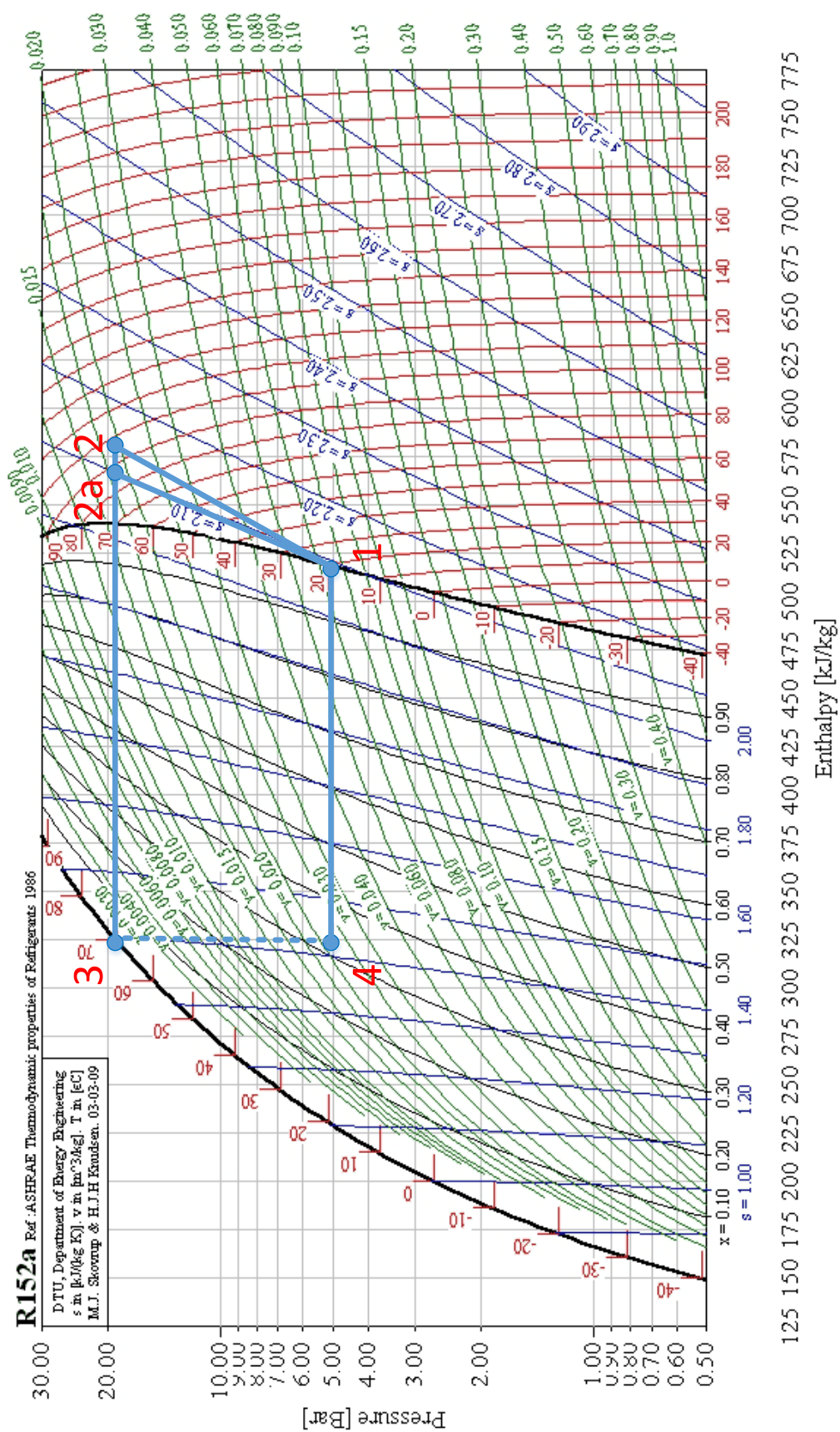


Рисунок 15 – Цикл парокомпрессионного теплового насоса и фреона R152a

Удельную тепловую нагрузку в испарителе определяем согласно выражению 26:

$$q_{\text{и}} = h_1 - h_4, \quad (26)$$
$$q_{\text{и}} = 520 - 325 = 195 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

где $q_{\text{и}}$ – удельная тепловая нагрузка в испарителе, кДж/кг.

Удельную тепловую нагрузку в конденсаторе определяем по выражению 27:

$$q_{\text{к}} = h_2 - h_3, \quad (27)$$
$$q_{\text{к}} = 572 - 325 = 247 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

где $q_{\text{к}}$ – удельная тепловая нагрузка в конденсаторе, кДж/кг.

Удельная тепловая нагрузка теплового насоса равна:

$$q_{\text{к}} = q_{\text{тн}} = 247 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$
$$q_{\text{тн}} = 247 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

где $q_{\text{тн}}$ – удельная тепловая нагрузка теплового насоса, кДж/кг.

Удельную работу сжатия фреона в компрессоре определяем по выражению 28:

$$l_{\text{сж}} = h_2 - h_1, \quad (28)$$
$$l_{\text{сж}} = 572 - 520 = 52 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

где $l_{\text{сж}}$ – удельная работа сжатия фреона в компрессоре, кДж/кг.

Тепловой баланс определяем по выражению 29:

$$q_{\text{и}} + l_{\text{сж}} = q_{\text{к}}, \quad (29)$$
$$195 + 52 = 247 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

«Тепловой баланс работы ТН сошёлся, расчёт узловых точек и удельных тепловых нагрузок произведён правильно.

Далее выполняем расчёт показателей энергетической эффективности теплового насоса» [30].

Коэффициент преобразования теплоты рассчитываем по выражению 30:

$$\mu = \frac{q_{\text{к}}}{l_{\text{сж}}}, \quad (30)$$
$$\mu = \frac{247}{52} = 4,7,$$

где μ – коэффициент преобразования теплоты.

Коэффициент преобразования электроэнергии рассчитываем по выражению 31:

$$\mu_{\text{э}} = \eta_{\text{э.м.}} \eta_{\text{э.л.}} \mu, \quad (31)$$
$$\mu_{\text{э}} = 0,95 \times 0,8 \times 3,9 = 2,96.$$

Степень повышения давления в компрессоре рассчитываем по выражению 32:

$$\varepsilon = \frac{p_{\text{к}}}{p_{\text{и}}}, \quad (32)$$
$$\varepsilon = \frac{1,9}{0,5} = 3,8.$$

Среднюю логарифмическую температуру низкопотенциального теплоносителя рассчитываем по выражению 33.

$$T_{\text{ср.н.}} = \frac{t_{\text{н1}} - t_{\text{н2}}}{\ln \frac{t_{\text{н1}} + 273}{t_{\text{н2}} + 273}}, \quad (33)$$

$$T_{\text{ср.н.}} = \frac{45 - 25}{\ln \frac{45 + 273}{25 + 273}} = 307 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

«Значение эксергетической функции низкопотенциального теплоносителя рассчитываем по выражению 34 и проверяем, что полученное значение находится в пределах от 0 до 1» [7].

$$\tau_{\text{н}} = \frac{T_{\text{ср.н.}} - (t_0 + 273)}{T_{\text{ср.н.}}}, \quad (34)$$

$$\tau_{\text{н}} = \frac{307 - (30 + 273)}{307} = 0,01.$$

Рассчитываем эксергию, отданную низкопотенциальным теплоносителем в испарителе по выражению 35.

$$e_{\text{н}} = \tau_{\text{н}} q_{\text{и}}, \quad (35)$$

$$e_{\text{н}} = 0,01 \times 195 = 1,95 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Рассчитываем среднюю логарифмическую температуру высокопотенциального теплоносителя по выражению 36.

$$T_{\text{ср.в.}} = \frac{t_{\text{в2}} - t_{\text{в1}}}{\ln \frac{t_{\text{в2}} + 273}{t_{\text{в1}} + 273}}, \quad (36)$$

$$T_{\text{ср.в.}} = \frac{65 - 50}{\ln \frac{65 + 273}{50 + 273}} = 330 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

«Значение эксергетической функции высокопотенциального теплоносителя рассчитываем по выражению 37 и проверяем, что полученное значение находилось в пределах от 0 до 1» [7].

$$\tau_B = \frac{T_{\text{ср.в.}} - (t_o + 273)}{T_{\text{ср.в.}}}, \quad (37)$$

$$\tau_B = \frac{330 - (30 + 273)}{330} = 0,08.$$

Эксергию отданную высокопотенциальным теплоносителем рассчитываем по выражению 38.

$$e_B = \tau_B q_K, \quad (38)$$

$$e_B = 0,08 \times 247 = 19,76 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Эксергию электроэнергии, потребляемой электродвигателем рассчитываем по выражению 39.

$$e_3 = W = \frac{l_{\text{сж}}}{\eta_{\text{э.м.}} \eta_{\text{э.}}}, \quad (39)$$

$$e_3 = W = \frac{52}{0,95 \times 0,8} = 68 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Эксергетический КПД парокompрессионного ТН рассчитываем по выражению 40:

$$\eta_{\text{э.}} = \frac{e_B}{e_H + e_3}, \quad (40)$$

$$\eta_{\text{э.}} = \frac{19,76}{1,95 + 68} = 0,28.$$

Определяем тепловую нагрузку в узлах ТН по значению массового расхода хладагента по выражению 41:

$$G_{\text{ха}} = \frac{Q_{\text{ТН}}}{q_{\text{ТН}}}, \quad (41)$$

$$G_{\text{ха}} = \frac{5}{247} = 0,02 \text{ кг/сек.}$$

Рассчитываем полные нагрузки на узлы парокомпрессионного теплового насоса по 42, 43, 44:

– в испарителе:

$$Q_{\text{и}} = G_{\text{ха}} q_{\text{и}}, \quad (42)$$

$$Q_{\text{и}} = 0,02 \times 195 = 3,947 \text{ кВт.}$$

– в компрессоре:

$$N = G_{\text{ха}} W, \quad (43)$$

$$N = 0,02 \times 68 = 1,36 \text{ кВт.}$$

– в конденсаторе:

$$Q_{\text{к}} = G_{\text{ха}} q_{\text{к}}, \quad (44)$$

$$Q_{\text{к}} = 0,02 \times 247 = 4,94 \text{ кВт.}$$

По выполненным расчётам подтверждено правильность выбранных ТН для охлаждения масла в автотрансформаторах и обогрева здания ОПУ во всём диапазоне рабочих температур автотрансформатора и наружного воздуха.

Использование тепла автотрансформаторов на обогрев помещений здания ОПУ снизит расход электроэнергии на СН ПС до 135642,5 кВт/год или 14% от суммарного потребления электроэнергии на СН ПС.

Применяя СУТТ на обогрев зданий ПС, позволит сэкономить электроэнергии на 321 000 руб. в год.

Экономия электроэнергии от остановки вентиляторов обдува автотрансформаторов составит 259470 кВт/год или 30% от суммарного потребления электроэнергии на СН ПС.

Общая экономия за отопительный сезон составит 44 % от суммарного потребления электроэнергии на СН ПС.

4.3.4 Дополнительные мероприятия, обеспечивающие снижение потребления тепловой энергии

«В целях оптимизации потребления тепловой энергии в технологических и общественных помещениях в здание ОПУ предлагается реализовать ряд дополнительных мероприятий, направленных на снижение энергопотребления.

В частности, предлагается осуществить следующие действия:

- зонирование помещений в зависимости от их функционального назначения и требуемого температурного режима;
- модернизация системы отопления здания с применением энергоэффективных низкотемпературных радиаторов отопления, оснащённых термостатическими датчиками, а также переход от однотрубной системы отопления к двухтрубной» [9].

Пример температурного зонирования помещения ОПУ показан на рисунке 16, с указанием температурного разделения помещений до и после модернизации.

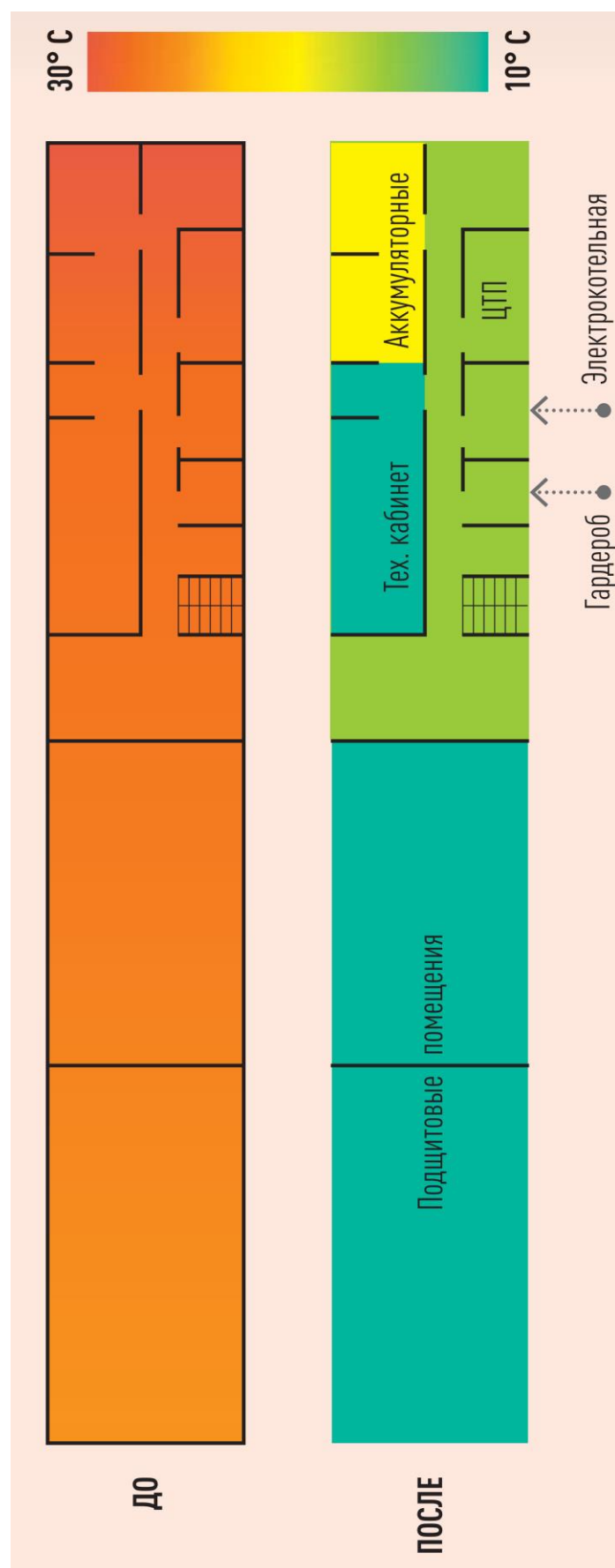


Рисунок 16 – Температурное зонирование помещений ОПУ

Выводы по разделу 4.

По произведённым расчётам распределения потребляемой мощности между ТСН и суммарного потребления электроэнергии на СН ПС «Красноленинская» выявлено, что 1ТСН и 2ТСН загружены всего на 2% это говорит о том, что потерями электроэнергии в схеме питания 1ЩСН-0,4 является холостой ход трансформаторов 1ТСН и 2ТСН. В связи с этим можно сделать вывод, что эксплуатация данных трансформаторов в дальнейшем не целесообразна.

В связи с этим можно сделать вывод, что эксплуатация данных трансформаторов в дальнейшем не целесообразна.

3ТСН и 4ТСН имеют оптимальную загрузку, но так как данные трансформаторы введены в работу в 50-е годы и для проведения технического обслуживания затрачивается в два раза больше средств, выполнен расчёт экономической выгоды замены этих трансформаторов.

В экономическом расчёте подтверждена выгода замены существующих трансформаторов на энергоэффективные с целью снижения потерь электроэнергии на СН ПС, это приведёт к снижению потери электроэнергии в трансформаторах в 6 раз.

«Переход электроснабжения собственных нужд ПС с четырёхтрансформаторной на двухтрансформаторную схему питания с применением энергоэффективных трансформаторов позволяет снизить потери электроэнергии в трансформаторах с 50368 кВт/год до 8060 кВт/год. Это составляет 4,4% от общего годового потребления электроэнергии в схеме СН ПС» [6].

Полная сумма выгоды замены трансформаторов составит 521000 рублей в год при капитальных вложениях 2101000 рублей, замена трансформаторов окупится за 4 года эксплуатации.

Произведён расчёт возможности использования тепла, излучаемого автотрансформаторами, в целях отопления помещений здания ОПУ, путём установки в стационарную систему охлаждения автотрансформатора

теплообменника «масло-вода» с встроенным тепловым насосом, который производит передачу тепла от трансформаторного масла к теплоносителю.

На основании данного расчёта произведён анализ возможной температуры масла в теплообменнике в зависимости от нагрузки АТ и температуры окружающего воздуха.

Согласно проведённым расчётам с двух автотрансформаторов можно получить 36 кВт тепловой энергии, что при норме 100 Вт/м^2 , этого достаточно для обогрева здания ОПУ общей площадью 288 м^2 .

«Обеспечивая в отопительный период температуру воздуха в отапливаемых помещениях здания ОПУ не ниже плюс 18°C при наличии в помещениях обслуживающего персонала и не ниже плюс 5°C при отсутствии обслуживающего персонала и температуре наружного воздуха до минус 30°C » [8].

Заключение

В рассматриваемом вопросе энергосбережения, в схеме собственных нужд подстанции, произведён анализ электрической схемы ПС и состава основного оборудования.

На основании выполненного анализа:

- выявлены основные источники и причины неоптимального потребления электроэнергии;
- определены способы повышения энергетической эффективности подстанции;
- предложены технические и организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии в собственных нуждах подстанции.

Для анализа нерационального использования электроэнергии был проведён расчёт нагрузки СН ПС «Красноленинская», и выполнено сравнение с нормативными данными указанными в инструкции по нормированию. В результате выяснилось, что трансформаторы 1ТСН и 2ТСН работают с загрузкой всего 2%. Это указывает на то, что основные потери электроэнергии в данном случае связаны с холостым ходом трансформатора. В связи с этим сделан вывод, что эксплуатация 1ТСН и 2 ТСН в дальнейшем не целесообразно, и необходимо рассмотреть возможность изменения схемы в целях исключения данных трансформаторов.

3ТСН и 4ТСН имеют оптимальную загрузку, но так как данные трансформаторы введены в эксплуатацию в 50-е годы и для проведения технического обслуживания затрачивается в два раза больше средств, по сравнению с современными трансформаторами, которые выпускают с применением новых технологий. Выполнен расчёт экономической выгоды замены данных трансформаторов согласно «Положению ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе 2013» на трансформаторы с аморфным сердечником.

После проведения необходимых расчётов выявлено, что переход электроснабжения СН ПС с четырёхтрансформаторной на двухтрансформаторную схему питания с использованием энергоэффективных трансформаторов снизит потери электроэнергии в трансформаторах в 6 раз с 50368 кВт/год до 8060 кВт/год, что составит 4,4 % от общего потребления электроэнергии на СН ПС.

Согласно расчётам, замена трансформаторов позволяет снизить потери электроэнергии на 295733 руб. в год, а также эксплуатационные расходы снизятся на 224 000 руб. в год.

Полная сумма выгоды замены трансформаторов составит 520 000 руб., и при капитальных вложениях в 2 101 000 руб. замена трансформаторов окупится за 4 года эксплуатации.

В экономическом расчёте подтверждена выгода замены данных трансформаторов СН с целью снижения потерь электроэнергии на СН ПС.

Так же в целях оптимизации затрат на электроэнергию, потребляемую для собственных нужд, был проведён анализ количества тепла, выделяемого АТ, при температуре окружающего воздуха минус 30 °С.

Определено, что выделяемое тепло можно использовать для отопления здания ОПУ. Для этого в систему охлаждения автотрансформаторов рассмотрена возможность установки теплообменников с тепловыми насосами, с целью отбора тепла у трансформаторного масла и передачи его теплоносителю.

В качестве теплоносителя при выполнении расчётов используется вода, которая обладает большой теплоёмкостью и, что немаловажно низкой стоимостью.

Так как на ПС уже применяется система водяного отопления, то эта система отопления потребует минимальных затрат для модернизации системы отопления ОПУ.

На основании данного расчёта произведён анализ возможной температуры масла в теплообменнике АТ в зависимости от нагрузки и температуры окружающего воздуха.

Результаты произведённого анализа показали, что эксплуатация автотрансформаторов с тепловыми насосами в качестве маслоохладителей с суммарной тепловой мощностью 18 кВт на один автотрансформатор достаточно для поддержания номинальной температуры масла, а также для обогрева здания ОПУ общей площадью 288 м², при норме 100 Вт/м² и при температуре наружного воздуха минус 30° С.

Использование тепла автотрансформаторов на обогрев помещений здания ОПУ снизит расход электроэнергии на СН ПС до 4,6 кВт/год или 14% от суммарного потребления электроэнергии на СН ПС.

Экономия электроэнергии от остановки вентиляторов обдува автотрансформаторов составит 259470 кВт/год или 30% от суммарного потребления электроэнергии на СН ПС.

Общая экономия за отопительный сезон составит 44 % от суммарного потребления электроэнергии на СН ПС.

Совместное использованием СУТТ и энергоэффективных трансформаторов с целью снижения расхода электроэнергии на собственные нужды ПС 220 кВ «Красноленинская» достигло 48,4% от суммарного потребления электроэнергии на СН ПС.

Графическое изображение снижения расхода электроэнергии на СН ПС показано на рисунке 17.

В качестве объекта для внедрения энергосберегающих технологий, подстанция обладает значительным потенциалом для снижения потребления электроэнергии и демонстрирует высокие экономические показатели эффективности.



Рисунок 17 – График снижение расхода электроэнергии на СН ПС

Применение на практике технологий, направленных на экономию энергии, и достижение положительного результата должно сделать возможным их массовое использование на подстанциях.

Большая часть энергосберегающих мероприятий связана с заменой морально устаревшего электрооборудования подстанции, поэтому очевидно, что их реализация принесёт наибольший эффект.

В данной работе рассматривается возможность существенного снижения потребления электроэнергии собственных нужд ПС, описывается технология, позволяющая снизить потребление электроэнергии на собственные нужды, как на существующем объекте, так и на вновь строящемся.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Абдурахманов А. М., Василенко Н. Е., Глушкин С. В., Плотников В. В., Шунтов А. В. О характеристиках надёжности трансформаторов в основных сетях энергосистемы//Электричество. 2018.№4.
2. Воротницкий В. Э. Системы утилизации тепла трансформаторов и автотрансформаторов 220–750 кВ ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС.
3. Воротницкий В. Э. Системы утилизации тепла трансформаторов и автотрансформаторов 220–750 кВ//Энергия единой сети. 2014. № 6 (17). С. 32–42.
4. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35 - 500 кВ. РД 34.09.208. 1981. – 14 с.
5. Карев С. В. Энергосберегающий силовой трансформатор // Современные тенденции в науке, технике, образовании: сб. науч. трудов. – Смоленск: МНИЦ «Наукосфера», 2018. – 108-110 с. ISBN – 978-5-906978-17-2 ISBN – 978-5-906978-19-6.
6. Кокин С. Е., Дмитриев С. А., Хальясмаа А. И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. унта, 2015.100 с.
7. Лапаева О. В. Трансформация энергетического сектора экономики при переходе к энергосберегающим технологиям и возобновляемым источникам энергии [Электронный ресурс]: URL: http://vestnik.osu.ru/2010_13/8.pdf (дата обращения 15.11.2023).
8. Низкотемпературные процессы и установки: учебное пособие П. В Луканин, Г. А Морозов. – СПб.:ВШТЭ СПбГУПТ, 2022 – 135 с.
9. Нагаев Д. А., Мезин А.В. Энергосбережение и энергосберегающие технологии / Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологий. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2017. С. 264-268.
10. Надёжность систем энергетики и их оборудования. Справочник: В 4-х т./Под общей ред. Ю. Н. Руденко. Т.2. Надёжность электроэнергетических

систем. Справочник/Под ред. М.Н. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000. 568 с.

11. Национальный проект «Энергоэффективная подстанция». От пилотных проектов до типовых решений. Г. К. Гладовский, А. П. Мерзликин, Ю. А. Загурский – «Россети ФСК ЕЭС», Е. Ю. Давыдов, М. А. Калинкина К.Т.Н., И. А. Паринов, И. В. Рябин – «НТЦ Россети ФСК ЕЭС», В. Э. 2021

12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. 135 с.

13. Ошибочные и нерациональные решения, дискуссионные вопросы <http://news.elteh.ru/arh/2011/70/05.php>

14. Папков Б. В., Пашали Д. Ю. Надёжность и эффективность электроснабжения: учебное пособие. Уфа: УГАТУ, 2005. 380 с.

15. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе» (утв. Советом директоров ОАО «Россети», протокол от 23.10.2013 № 138, введено в действие Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС», протокол от 27.12.2013 № 208).

16. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общ. ред. Ф. Л. Когана. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

17. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. 2003г. – 648 с.

18. Рябин Т. В., Давыдов Е. Ю., Паринов И. А. Возможности снижения расхода энергии на собственные нужды подстанций. Опыт ПАО «ФСК ЕЭС» // Энергосбережение, 2016, № 6. – 36 – 42 с.

19. Рябин Т. В., Паринов И. А. Пилотные проекты как этап создания энергоэффективных подстанций ПАО «ФСК ЕЭС»//Энергия единой сети. 2015. № 3 (20). С. 16–27.

20. СП 131.13330.2012 Строительная климатология (Актуализированная редакция СНиП 23-01-99), 2013. – 54с.

21. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС), ПАО «ФСК ЕЭС».
22. СТО 56947007-29.240.40.263-2018 Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения, ПАО «ФСК ЕЭС» 2018.
23. Столетов В. М. Системы динамического охлаждения и отопления: комфортное жизнеобеспечение. – 2009.
24. Трякин А. О. УДК 621.3.017.71/72 Методика теплового расчёта силового масляного трансформатора с системой охлаждения типа «НДЦ» 2013.
25. Укрупнённые нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства. № 10 2019. – 106 Хренников А.Ю. Высоковольтное оборудование в электротехнических системах: учеб. пособие /А. Ю. Хренников. – М.: ИНФРА-М, 2019. – 186с.
26. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
27. Хавроничев С. В., Сошинов А. Г., Галушак В. С., Копейкина Т. В. Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 12-4. – С. 607-610; URL: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=7986> (дата обращения: 31.03.2024).
28. Хренников А. Ю. Высоковольтное оборудование в электротехнических системах: учеб. пособие /А. Ю. Хренников. – М.: ИНФРА-М, 2019. – 186с.
29. Энергоэффективность ПАО «ФСК ЕЭС» в цифрах/ПАО «ФСК ЕЭС». М.: Изд. дом МЭИ, 2018.
30. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. №1715-

р [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026/> (дата обращения 12.11.2023).

31. Abdelaziz E.A., R. Saidur and S. Mekhilef, “A Review on Energy Saving Strategies in Industrial sector”, University of Malaya, Malaysia, 2 September 2010, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 150–168, www.elsevier.com/locate/rser.

32. «Energy Efficiency Report 2024: Industry Data & Innovation Insights». «Инновационные решения в области энергоэффективности» <https://www.startus-insights.com/innovators-guide/energy-efficiency-startups-technologies>. (дата обращения 10.12.2024).

33. Jurcik J. Analysis of transient actions influence in power transformer // Advances in Electrical and Electronic Engineering. – 2013. – Volume 9. – Number 2. – PP. 65-69. – URL: <https://doaj.org/article/1eae19e2cbd143798874fc9efb078e83/> (дата обращения 01.11.2024).

34. Mahlia TMI. Emissions from electricity generation in Malaysia. Renewable Energy 2002; 27:293–300.

35. U.S. Energy Information Administration/ Solar [Электронный ресурс]: URL: https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=solar_home (дата обращения 15.11.2023).