

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 кафедры)

13.06.01 Электро- и теплотехника

(код и наименование направления подготовки)

Электротехнические комплексы и системы

(направленность (профиль))

НАУЧНО-КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение энергоэффективности при управлении энергосбережением
подстанций электротехнических комплексов

Аспирант

Назаров М.А.

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Хренников А.Ю.

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к представлению научного доклада

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

« _____ » _____ 20 _____ г.

Тольятти 2024

Содержание

Введение.....	4
1 Современные методы управления расходом ресурсов на собственные нужды подстанции	10
1.1 Анализ режимов работы трансформаторов.....	10
1.2 Потери в масляных трансформаторах.....	13
1.3 Тепловые потери при охлаждении трансформаторов.....	15
1.4 Потребление энергии на собственные нужды подстанции	17
1.5 Возобновляемые источники электроэнергии, применяемые на подстанциях	25
1.6 Энергосбережение в жилых, общественных и административных зданиях	32
1.7 Энергосбережение в промышленности	45
1.8 Энергосбережение в сельском хозяйстве	48
2 Разработка математической модели расчета электрических потерь подстанции.....	51
2.1 Принцип работы и схема отопительной системы здания подстанции в составе электротехнического комплекса с использованием грунтового теплообменника.....	51
2.2 Тепловая модель подстанции (ПС)	57
2.3 Схема теплообмена ПС.....	61
2.4 Подсистема грунтового аккумулятора тепловой энергии	67
2.5 Подсистема модели для определения максимальной температуры масла наиболее нагретой точки трансформатора	69
2.6 Определение теплового потока трансформаторного масла	74
3 Проведение эксперимента с использованием математической модели.....	81
3.1 Расчет термического сопротивления грунтового аккумулятора	81
3.2 Расчёт теплового потока трансформатора.....	84

3.3 Изменение температуры помещений ПС при работе отопительной системы	85
3.4 Модель снижения электрических потерь ОПУ ПС с использованием грунтового теплового насоса	93
3.5 Схема теплообмена ПС.....	96
3.6 Схема снижения электрических потерь с использованием теплового насоса масло-вода	97
4 Расчет технико-экономической эффективности.....	104
4.1 Технико-экономический расчет внедрения экспериментальной модели	104
4.2 Расчет потребления электроэнергии и окупаемость инвестиций при изменении габаритных параметров ОПУ	108
4.3 Расчет потребления электроэнергии и окупаемость инвестиций при изменении температуры окружающей среды	117
4.4 Расчет потребления электроэнергии при изменении объема грунтового аккумулятора	121
4.5 Разработка методики выбора аккумулятора тепловой энергии для СН ПС	122
4.6 Режимы работы силовых трансформаторов.....	134
Заключение	138
Список используемых источников.....	141
Приложение А Экспериментальные данные.....	156
Приложение Б Расчет толщины тепловой изоляции по СП 61.13330.2012 по заданной температуре на поверхности изоляции	174

Введение

Актуальность темы. Вопрос энергоэффективности с каждым годом становится важнее для энергетики нашей страны. Актуальность энергоэффективности определяется тем, что запасы природных топливно-энергетических ресурсов ограничены. К невозобновляемым источникам энергии относятся такие виды топлива как торф, уголь, нефть, природный газ.

В дальнейшем ископаемое топливо в основном будет добываться в труднодоступных районах страны, что приведет к повышенным трудовым и финансовым затратам. Финансовые затраты включают в себя переработку и дальнейшую транспортировку энергоресурсов предприятиям промышленности, строительства, сфере ЖКХ, а также другим сферам и центрам их потребления.

В соответствии с этим стоимость энергоресурсов будет расти, а вопрос энергосбережения будет становиться актуальнее.

Энергосбережение позволяет снизить расход энергетических ресурсов. Другим важным преимуществом является то, что при снижении потребления энергоресурсов, появляется возможность подключения новых потребителей при сохранении существующей инфраструктуры, прежнего оборудования и агрегатов, не заменяя их на более мощные, требующие помимо большего количества энергоресурсов также больше места, земельных участков, источников генерации тепловой и электрической энергии. Также энергосбережение позволяет улучшить экологическую ситуацию в мире, поскольку снижается объем выбросов парниковых газов в атмосферу.

Все вышесказанное касается также и электросетевых компаний, в частности, которые не обладают достаточной эффективностью использования энергетических ресурсов на собственные нужды подстанций (СН ПС). Достаточное внимание энергосбережению в электросетевых компаниях не уделяется по причине того, что нормативный расход на СН

ПС, чаще всего превышает фактические значения. Ещё одной причиной является то, что расход на СН ПС включается в технологические потери, а доля расхода на СН составляет не более 5%. Но несмотря на незначительную долю в общей структуре потерь электросетевых компаний, затраты ресурсов на СН ПС составляют около 1 млрд кВт·ч/год.

Для повышения энергетической эффективности необходим комплексный подход, касаемый проведения мероприятий, которые позволят снизить потери при использовании энергоресурсов. Предварительно необходимо провести анализ существующей ситуации, проанализировать мероприятия, которые используются на практике в целом, сопоставить и провести их сравнение, применимость к рассматриваемому объекту исследования. Данный анализ позволит создать модель электротехнического комплекса. Модель электротехнического комплекса необходима для проведения контроля, учета и обработки данных, позволит осуществлять управление работой подстанции, добиться автоматического управления расходом на СН ПС и, следовательно, снизить потери энергоресурсов.

Степень разработанности проблемы. Вопросам потерь электросетевых компаний, внедрения проектов по снижению потерь на собственные нужды подстанций посвящены работы Воротницкого В.Э., Калинкиной М.А., Парина И.А., Д.А. Воденникова, Долгопол Т.Л., Христинича Р.М. и др. Алгоритмы управления работой силовых трансформаторов на подстанциях описаны в работах Панфилова Д.И., Асташева М.Г., Куликова А.Л., Красноперова Р.Н. Рашитова П.А., Шарыгина М.В., Вуколова В.Ю., Г.Н. Александрова, Данные об объемах общеподстанционных пунктов управления подстанциями представлены в работах Бохана А.Н. Работа системы охлаждения масляных трансформаторов описана Мандрыкиным С.А., Филатовым А.А., Рябиным И.В.

Целью диссертационной работы является повышение энергоэффективности при управлении энергосбережением подстанций электротехнических комплексов.

Темой настоящего исследования является высокие потери при использовании энергетических ресурсов на СН ПС.

Объектом исследования, очевидно, будет являться расход энергоресурсов на СН ПС.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующей ситуации в области нормативов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, а также существующих технологий и способов снижения потерь электроэнергии, оценка потенциала энергосбережения собственных нужд подстанций;
- разработка структурной схемы и математической модели по снижению электрических потерь на собственные нужды подстанций;
- проведение эксперимента с использованием математической модели с грунтовым теплоаккумулятором для получения данных о снижении потерь электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- определение эффекта снижения электроэнергетических потерь на собственные нужды подстанций.

Решение поставленных задач позволит снизить потери электрической и тепловой энергии на СН ПС, при обеспечении её стабильной работы.

Для получения необходимых результатов исследования будут использованы методы оптимизации систем электроснабжения, методы теории автоматического управления, методы физического, математического, компьютерного моделирования.

Объект исследования: расход электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Предмет исследования: изменение электроэнергетических параметров при обеспечении собственных нужд подстанций.

Методы исследования. Для получения необходимых результатов исследования использованы методы оптимизации систем электроснабжения,

методы теории автоматического управления, методы физического, математического, компьютерного моделирования. Компьютерное моделирование проведено с применением программно-математического комплекса Matlab. Опыты проведены с использованием одношагового явного метода Рунге-Кутты второго и третьего порядков.

Научная новизна работы состоит в следующем:

- впервые разработаны математические модели снижения электрических потерь на собственные нужды подстанции путем утилизации электрических потерь и последующим отведением тепла системы охлаждения силового трансформатора в составе электротехнического комплекса для действующей схемы и для внедряемой с грунтовым аккумулятором;
- разработана методика расчета потерь электроэнергии для сравниваемых моделей резервным источником отопления общеподстанционного пункта управления подстанции с использованием уравнений степенной регрессии. Разработанные уравнения степенной регрессии могут быть применены для выбора грунтового аккумулятора тепловой энергии для снижения электрических потерь на собственные нужды подстанций с установленными тепловыми насосами, используемые для утилизации электрических потерь силовых трансформаторов в составе электротехнического комплекса;
- получены уравнения для расчета электропотерь на собственные нужды. В уравнениях учитываются: количество работающих силовых трансформаторов, от которых осуществляется отведение тепла, коэффициент загрузки каждого силового трансформатора, температура окружающей среды, габаритные параметры общеподстанционного пункта управления подстанции. Для внедряемой модели также дополнительно используются габаритные параметры грунтового аккумулятора.

Практическая ценность работы заключается в следующем:

- разработаны условия выбора параметров теплового аккумулятора для снижения электрических потерь на собственные нужды исходя из начальных данных о площади помещений общеподстанционного пункта управления подстанции, этажности, средней температуре окружающей среды, количестве работающих силовых трансформаторов, коэффициентах загрузки;
- предложенные технические решения применены на подстанции ПАО «ФСК ЕЭС» 500/220/10 кВ «Нижегородская», расположенной в Нижегородской области, позволили сократить электрические потери на собственные нужды подстанции на 270 МВт·ч, что не превышает 10% абсолютную погрешность относительно расчетного значения.

Положения и результаты, выносимые на защиту:

- разработанная принципиальная схема и математическая модель утилизации электрических потерь в виде электрических потерь и последующим отведением тепла системы охлаждения силового трансформатора в составе электротехнического комплекса для собственных нужд подстанции;
- вычисленные уравнения степенной регрессии для действующей модели, на основании проведенных 56 опытов, а также 224 опытов для внедряемой модели утилизации электрических потерь силового трансформатора;
- условия, необходимые для достижения требуемой окупаемости при снижении электрических потерь на собственные нужды подстанции: диапазоны габаритных параметров общеподстанционного пункта управления подстанции, границы температур окружающей среды, коэффициентов загрузки;
- разработанная методика выбора параметров грунтового аккумулятора с использованием уравнений аппроксимации для достижения максимальных сроков окупаемости капиталовложений.

Выносимые на защиту научные положения и научная новизна результатов работы соответствуют п. 1, 4 паспорта специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы.

Достоверность полученных в работе научных результатов обеспечивается расчетом средней и определением максимальных ошибок аппроксимаций, оценкой абсолютных погрешностей для действующей и внедряемой моделей. Определены коэффициенты детерминации, которые составляют не ниже 0,99. Критерий Фишера соблюдается.

Публикации. По теме исследования опубликовано 19 работ из них 3 работы в изданиях рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем диссертации: диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка используемых источников. Общий объем составляет 174 печатные страницы, в том числе 15 таблиц и 73 иллюстрации, приложения, состоящего из 3 таблиц.

1 Современные методы управления расходом ресурсов на собственные нужды подстанции

1.1 Анализ режимов работы трансформаторов

Проведение анализа загрузки трансформаторов собственных нужд (ТСН), схем включения ТСН, мощности токоприемников СН ПС согласно данным ПАО «ФСК ЕЭС».

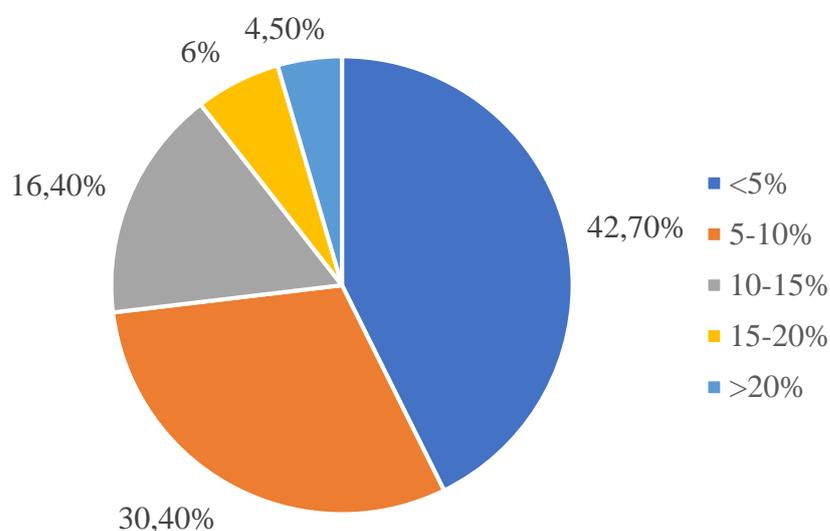


Рисунок 1 – Процентное распределение трансформаторов СН на ПС ПАО «ФСК ЕЭС» за 2017 год по среднегодовым коэффициентам загрузки

По данной статистике, представленной на рисунке 1, мы видим, что за 2017 год трансформаторы СН ПС крупнейшей электросетевой компании в среднем были загружены менее чем на 10%.

То же самое касается 2018 года, статистика которого приведена на рисунке 2. За 2018 год, также, как и за 2017 год, 73% ТСН загружены менее чем на 10% от их номинальной мощности.

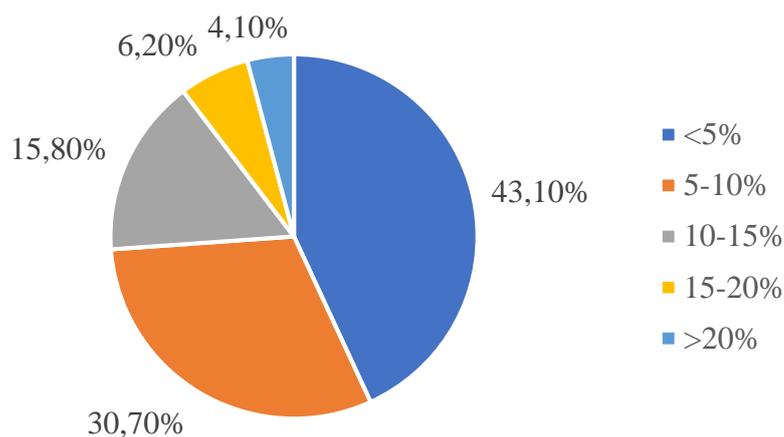


Рисунок 2 – Процентное распределение ТСН на подстанциях ПАО «ФСК ЕЭС» за 2018 год по среднегодовым коэффициентам загрузки

В соответствии с данными, представленными на рисунках 1 и 2, на рисунке 3 приведена гистограмма распределения ТСН на ПС ПАО «ФСК ЕЭС» по среднегодовым коэффициентам загрузки [11],[12].

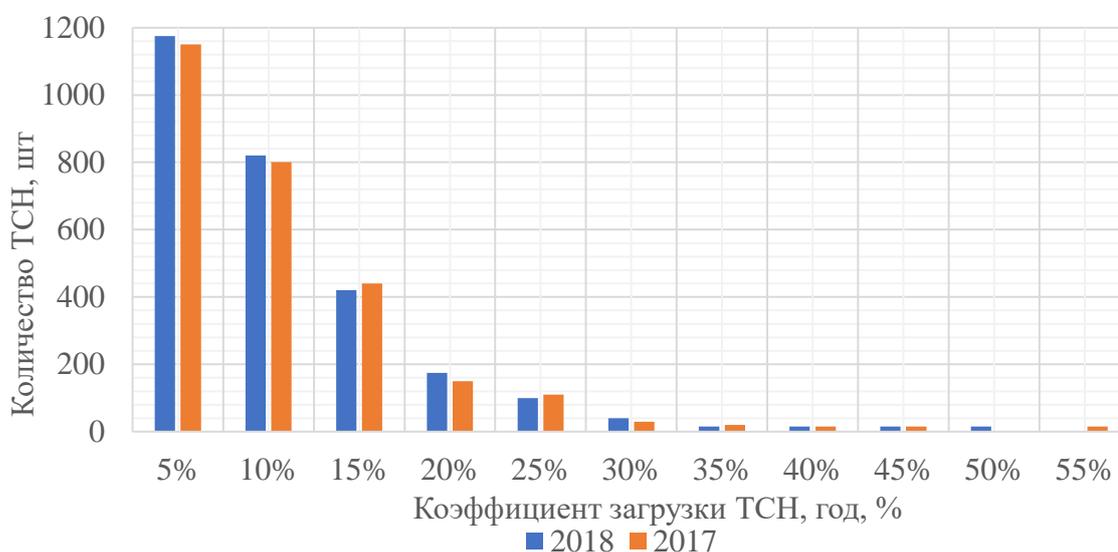


Рисунок 3 – Распределение ТСН на подстанциях ПАО «ФСК ЕЭС» за 2017 и 2018 год по среднегодовым коэффициентам загрузки

В соответствии с этим, для стабилизации коэффициентов загрузки ТСН и, соответственно, для последующего снижения потерь на подстанциях ПАО

«ФСК ЕЭС» производятся соответствующие отключения трансформаторов. Общий алгоритм отключения трансформатора в зависимости от нагрузки, представлен на рисунке 4 [20],[21].

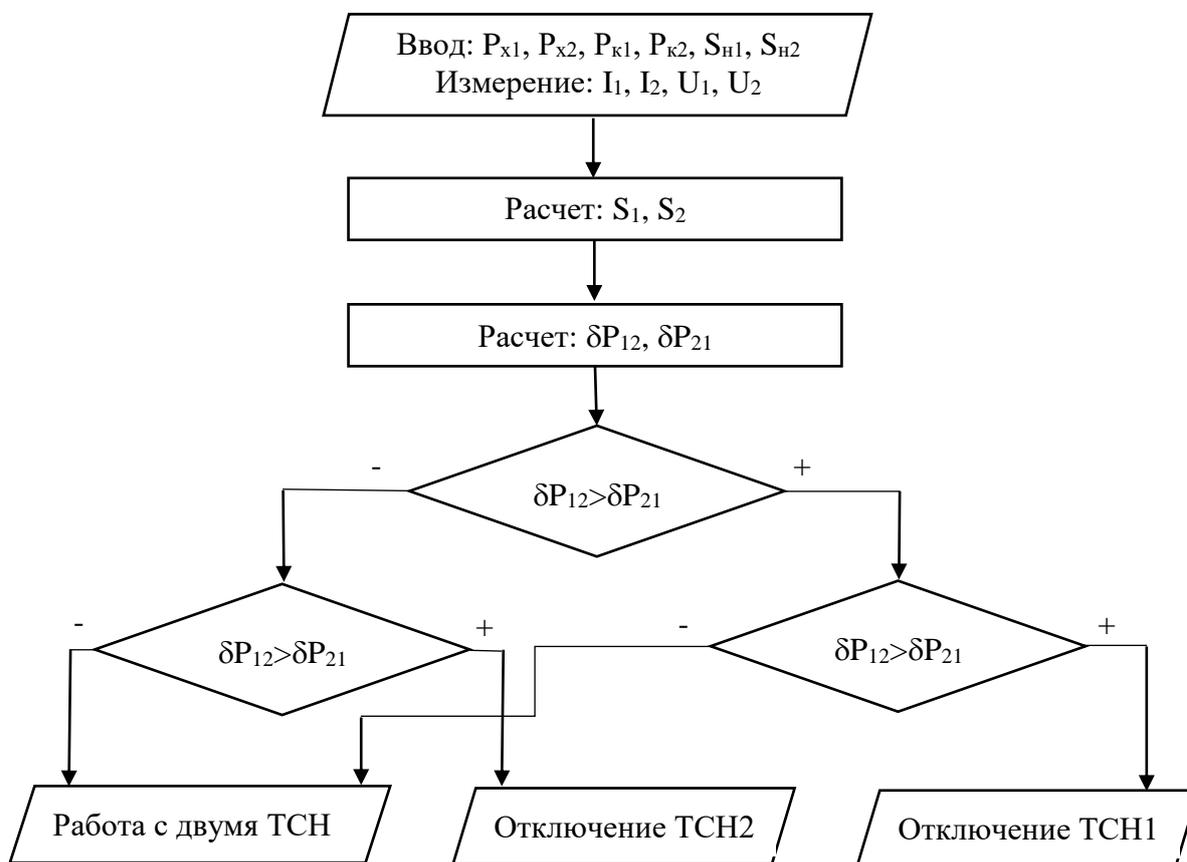


Рисунок 4 – Алгоритм принятия решения об отключении ТСН

В случае, если один трансформатор уже отключен, то проводятся аналогичные действия для ввода трансформатора в работу. При наличии средств измерения на секционной связи проводятся соответствующие измерения, на основании которых, принимается решение о вводе в работу второго ТСН. При отсутствии средств измерения на секционной связи, решение о вводе в работу второго трансформатора принимается на основании коэффициентов загрузки трансформаторов предшествующего

режима работы. Если мощности одного трансформатора недостаточно, то в работу вводится второй трансформатор [81],[82].

Принятие решения на ввод или вывод из работы трансформатора осуществляется за время, установленное уставкой [56].

Простой срок окупаемости, согласно данным ПАО «ФСК ЕЭС», составляет 11 лет.

1.2 Потери в масляных трансформаторах

При различных режимах работы трансформатора возникают потери активной мощности.

«Потери холостого хода трансформатора являются постоянными, не зависят от тока нагрузки и возникают в его магнитной системе в течение всего времени, когда он включен в сеть. Потери короткого замыкания (нагрузочные) изменяются с изменением тока нагрузки и зависят от графика нагрузки трансформатора» [75].

Потери в масляных трансформаторах приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Потери герметичных масляных трансформаторов [25]

Тип	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Потери холостого хода, Вт	Потери короткого замыкания, Вт
ТМГ-250/10-У1	250	Д/У _Н -11	600	3700
ТМГ-400/10-У1	400	Д/У _Н -11	720	5500
ТМГ-630/10-У1	630	Д/У _Н -11	1050	8000
ТМГ-1000/10-У1	1000	Д/У _Н -11	1400	11500

Представленные трехфазные масляные герметичные трансформаторы имеют большие потери холостого хода. В соответствии с этим внедряются масляные трансформаторы с сердечником из аморфной стали [45],[29-48].

Потери в масляных трансформаторах с сердечником из аморфной стали приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Потери масляных трансформаторов с сердечником из аморфной стали [25]

Тип	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Потери холостого хода, Вт	Потери короткого замыкания, Вт
ТМГАМ-250/10-У1	250	Д/У _н -11	140	3050
ТМГАМ-400/10-У1	400	Д/У _н -11	200	4300
ТМГАМ-630/10-У1	630	Д/У _н -11	320	6200
ТМГАМ-1000/10-У1	1000	Д/У _н -11	450	10300

Исходя из приведенных данных в таблице 1 и таблице 2, мы видим, что потери мощности холостого хода трансформаторов масляных герметичных с магнитопроводом из аморфной стали в 4-5 раз ниже потерь мощности холостого хода трансформатора масляного герметичного.

Существенным недостатком трансформаторов с сердечником из аморфной стали является то, что они являются крайне дорогостоящими, что приводит к тому, что простой срок окупаемости, согласно расчетам ПАО «ФСК ЕЭС», составляет около 7-12 лет, что является значительным сроком [57].

В соответствии с этим, на ПС в качестве основного ТСН устанавливается трансформатор с сердечником из аморфной стали, а для покрытия пиковых нагрузок дополнительно используются уже имеющиеся ТСН типа ТМГ, которые включаются в работу соответствующим алгоритмом.

1.3 Тепловые потери при охлаждении трансформаторов

Трансформаторы СН по типу охлаждающей среды классифицируются на сухие и масляные. В качестве ТСН на ПС используются в подавляющем большинстве случаев масляные трансформаторы.

В результате работы трансформаторов выделяется большое количество тепловой энергии, значительная часть которой уходит в атмосферу. Эта тепловая энергия выбрасывается в атмосферу различными способами, поскольку в зависимости от мощности трансформатора используется различная система его охлаждения. Классификация систем охлаждения масляных трансформаторов и их обозначения приведена в таблице 3 [13].

Таблица 3 – Классификация систем масляных трансформаторов и их обозначение

Тип циркуляции масла	Тип циркуляции воздуха	Обозначение
Естественная	Естественная	М
	Принудительная	Д
Принудительная с направленным потоком	Естественная	НМЦ
	Принудительная	НДЦ
	Принудительная (Вода)	НЦ
Принудительная с ненаправленным потоком	Естественная	МЦ
	Принудительная	ДЦ
	Принудительная (Вода)	Ц

Для повышения энергетической эффективности ПС необходимо использовать тепловую энергию ТСН [40].

На рисунке 5 представлена статистика ПАО «ФСК ЕЭС» потребления тепловой энергии для трансформаторов в зависимости от типа системы охлаждения.

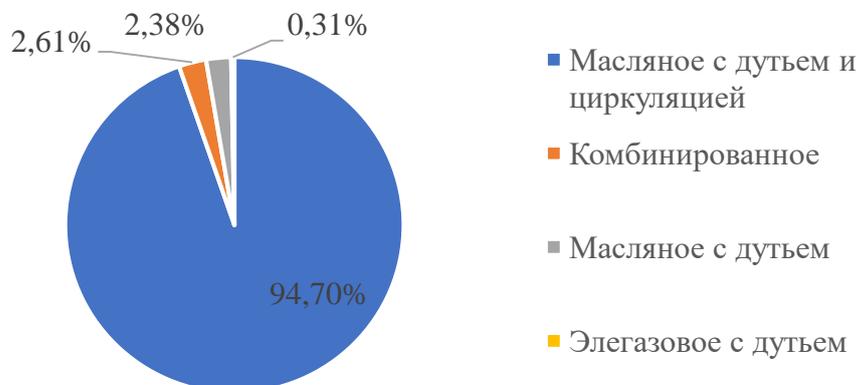


Рисунок 5 – Процент потребления для различных типов охладителей

По данной статистике мы видим, что самую большую долю тепловой энергии потребляют трансформаторы с масляным охлаждением с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ).

Статистика по количеству охладителей по данным ПАО «ФСК ЕЭС», приходящихся на один трансформатор представлена на рисунке 6.



Рисунок 6 – Процент потребления для различных типов охладителей

По рисунку 6 видно, что 89% трансформаторов имеют конфигурацию системы охлаждения, включающую от 3 до 6 охладителей. Причем около 97% от всех охладителей типа ДЦ имеют маслонасосы с номинальной мощностью 3-3,5 кВт в среднем, вентиляторы с номинальной мощностью 2,2-2,8 кВт.

Исходя из вышесказанного, общее значение утилизируемого тепла трансформатора представляет собой значительное количество энергии, которое можно использовать различными способами, что приведет к снижению потерь на СН ПС.

1.4 Потребление энергии на собственные нужды подстанции

Любая подстанция имеет в своем составе помещения, оборудование и электроустановки, которые необходимо обслуживать и эксплуатировать. Поэтому стабильная, надежная и оптимальная работа подстанции требует определенных финансовых, трудовых и энергетических ресурсов. Касаемо последнего, общая структура потребления энергии на СН ПС, согласно данным ПАО «ФСК ЕЭС», приведена на рисунке 7.



Рисунок 7 – Структура потребления энергии на СН ПС

По рисунку 7 видно, что наиболее затратными являются сферы, связанные с тепловой энергией, а именно обогрев, обдув и охлаждение.

В соответствии с этим, требуется проведение мероприятий по оптимизации обмена и утилизации тепловой энергии [90]-[103].

Постоянный обогрев оборудования необходим для того, чтобы в холодный период не образовывался в шкафах и на поверхности оборудования конденсат, который может привести к снижению надежности и долговечности работы оборудования, а также выходу его из строя.

Для управления температурным режимом в настоящее время применяются в шкафах наружной установки регулируемые термостаты, поскольку у них высокий ресурс, малая стоимость, а объем шкафом достаточно небольшой, что позволяет точно контролировать температуру во всем отапливаемом объеме.

Для повышения теплозащиты шкафов и корпусов применяются гибкие кабельные вводы, мембраны, термочехлы, которые позволяют повысить тепловое сопротивление, тем самым снижая потери тепла с поверхности шкафов. Поддерживают необходимые климатические условия внутри шкафа датчики температуры.

Обогрев оборудования требует дополнительных затрат энергии. В соответствие с этим тепло, которое утилизируется системой охлаждения трансформатора, используется для СН ПС, путем его отведения с помощью соответствующего оборудования [31],[44].

Для грамотного и оптимального отведения тепла применяются автоматизированные системы управления охлаждением трансформатора. В основном применяются системы на основе частотного регулирования и дискретного регулирования производительности охладителей. В составе этих систем используется алгоритм регулирования, построенный на расчетах тепловыделения трансформатора и температур обмоток, перечень аварийных защит, а также используется передача данных о состоянии системы охлаждения по цифровому интерфейсу [84],[36],[41].

Что касается частотно-регулируемого электропривода, его применение позволяет при неполной нагрузке насоса снижать производительность, напор, а также его номинальную мощность, путем снижения частоты вращения двигателя (рисунок 8) [54].

«Использование частотного привода позволяет экономить значительные объемы (более 30%) электроэнергии за счет регулирования скорости электродвигателя. Помимо экономии электроэнергии за счет снижения давления в системе уменьшаются утечки воды, а следовательно экономится перекачиваемая жидкость, до 10%» [19].

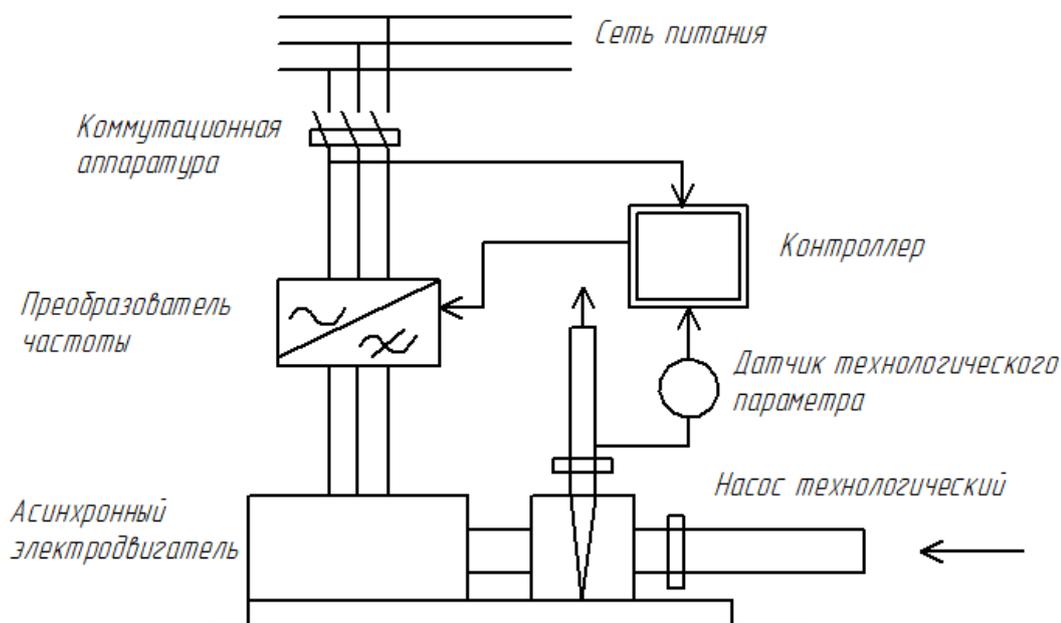


Рисунок 8 – Принципиальная схема установки утилизации тепла трансформатора

Частотно-регулируемый электропривод может использоваться для управления компрессорами, применяется в системах вентиляции и кондиционирования воздуха [54].

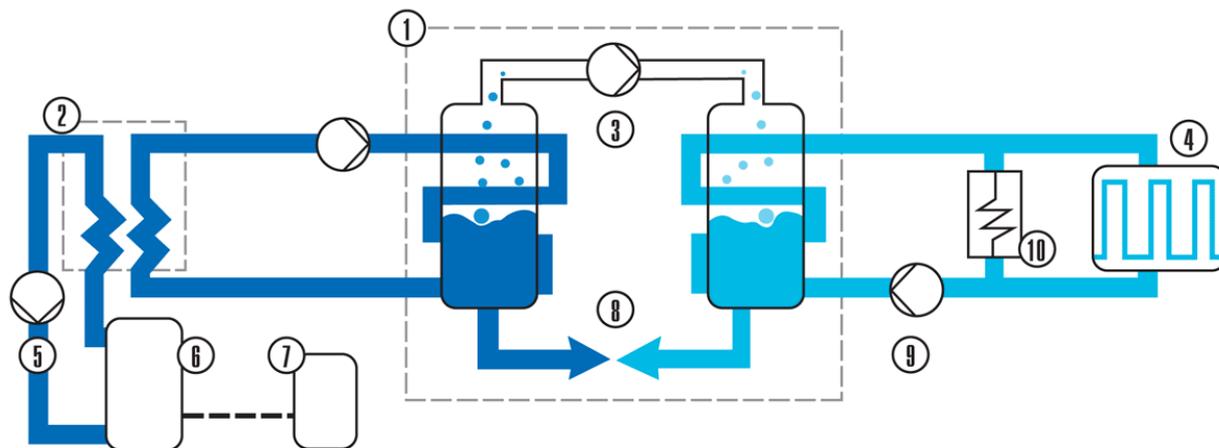
В состав системы охлаждения трансформатора входят охладители, которые работают в параллельном режиме. Регулирование работы охладителей ступенчатое, один охладитель находится в резерве.

Для перемещения теплоносителя по трубопроводам отопительного контура используется циркуляционный насос (рисунок 9). В качестве теплоносителя может быть использована вода или этиленгликоль [51].

«К основным преимуществам можно отнести малый расход электрической энергии, возможность отопления зданий с различными особенностями разводки трубопроводов, которые могут иметь трубы малых диаметров, а также скрыто прокладываться в сооружениях. Также есть возможность внедрения гибкой системы регуляции температуры, индивидуальной для всех помещений при использовании термостатического клапана, устанавливаемого на радиаторе» [33].

Для передачи тепловой энергии от одного контура к другому используются теплообменники.

Для управления температурой помещений, используется тепловой насос, который связан с резервным электродом (рисунок 9, 10) [9],[61].



1 – тепловой насос, 2 – теплообменник, 3 – компрессор, 4 – система отопления здания, 5 – циркуляционный насос масляного контура, 6 – автотрансформатор, 7 – шкаф управления охлаждением трансформатора, 8 – дроссель, 9 – циркуляционный насос, 10 – резервные электроды

Рисунок 9 – Принципиальная схема установки утилизации тепла трансформатора

Принцип работы теплового насоса основан на отведении тепловой энергии от низкопотенциального источника тепла и передаче этого тепла к потребителю этой тепловой энергии (рисунок 10).

Тепловой насос работает по прямому циклу Карно. Цикл Карно, обладает самым высоким КПД, включает в себя в себя по два изотермических и адиабатных процесса. Обратный цикл Карно характеризует работу холодильной машины. В соответствии с этим тепловые насосы способны работать в режиме холодильной машины.

Тепловой насос имеет в своем составе компрессор, дроссель, конденсатор, испаритель.

Испаритель теплового насоса необходим для отбора тепловой энергии. По рисунку 9 мы видим, что поглощение тепловой энергии происходит из системы охлаждения трансформатора. Далее хладагент проходит через компрессор.

Компрессор осуществляет сжатие и перекачку хладагента. При сжатии помимо повышения давления, также происходит повышение температуры хладагента.

Затем с помощью конденсатора проводится отведение тепловой энергии хладагента. Отведенная энергия из конденсатора, отправляется в систему отопления здания ПС (рисунок 9). Далее хладагент проходит через дроссель.

Дроссель необходим для снижения давления и температуры хладагента. Далее цикл работы тепловой машины повторяется.

Как мы видим, конденсатор тепловой машины подключен к отопительному контуру ПС, а испаритель – к контуру отведения тепловой энергии от системы охлаждения трансформатора. К теплообменнику испарителя возможно подключение параллельных контуров ВИЭ.

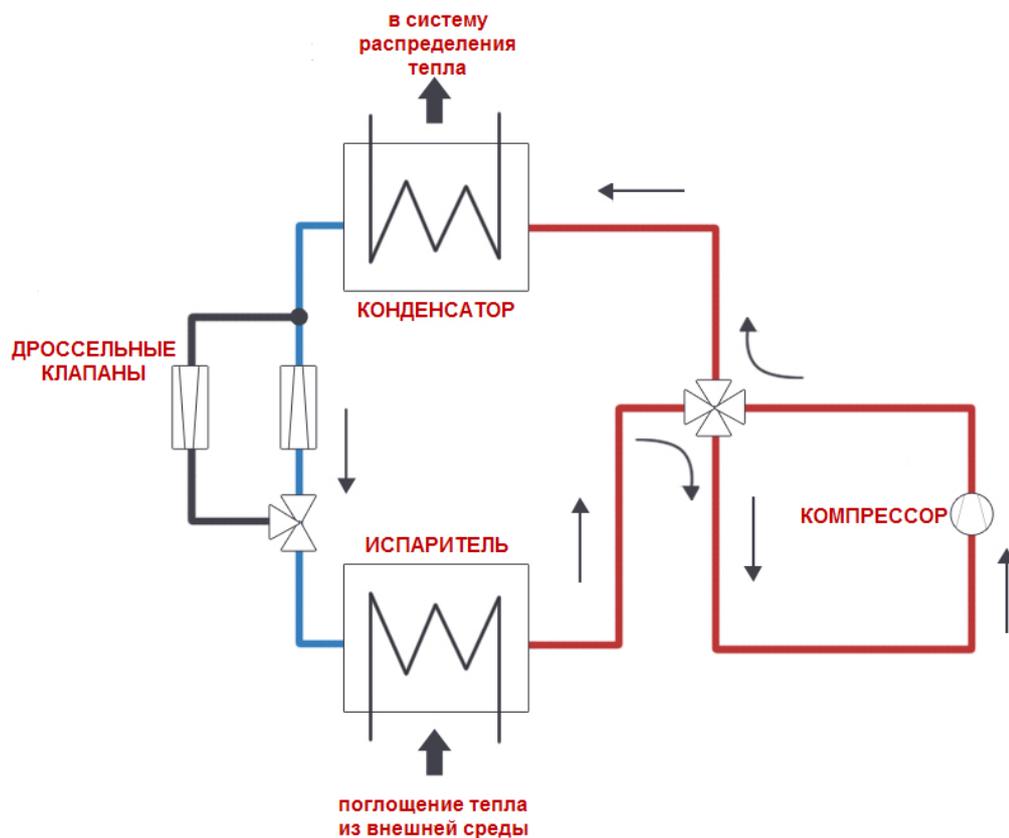


Рисунок 10 – Принцип работы тепловой машины

Наиболее распространенным способом отопления является конвективное отопление помещений, которое также применяется и на подстанциях. Конвективное отопление использует нагретый воздух системы вентиляции, либо тепло радиаторов (рисунок 11) [55].



Рисунок 11 – Схема распределения тепла при конвективном отоплении (слева) и схема распределения тепла при инфракрасном отоплении (справа)

Одним из явных недостатков является то, что нагретый воздух находится в верхних слоях. Конвективное отопление требуют значительных затрат на обогрев нижних слоев помещения, а также приводит к значительным потерям через потолочные ограждающие конструкции.

Поэтому, для отопления помещений в настоящее время внедряется технология инфракрасного отопления. Обогреватели устанавливаются сверху и нагревают необходимые поверхности помещения.

Инфракрасное отопление имеет смысл применять в случае, если невозможно получить тепло от отведенного тепла трансформатора, которое является более выгодным источником тепла, не требующем дополнительных затрат электроэнергии.

На многих объектах промышленности для экономии тепловой энергии на отоплении помещений используется рекуперация.

Рекуперация тепла представляет собой обратное получение тепловой энергии и отработанного воздуха, которая используется для подогрева приточного воздуха с использованием теплообменников.

Основными недостатками рекуператоров являются:

- повышение аэродинамического давления;
- высокая стоимость вентиляционных систем;
- сложности монтажа на существующих объектах по причине больших габаритов рекуператоров.

Для рекуперации тепловой энергии используются рекуператоры различных типов [59]:

- пластинчатые,
- роторные,
- с промежуточным теплоносителем,
- камерные,
- тепловые.

Классификация теплообменников, используемых в составе рекуператоров, а также в других тепловых энергоустановках приведена на рисунке 12 [72].

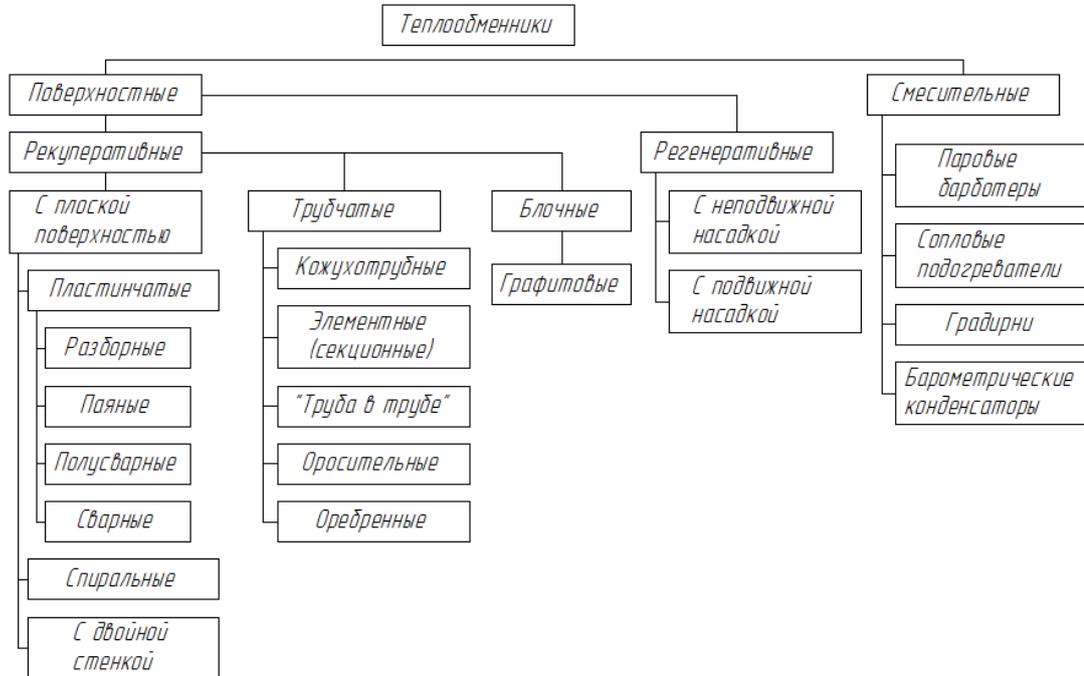


Рисунок 12 – Классификация теплообменников

Также в настоящее время, чтобы не допускать перегрева помещений, внедряется технология температурного зонирования помещений (рисунок 13).

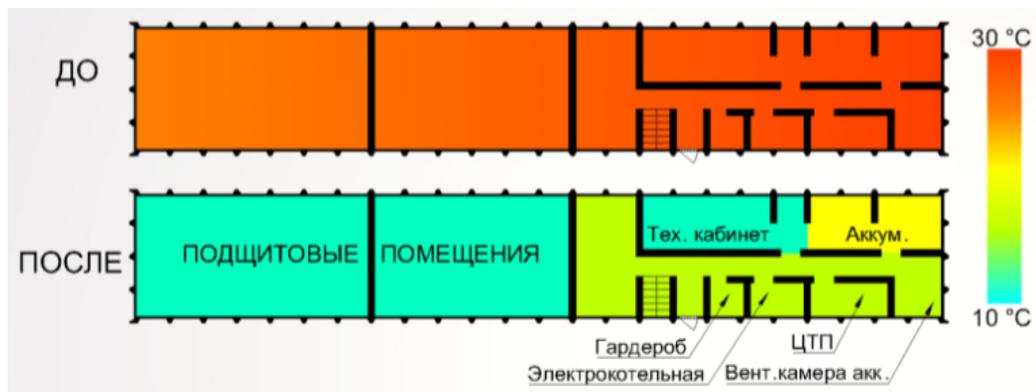


Рисунок 13 – Температурное зонирование помещений

Поддержание требуемой температуры осуществляется с помощью программируемых термостатов. Тем самым появляется возможность, не отапливать помещения подстанции, которые не обслуживаются, где отсутствует персонал, что позволит снизить потери тепла. Также это позволит снизить перетопы помещений, таких как аккумуляторная, серверная, где и так присутствуют источники тепловой энергии [62].

1.5 Возобновляемые источники электроэнергии, применяемые на подстанциях

К возобновляемым источникам электроэнергии (ВИЭ) относятся:

- гелиоэнергетика;
- ветроэнергетика;
- гидроэнергетика, энергия приливов, отливов, волн;
- геотермальная энергетика и низкопотенциальная энергия;
- энергия биомассы.

К преимуществам ВИЭ относятся:

- неисчерпаемость,
- экологичность,
- доступность.

К недостаткам ВИЭ относятся:

- низкая плотность энергетических потоков;
- непостоянное значение генерируемой энергии.

В данной классификации для СН ПС применяются чаще всего гелиоэнергетика, ветроэнергетика, геотермальная энергетика совместно с бесперебойными источниками питания на случай электроснабжения СН в аварийных и нештатных ситуациях.

Эффективность работы СЭС зависит от уровня поступающей солнечной энергии (инсоляции). Инсоляция зависит от количества солнечных дней в году и от широтной зоны СЭС.

Гелиоэнергетика используется для преобразования солнечной энергии в электроэнергию или в тепловую энергию. Эффективность работы СЭС зависит от уровня поступающей солнечной энергии (инсоляции). Инсоляция зависит от количества солнечных дней в году и от широтной зоны СЭС.

Для генерации электрической энергии применяются полупроводниковые фотоэлектрические преобразователи. Энергия солнца преобразуется в электрическую энергию постоянного тока. В классической установке используются: контроллеры заряда, аккумуляторные батареи, инвертор. Инвертор преобразовывает постоянный ток в переменный. Излишки выработанной энергии, если таковые имеются, отдаются в электросеть (рисунок 14), либо могут запасаться в аккумуляторных батареях, чтобы использоваться в дальнейшем для СН ПС.

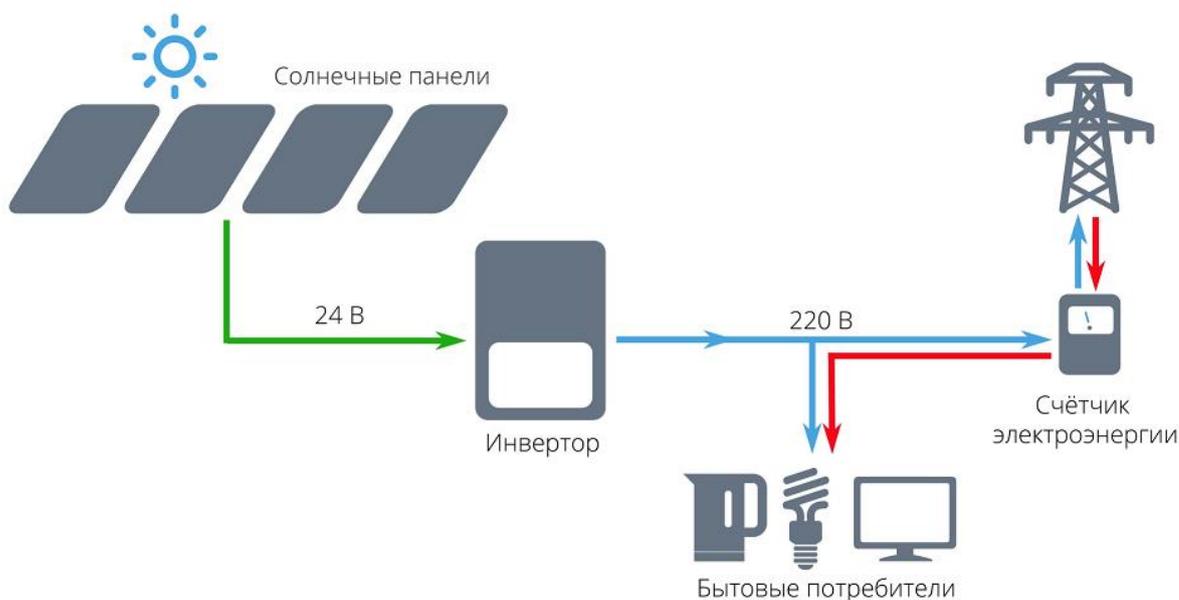
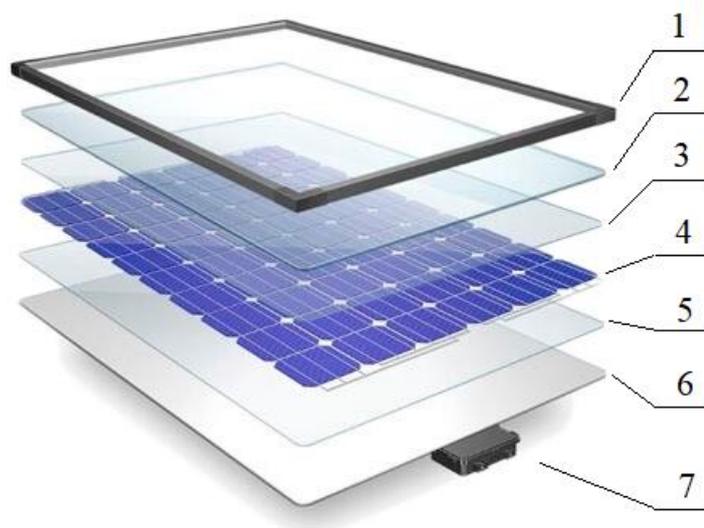


Рисунок 14 – Принципиальная схема солнечной электростанции

Конструкция солнечной батареи представлена на рисунке 15.



1 – каркас; 2 – стекло; 3 – покрытие этиленвинилацетата (ЭВА); 4 – фотоячейки; 5 – поливинилфторидное покрытие; 6 – задняя стенка; 7 – контактная коробка

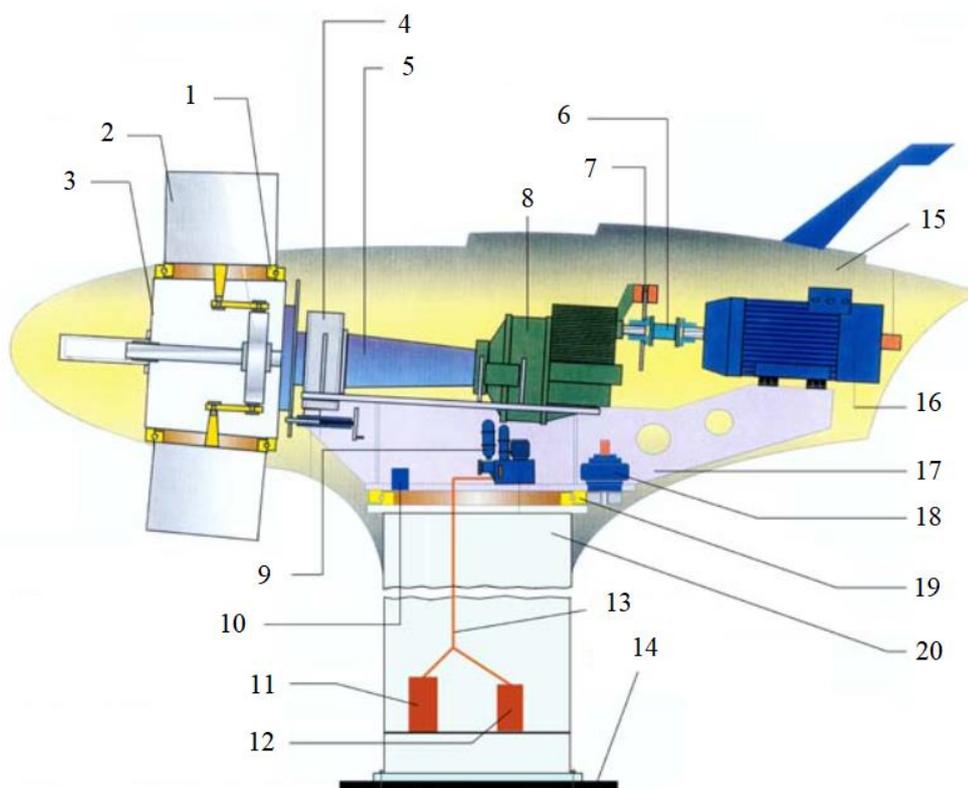
Рисунок 15 – Конструкция солнечной батареи

Для генерации тепловой энергии используются гелиоприемники, которые поглощают солнечную радиацию. На практике могут использоваться пассивные и активные системы отопления. Их отличие заключается в том, что пассивная система отопления использует элементы конструкции здания, а в активной системе отопления применяется гелиоприемник (может быть плоским или концентрирующим) [1].

Схема теплоснабжения аналогична схеме, представленной на рисунке 9. Тепло отводится вместо трансформатора от гелиоприемника. Для повышения эффективности теплоснабжения можно использовать параллельные контуры, которые будут отводить тепло в общем теплообменнике.

Что касается ветроэнергетики, эффективность ветроэнергетических установок определяется прежде всего скоростью ветра и постоянством господствующей «розы ветров». Потoki ветра вращают лопасти, закрепленные на роторе генератора, который в свою очередь создает

трехфазный переменный ток. Затем переменный ток передается на контроллер, который преобразует его в постоянный ток (рисунок 16) [78].



1 – подшипник лопасти; 2 – лопасть; 3 – ступица; 4 – подшипник главного вала; 5 – главный вал; 6 – гибкая муфта; 7 – дисковый тормоз; 8 – трансмиссия; 9 – гидравлическая система; 10 – тормоз рыскания; 11 – шкаф распределительный; 12 – шкаф управления; 13 – кабели; 14 – фундамент; 15 – корпус гондолы; 16 – генератор; 17 – главная рама; 18 – привод рыскания; 19 – подшипник рыскания; 20 – башня

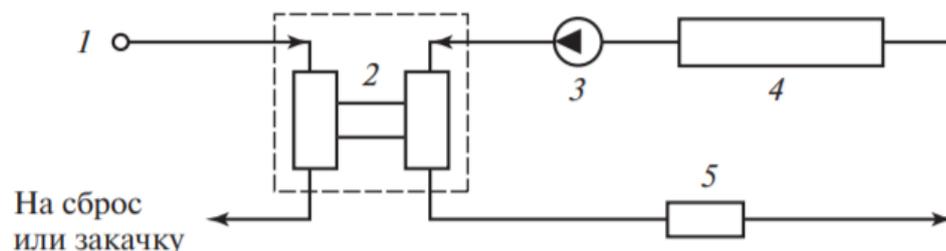
Рисунок 16 – Конструкция ветрогенератора:

Конструкция ветрогенераторной установки схожа с конструкцией солнечной электростанции. Отличие состоит лишь в том, что вместо солнечных панелей используются ветрогенераторы (рисунок 16).

Геотермальная энергетика основана на преобразовании тепла термальных вод в электроэнергию (примером является Мутновская ГеоЭС на Камчатке). Главной проблемой использования энергии термальных источников для СН ПС является сложность проведения строительных работ, необходимость очистки водяного теплоносителя из геотермальных скважин

от примесей и соединений, вызывающих коррозию металлических деталей ЭС.

Геотермальное теплоснабжение может осуществляться с использованием теплового насоса (рисунок 17).



1 – термоводозабор; 2 – тепловой насос; 3 – циркуляционный насос; 4 – отопительная система; 5 – пиковая котельная

Рисунок 17 – Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с использованием теплового насоса

Также, проблемой при использовании геотермального теплоснабжения является то, что значительная часть термальных вод являются высокоминерализованными, что приводит к солеотложению в трубопроводах и насосном оборудовании, а также к коррозии. Данный недостаток частично решается использованием промежуточных двухконтурных теплообменников. В первом контуре протекает вода термального источника, тепловая энергия которой, передается второму контуру с пресной водой. Это упрощает эксплуатацию системы геотермального теплоснабжения.

Проблема солеобразования и коррозии решается не только в целях повышения надежности, а также с целью поддержания необходимой энергетической эффективности (рисунок 18).

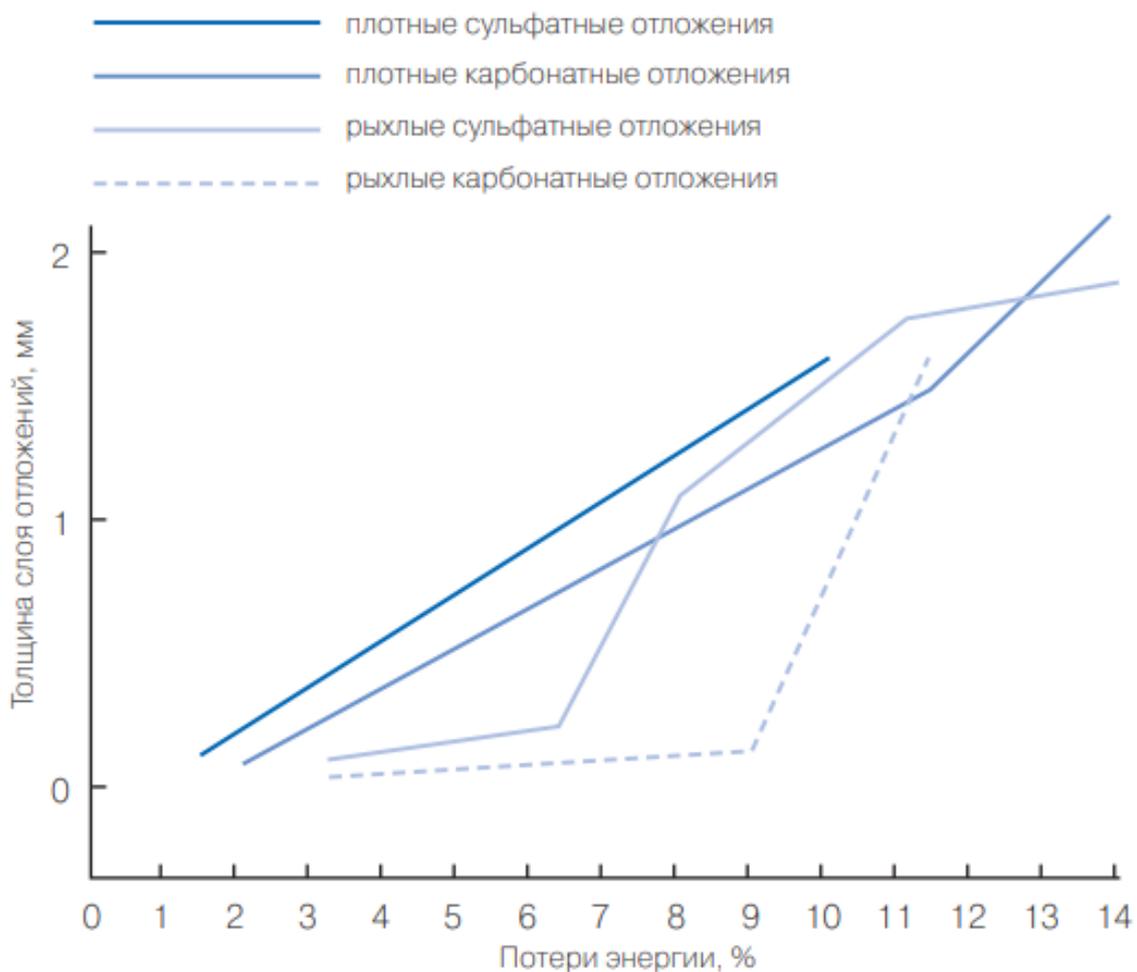


Рисунок 18 – График зависимости толщины отложений (мм) от потерь энергии (%)

Для снижения коррозии, нормативно-техническая документация устанавливает следующие требования:

«Защиту труб от внутренней коррозии следует выполнять путем:

- повышения рН сетевой воды в пределах рекомендаций [9] и приведенных в приложении Е;
- уменьшения содержания кислорода в сетевой воде;
- покрытия внутренней поверхности стальных труб антикоррозионными составами или применения труб из коррозионностойких материалов;
- применения соответствующих технологий водоподготовки и деаэрации подпиточной воды;

- применения ингибиторов коррозии;
- применения безреагентных магнитного и электрохимического способов обработки воды» [63].

Для снижения солеобразования применяют силикат натрия и полифосфатную обработку воды [1].

Ещё одним перспективным ВИЭ является использование низкопотенциального тепла грунта, скважины или грунтовой воды (рисунок 19).

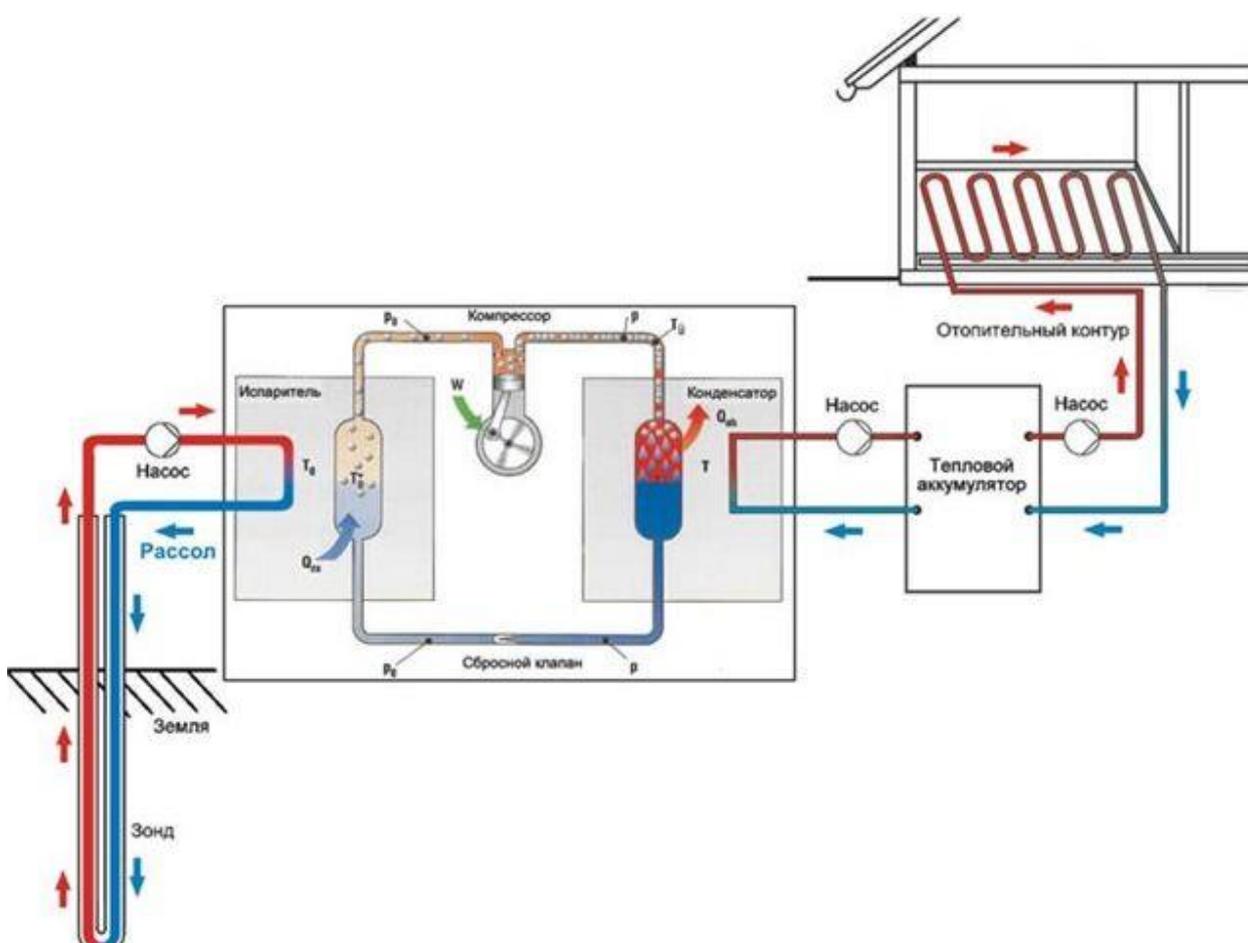


Рисунок 19 – Схема подключения геозондов

При использовании грунтового коллектора трубы, погруженные на глубину промерзания, имеют длину от 200 до 800 м. При установке труб в одной или нескольких вертикальных скважинах, их длина составляет 70-200

м. Длина труб зависит от мощности теплового насоса. В случае использования грунтовых вод применяются две скважины (одна для подачи воды, другая – для возврата в грунт) [87].

1.6 Энергосбережение в жилых, общественных и административных зданиях

Учитывая специфику отдельных секторов экономики РФ, существуют подпрограммы, которые объединяют группы мероприятий государственной программы по повышению энергоэффективности, следующих направлений [86]:

- электроэнергетика,
- теплоснабжение и водоснабжение,
- промышленность,
- сельское хозяйство,
- транспорт,
- государственные организации и предприятия,
- жилищный фонд.

Жилищно-коммунальный сектор обладает значительным потенциалом энергосбережения. В связи с этим, направления энергосбережения в сфере ЖКХ подразделяются следующим образом [86]:

- рационализация использования топлива и энергии. В результате внедрения, потребление топлива снижается на 12-15%;
- перестройка экономической ситуации и изменение темпов развития энергоемких отраслей, в результате которой сокращается расход энергоресурсов на 10-12%;
- реализация технологий по повышению энергетической эффективности. Энергозатраты сокращаются на 25-30%.

По третьему направлению используется несколько сфер экономии энергоресурсов:

- оптимизация схем тепловых сетей, реконструкция ТЭЦ и малоэффективных котельных (или вывод из эксплуатации);
- применение архитектурно-планировочных решений;
- использование нетрадиционных источников энергии;
- монтаж энергоэффективных инженерных систем;
- организация рационального управления жилым или общественным зданием, которое находится в эксплуатации.

Что касается инженерных решений, то они включают в себя энергосберегающие конструктивные разработки и энергосберегающие инженерные системы.

Существуют следующие принципы проектирования энергоэффективных зданий с малым и средним числом этажей:

- градостроительные принципы (местоположение здания с учетом климатических особенностей, ландшафта, существующей застройки в области предполагаемого строительства);
- архитектурно-планировочные принципы (форма здания, общие объемно-планировочные решения, внутренняя планировка здания, архитектурно-композиционный принцип);
- конструктивные принципы (конструкция здания и материалы наружной облицовки здания, остекление здания и солнцезащита, конструктивные особенности установки кровли и материалы её облицовки);
- принципы использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) (использование энергии Солнца, ветра, биоэнергии, верхних слоев земли, вторичной энергии).

Что касается второго принципа, при проектировании энергоэффективных жилых, общественных и административных зданий и сооружений большое внимание уделяют естественному внутреннему освещению (рисунок 20) [24].

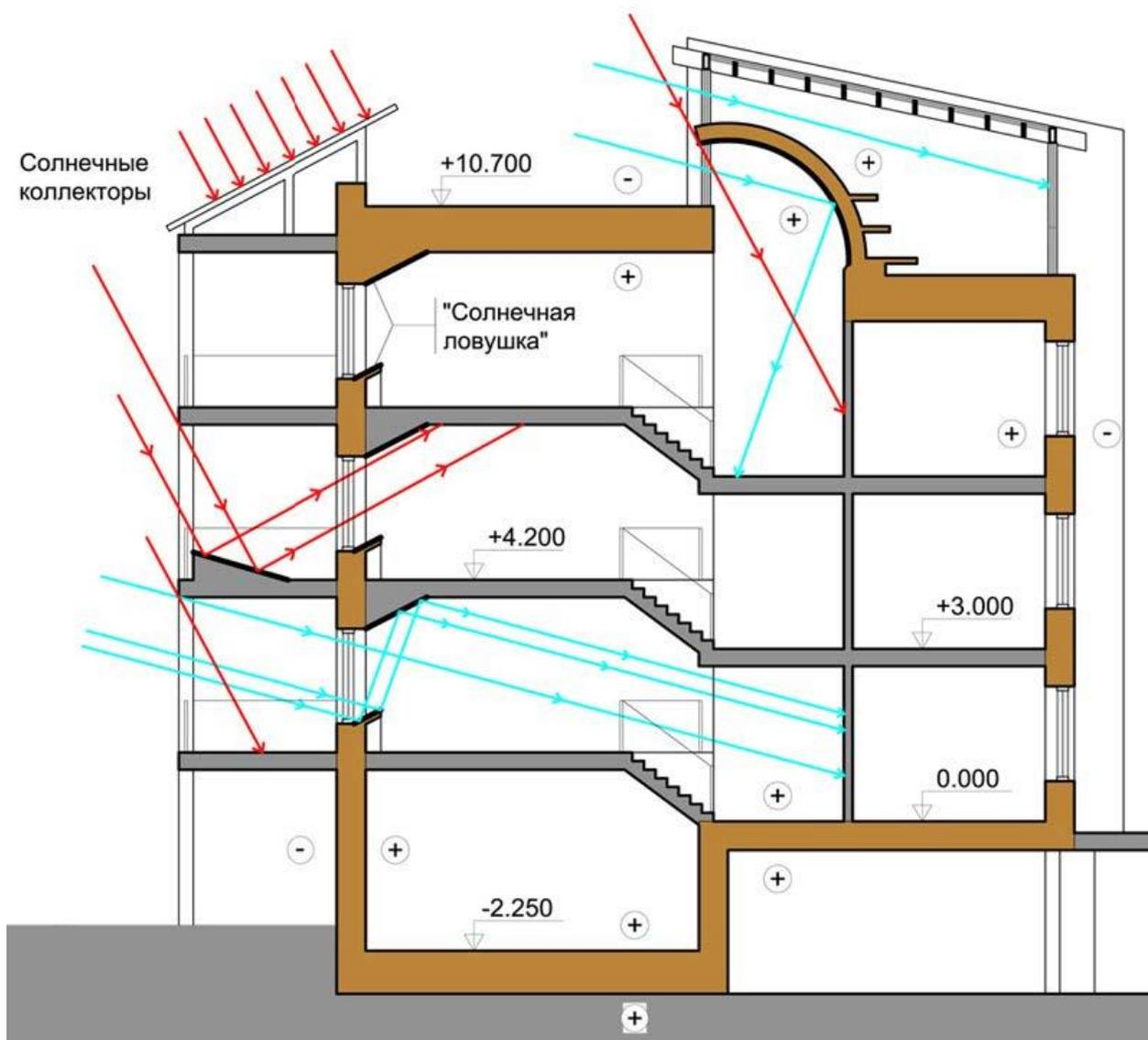


Рисунок 20 – Инсоляция здания в летний (красные стрелки) и зимний периоды (голубые стрелки)

Также если у здания будет оптимальная ориентация и расположение (первый принцип), то эффективность естественного освещения здания будет выше, что позволит снизить расходы на электроэнергию (рисунок 20).

Выведенные террасы южного фасада защищают помещения от прямых солнечных лучей в летние периоды.

Изменение формы здания, путем составления его из нескольких блоков, позволяет добиться повышения энергетической эффективности объекта строительства. Блокирование сооружения позволяет снизить

тепловую отдачу за счет снижения суммарной площади поверхности ограждающих конструкций, уменьшается площадь застройки, требуется меньше стройматериалов, сокращается протяженность коммуникаций.

Для снижения теплотерь через ограждающие конструкции необходимо повысить тепловое сопротивление этих конструкций, провести теплоизоляционные мероприятия.

Теплоизоляционные материалы классифицируются [71]:

- по виду исходного сырья (рисунок);
- по горючести (слабые, умеренные, нормальные, горючие);
- по области применения (строительная, трубная, промышленная);
- по плотности (особо легкие, легкие, тяжелые);
- по форме и внешнему виду (штучные, рулонные, шнуровые, жгутовые, сыпучие);
- по жесткости;
- по теплопроводности (низкая теплопроводность; средняя теплопроводность; повышенная теплопроводность);
- по структуре (волокнистые, ячеистые, сыпучие, смешанные).

Помимо повышения энергетической эффективности объекта строительства, при выборе теплоизоляционного материала объекта строительства, необходимо руководствоваться условиями окружающей среды, а также требованиями пожаробезопасности.

«Теплоизоляционные материалы отличаются также друг от друга по следующим параметрам:

- теплопроводность,
- паропроницаемость,
- огнестойкость,
- воздухопроницаемость,
- водопоглощение,
- прочность и сжимаемость,

– плотность» [71].

Нормативно-технические документы устанавливают следующие требования к теплоизоляционным конструкциям:

«Теплоизоляционная конструкция должна обеспечивать параметры теплохолодоносителя при эксплуатации, нормативный уровень тепловых потерь оборудованием и трубопроводами, безопасную для человека температуру их наружных поверхностей.

Конструкции тепловой изоляции трубопроводов и оборудования должны отвечать требованиям:

- энергоэффективности – иметь оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации;
- эксплуатационной надежности и долговечности - выдерживать без снижения теплозащитных свойств и разрушения эксплуатационные температурные, механические, химические и другие воздействия в течение расчетного срока эксплуатации;
- безопасности для окружающей среды и обслуживающего персонала при эксплуатации и утилизации.

Материалы, используемые в теплоизоляционных конструкциях, не должны выделять в процессе эксплуатации вредные, пожароопасные и взрывоопасные, неприятно пахнущие вещества, а также болезнетворные бактерии, вирусы и грибки, в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации, установленные в санитарных нормах» [67].

Классификация материалов по виду исходного сырья приведена на рисунке 21.



Рисунок 21 – Классификация теплоизоляционных материалов по виду исходного сырья

«В состав конструкции тепловой изоляции для поверхностей с положительной температурой в качестве обязательных элементов должны входить:

- теплоизоляционный слой,
- покровный слой,
- элементы крепления» [67].

Для снижения затрат на монтажные работы, при строительстве новых объектов применяются предизолированные трубопроводы с изоляцией из пенополиуретана [86].

Значительное влияние на потери через оконные конструкции оказывает применение жалюзи. Применение оконных конструкций с двойным (или тройным) остеклением позволяет сократить теплопотери до 30%. Экономические затраты определяются площадью остекления объекта. Окупаемость находится в пределах 0,1-1 год [86].

Ориентация объекта строительства связана с равномерностью воздействия инсоляции, а также с влиянием скорости и направления ветра на здание. Поэтому при проектировании необходимо деление системы отопления на отдельные составляющие в соответствии с ориентацией по сторонам света (северную и южную).

Лестничные площадки и нежилые зоны располагают на сторонах с наиболее негативным воздействием наружной среды (ветер, низкая инсоляция). Поскольку данные зоны являются неотапливаемыми, то тепловая отдача значительно снижается.

Естественная вентиляция работает благодаря разнице температур и давлений между неотапливаемыми и жилыми помещениями. Чаще всего используется вертикальная вентиляция, при которой воздушный поток проходит через выведенные отверстия ограждающих конструкций по всему зданию. В некоторых зданиях может применяться механическая вентиляция, которая предполагает два механизма проветривания (первый – оконные створки с приводом для их открытия и закрытия, второй – клапан, обеспечивающий постоянный незначительный приток воздуха).

Система кондиционирования здания работает совместно с вентиляционной системой.

Для больших зданий и сооружений используются для кондиционирования помещений чиллеры и фанкойлы. Чиллер является холодильной машиной, фанкойлы – теплообменники с вентиляторами. Данная система является центральной и обладает следующими преимуществами:

- к одному чиллеру подключается большое количество фанкойлов;
- режим работы фанкойла управляется с пульта;
- длина трассы прокладываемой от чиллера до фанкойла не ограничивается.

В центральной системе кондиционирования может быть использовано несколько чиллеров, которые связываются в общую систему. Регулировка

производительности фанкойлов осуществляется изменением режима центробежного вентилятора или расхода жидкости трехходовых клапанов. В качестве теплоносителя используется вода.

Наиболее перспективным направлением является использование мультизональных VRF систем. Данные системы обладают высокой энергоэффективностью, плавной регулировкой микроклимата помещений, простотой обслуживания и эксплуатации. Высокая стоимость систем, ограниченность длин трасс и перепадов высот между наружными и внутренними блоками сужает область применения данных систем.

«Во внутренних блоках мультизональных систем кондиционирования установлены датчики температуры и электронный расширительный вентиль, который регулирует расход хладагента через испаритель в широком диапазоне и с высокой точностью. Более того, в зависимости от температуры в помещении, автоматика внутреннего блока плавно регулирует скорость вращения вентилятора, что позволяет очень точно поддерживать температуру в помещении. Также, в VRF довольно просто организовать диспетчеризацию и центральное управление системами, т.к. эти модули подключаются к существующей линии связи. Как правило, внутренние блоки имеют также меньший уровень звукового давления, чем фанкойлы. Таким образом, приоритетность применения в том или ином случае в большей степени зависит от потребностей заказчика, т.к. в конечном итоге обе системы выполняют задачу по поддержанию температурных параметров в помещении, просто делают это с разной точностью и уровнем комфорта» [83].

Довольно часто для экономии тепловой энергии на нагрев приточного воздуха используют рекуператоры – оборудование, которое подогревает наружный приточный воздух отработанным вытяжным. Рекуператор представляет собой оборудование вентиляционной системы, которое осуществляет теплообмен приточного и вытяжного воздуха через специальную стенку (рисунок 22).

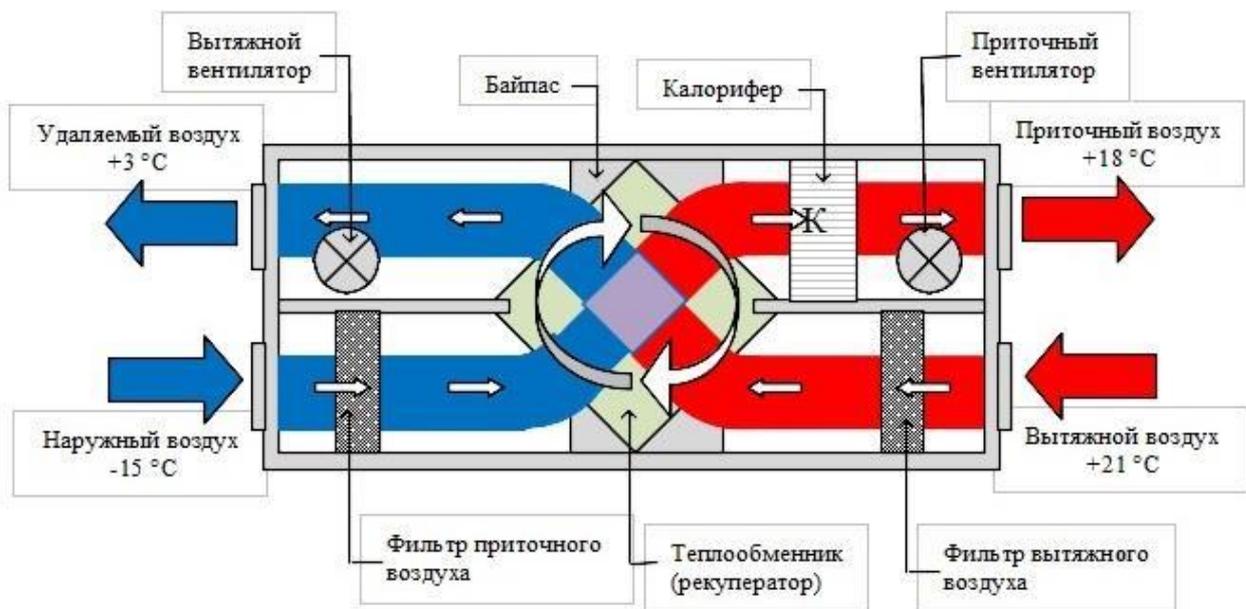


Рисунок 22 – Устройство системы вентиляции с рекуперацией тепла

«В качестве дополнительного контура в системе может использоваться грунтовый теплообменник, позволяющий нагреть наружный воздух перед запуском в рекуператор на $10-15^{\circ}\text{C}$ » [5].

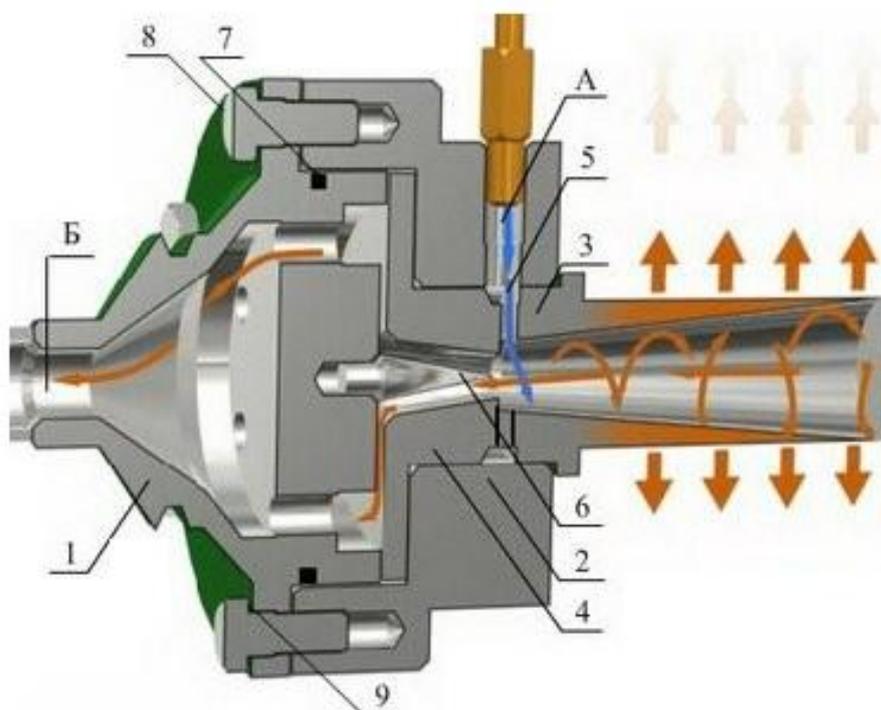
Регулировка рекуперации тепловой энергии осуществляется при помощи воздушного клапана.

Чаще всего при проектировании общественных зданий параметры воздухообмена помещений рассчитываются по действующим нормативам. Производительность приточных и вытяжных установок систем вентиляции и кондиционирования помещений устанавливается для максимального количества персонала, присутствующего в помещении. Для поддержания требуемого микроклимата используются датчики температуры, влажности, а также датчики CO_2 . Показания датчиков передаются на контроллер системы вентиляции и кондиционирования, которая в свою очередь изменяет производительность своей работы.

Нагрев воды и воздуха в целях отопления и ГВС жилых домов и общественных зданий объемом $150-3500 \text{ м}^3$ может осуществляться с помощью теплового генератора [2]. Вихревой теплогенератор (рисунок 23) является экологичным, экономичным, обладает высоким КПД ($91-92\%$) [6].

Классифицируются по конструкции вихревые генераторы следующим образом:

- пассивные тангенциальные,
- пассивные аксиальные,
- активные.



1 – крышка; 2 – корпус; 3 – фланец; 4 – диффузор; 5 – улитка; 6 – конус; 7 – уплотнитель; 8 – болт; 9 – шайба; А, Б – выходы газа

Рисунок 23 – Принципиальная схема вихревого теплогенератора

Тепловые насосы, используемые в ЖКХ, утилизируют низкопотенциальную тепловую энергию сбросных и возобновляемых источников для подогрева отопительной воды и ГВС.

В некоторых регионах РФ используются индивидуальные системы теплоснабжения вместо централизованных [6],[86]. По возможности следует использовать газовые котельные. В жилых помещениях устанавливается газовый котел, система газоотведения, газоанализатор, прибор учета газа.

Индивидуальные системы теплоснабжения используются преимущественно в малоэтажных строениях.

Если применяется несколько газовых котельных, нагрузка перераспределяется с помощью кольцевания тепловых сетей. В квартирах и прочих помещениях устанавливаются термостатические регуляторы, которые позволят сэкономить 50-60% тепловой энергии [86].

«В рамках федеральной целевой программы по энергосбережению создание мини-ТЭЦ рассматривается как эффективное решение проблем электро- и теплоснабжения в масштабе небольших регионов, городов, поселков, промышленных предприятий и т.п., так как они могут использоваться как автономно, так и совместно с централизованными системами электроснабжения и тепла» [2].

Регулировка гидравлического режима объектов ЖКХ путем монтажа балансировочных вентилей снижает готовый отпуск тепловой энергии на 4% [86].

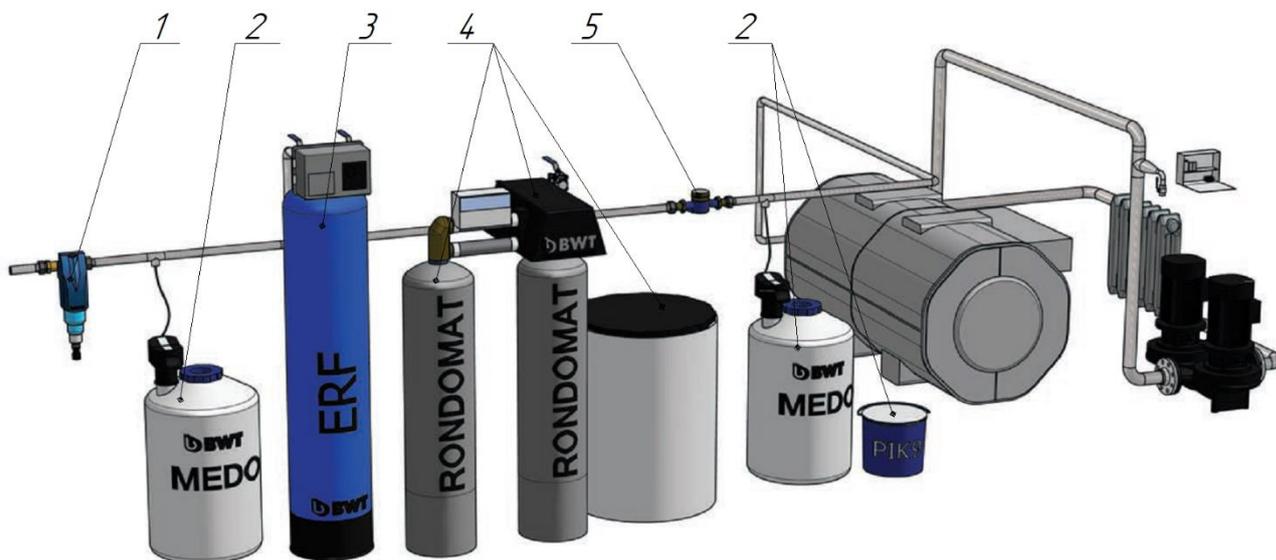
Поскольку в ночное время ГВС практически не используется, то во многих жилых, общественных и административных зданиях в целях энергосбережения отключают циркуляционные насосы в летний период. Несмотря на отключение циркуляционных насосов, потребители могут использовать воду, её охлаждение незначительное. Экономия тепловой энергии возникает поскольку вода не проходит через стояки, где возникает повышенная потеря тепла и отсутствует водоразбор.

Чтобы вода в трубопроводах чердачных помещений не замерзала, работа насосов необходима при температуре ниже 4°C.

«Время включения и выключения циркуляционного насоса определяют для каждого ЦТП по времени окончания и начала фактического водоразбора. Включать насос следует примерно за час до начала водоразбора. В жилых кварталах, где проживает значительное количество людей, работающих посменно, т.е. имеет место значительное потребление воды в течение всей ночи, выключать циркуляционные насосы не рекомендуется» [86].

«В котельных для открытых систем теплоснабжения и для установок централизованных систем горячего водоснабжения, водоподогреватели которых выбраны по расчетным средним часовым нагрузкам, следует предусматривать баки-аккумуляторы горячей воды, а для закрытых систем теплоснабжения - баки запаса подготовленной подпиточной воды» [68].

Котельные, которые не оснащены системами предварительной подготовки воды (рисунок 24) не должны быть допущены к эксплуатации. Энергоэффективность и надёжность котельных без систем водоподготовки с каждым годом снижается.



1 – защитный фильтр с обратной промывкой; 2 – станция дозирования; 3 – каталитический фильтр; 4 – система умягчения воды; 5 – КИП

Рисунок 24 – Система предварительной подготовки воды котельной [8]

Также необходима установка регуляторов температуры. В местах водоразбора закрытых систем теплоснабжения необходимо поддержание 50°C, а для открытых – 55°C. Поддержание требуемой температуры необходимо в целях энергосбережения, поскольку увеличение потерь тепловой энергии в трубопроводах составляет 3% на каждый градус Цельсия [86].

Теплообменники рекомендуется использовать пластинчатые.

В тепловых сетях используются следующие энергосберегающие мероприятия:

- применение циркуляционной схемы ГВС;
- установка оборудования частотного регулирования сетевых насосов;
- замена запорной арматуры теплосетей.

Если мероприятия проводятся на источниках тепловой энергии, то для жилых, административных и общественных зданий рекомендуется проведение следующих мероприятий [79]:

- при использовании отдельной котельной, рекомендуется отведение верхних (теплых) слоев воздуха через вытяжной вентилятор;
- установка блочных инжекторных горелочных устройств;
- монтаж увлажнителей для вытяжного воздуха;
- использование острого дутья, которое помогает сжигать топливо с пониженным избытком воздуха;
- при нагрузке электрических двигателей приточной и вытяжной вентиляции менее 50%, необходим монтаж средств автоматики для снижения производительности работы вентиляторов и дымососов, либо установка двигателей меньшей мощности.
- установка средств автоматического управления работой котлов для поддержания оптимальных параметров теплоснабжения, а также микроклимата помещений здания;
- монтаж контактных теплообменников для использования тепловой энергии уходящих газов.

Также следует учитывать режим работы котельной поскольку нагрузка на отопительное оборудование в ночное время и в неотапительный период является минимальной (таблица 4).

Таблица 4 – Оценка энергосберегающих мероприятий в котельных [86]

Мероприятие	Экономия после внедрения
Монтаж водяного экономайзера для использования тепла отработавших газов	5-6%
Использование деаэраторов	1%
Установка оборудования глубокой утилизации тепла	<15%
Уменьшение температуры отработавших газов на 10°C	0,6-0,7%
Увеличение температуры на входе котла на 10°C	2%
Оборудование обдувки наружных поверхностей нагрева	2%
Удаление накипи внутри котельного оборудования	–
Оптимизация режима работы паровых котлов	2%
Наладка оборудования и настройка КИП	3%
Отведение верхнего слоя теплового воздуха котельной на 1 тыс. м ³ газа	17 кг у.т.

1.7 Энергосбережение в промышленности

Рассмотрим мероприятия по повышению энергетической эффективности в насосных установках литейного производства [4].

При правильном изменении режима работы насосных установок можно добиться значительной степени экономии электрической энергии. Существуют следующие способы регулирования:

- отключение малонагруженных, параллельно работающих насосов;
- изменение величины открытия задвижки;
- изменение производительности работы насосных установок.

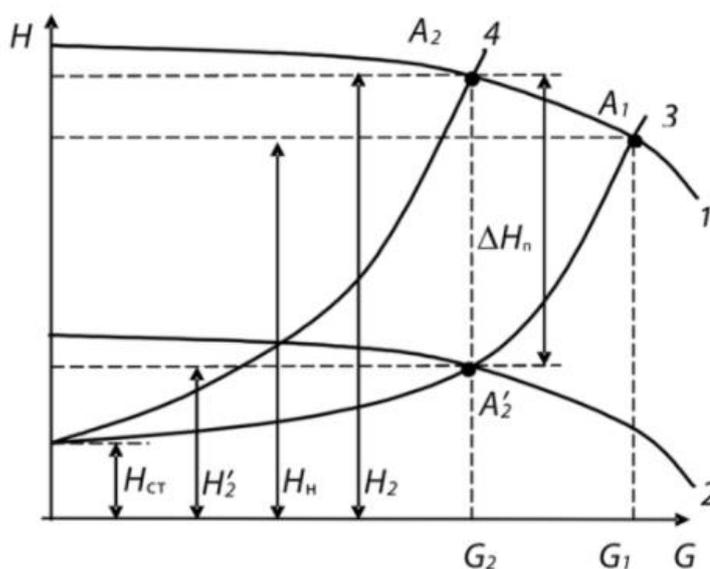
Насосные установки в зависимости от назначения и рода жидкости классифицируются следующим образом:

- водопроводные;
- канализационные (дренажные, фекальные, канализационные насосные станции);

- мелиоративные;
- теплофикационные (питательный, подпиточный, конденсатный, сетевой);
- насосы нефтедобывающей отрасли.

Управление величиной подачи линии осуществляется изменением степенью открытия затвора на напорной линии. Данный способ управления имеет существенные потери, поскольку в задвижке повышается гидравлическое сопротивление (при прохождении через затвор требуются дополнительные энергозатраты).

В последнее время всё чаще используется регулирование частоты вращения рабочего колеса для управления производительностью насосов (рисунок 25).



1 – номинальная частота вращения рабочего колеса насоса; 2 – уменьшенная частота вращения рабочего колеса насоса; 3 – полностью открытая задвижка; 4 – частично открытая задвижка

Рисунок 25 – Характеристики величины напора от величины подачи

Регулирование частоты вращения рабочего колеса насоса осуществляется при помощи частотного преобразователя. Частотные преобразователи дают возможность:

- автоматически поддерживать требуемое давление в системе при изменении параметров потребления;
- повысить срок службы насосов почти в 3 раза путем исключения перегрузок, а также для трубопроводов за счет отсутствия избыточного давления в системе;
- снизить избыточное давление, тем самым уменьшить расход воды. «В системах водоснабжения каждая лишняя атмосфера вызывает за счет больших утечек дополнительно 7-9% потерь воды» [4];
- сократить трудовые затраты на обслуживание и эксплуатацию насосных установок.

Следует также отметить, что сокращение расхода воды и исключение утечек, также приводят к экономии электроэнергии насосных установок. Это связано с тем, что насосы из-за потерь воды должны подавать её дополнительные объемы потребителю.

«Большое количество воды на промышленных предприятиях используется для охлаждения различных технологических установок. Вода для этих целей может использоваться многократно по замкнутому циклу. Внедрение оборотного водоснабжения может сократить расход первичной воды в 2 раза и обеспечить экономию электроэнергии на 15-20%» [4].

Снижение расхода воды (и следовательно электроэнергии) на литейных промышленных предприятиях обеспечивается также путем модернизации:

- технологического процесса охлаждения металлургических печей и оборудования термической обработки, сварочных аппаратов и установок высокой частоты;
- внедрения схем автоматического управления подачи воды на охлаждение.

Что касается использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР), то за счет их применения на металлургических предприятиях можно добиться экономии теплоэнергии на 30-70%. Классификация ВЭР представлена на рисунке 26 [17].



Рисунок 26 – ВЭР утилизируемые на предприятиях металлургии

1.8 Энергосбережение в сельском хозяйстве

В процессе проектирования котельной необходимо учитывать стоимость топлива. При выработке тепловой энергии могут быть использованы следующие виды топлива (в порядке увеличения стоимости за 1 Гкал тепловой энергии) [86]:

- газ;
- дрова;
- торф;

- уголь;
- мазут;
- печное бытовое топливо;
- электроэнергия.

Рекомендуется применение газового топлива относительно твердых и жидких видов топлива также по причине того, что газовые котлы более простые в обслуживании и эксплуатации. Тем не менее, для повышения надежности теплоснабжения в отопительные периоды могут быть использованы альтернативные виды топлива.

«Мировые запасы торфа оцениваются более чем в 500 млрд. т. На Россию приходится свыше 45% (235 млрд т) мировых запасов торфа. В топливном балансе доля торфа составляет менее 1%. Торф относится к возобновляемым видам топлива, ежегодно в мировом масштабе прирост его составляет около 250 млн т. При разработке долгосрочной программы «Энергетическая стратегия России» предусмотрено использование торфа для получения электрической и тепловой энергии» [49].

Кроме торфа может быть использованы древесные отходы, низкосортная древесина, отходы сельскохозяйственного производства. Данный тип сырья позволяет решить проблему теплоснабжения в большей степени для отдаленных потребителей.

В сельском хозяйстве применяется способ сезонного или суточного аккумулирования тепла в грунте подземного расположения и преимущественного использования его в последующем для целей теплоснабжения и/или кондиционирования помещений.

Данная технология позволяет повысить энергоэффективность системы отопления и кондиционирования, путем экономии невозобновляемых энергоресурсов. В составе данной технологии используется тепловой насос.

В качестве источника тепловой энергии применяется грунт. Тепловой насос перемещает по трубопроводам теплоноситель (этиленгликоль).

Трубопровод зарывается в землю на 0,5 м ниже уровня промерзания грунта. Уровень промерзания грунта для каждого региона индивидуальный.

Минимальное рекомендуемое производителями расстояние между трубами коллектора - 1,2...1,5 метра. Здесь не требуется бурение, но требуются более обширные земельные работы на большой площади, и трубопровод более подвержен риску повреждения. Эффективность такая же, как при отборе тепла из скважины [52].

Специальной подготовки почвы не требуется. Но желательно использовать участок с влажным грунтом, если же он сухой, контур надо сделать длиннее.

Грунт, который является тепловым аккумулятором ограничен оболочкой из тепловой и гидроизоляции. Форма оболочки может быть различной формы (куб, параллелепипед, тор и др.).

Использование тепловой энергии аккумулятора позволяет повысить эффективность работы теплового насоса, путем повышения его коэффициент трансформации.

Выводы по разделу

В данной главе проанализирована структура потребления электроэнергии на СН ПС. В ходе анализа было выявлено, что наиболее затратными являются сферы, связанные с затратами электроэнергии на процессы обогрева, обдува и охлаждения объектов СН ПС.

Потенциал ВИЭ на ПС используется не в полной мере. Существующие технологии энергосбережения используются разрозненно, не представляют из себя единый комплекс энергосберегающих технологий.

Действующая схема снижения электрических потерь путем утилизации тепловой энергии силового трансформатора не задействует отдаваемую энергию в теплый период года.

2 Разработка математической модели расчета электрических потерь подстанции

2.1 Принцип работы и схема отопительной системы здания подстанции в составе электротехнического комплекса с использованием грунтового теплообменника

Тепловую энергию, выделяемую в ходе работы и отводимую системой охлаждения трансформатора, можно использовать для последующего обогрева помещений, оборудования.

Примером такого использования может служить подстанция 500 кВ «Нижегородская» Россети ФСК ЕЭС (ПАО «ФСК ЕЭС»). В 2019 г. завершён второй этап проекта по повышению энергоэффективности, внедрены уникальные комплексные технические решения, позволяющие снизить расход электроэнергии на охлаждение автотрансформаторов, обогрев подстанционного оборудования и зданий [7],[28].

Работы проводятся в рамках корпоративного проекта «Энергоэффективная подстанция», которому решением Минэнерго России присвоен статус национального.

На первом этапе, завершённом в январе 2014 г., на подстанции «Нижегородской» был установлен тепловой насос, позволивший за счет тепла автотрансформатора обеспечить обогрев общеподстанционного пункта управления (ОПУ). В результате потребление электроэнергии зданием снизилось на 340 тыс. кВт·ч в год, что составляет 77 % прежнего объёма потребления [28].

В рамках второго этапа в систему утилизации тепла было включено вспомогательное здание общей площадью 806 кв. м. Система утилизации дополнена блоком жидкостного охлаждения, который позволяет сократить расход электроэнергии на охлаждение автотрансформатора в летний период, когда контур утилизации тепла на отопление зданий не используется [30].

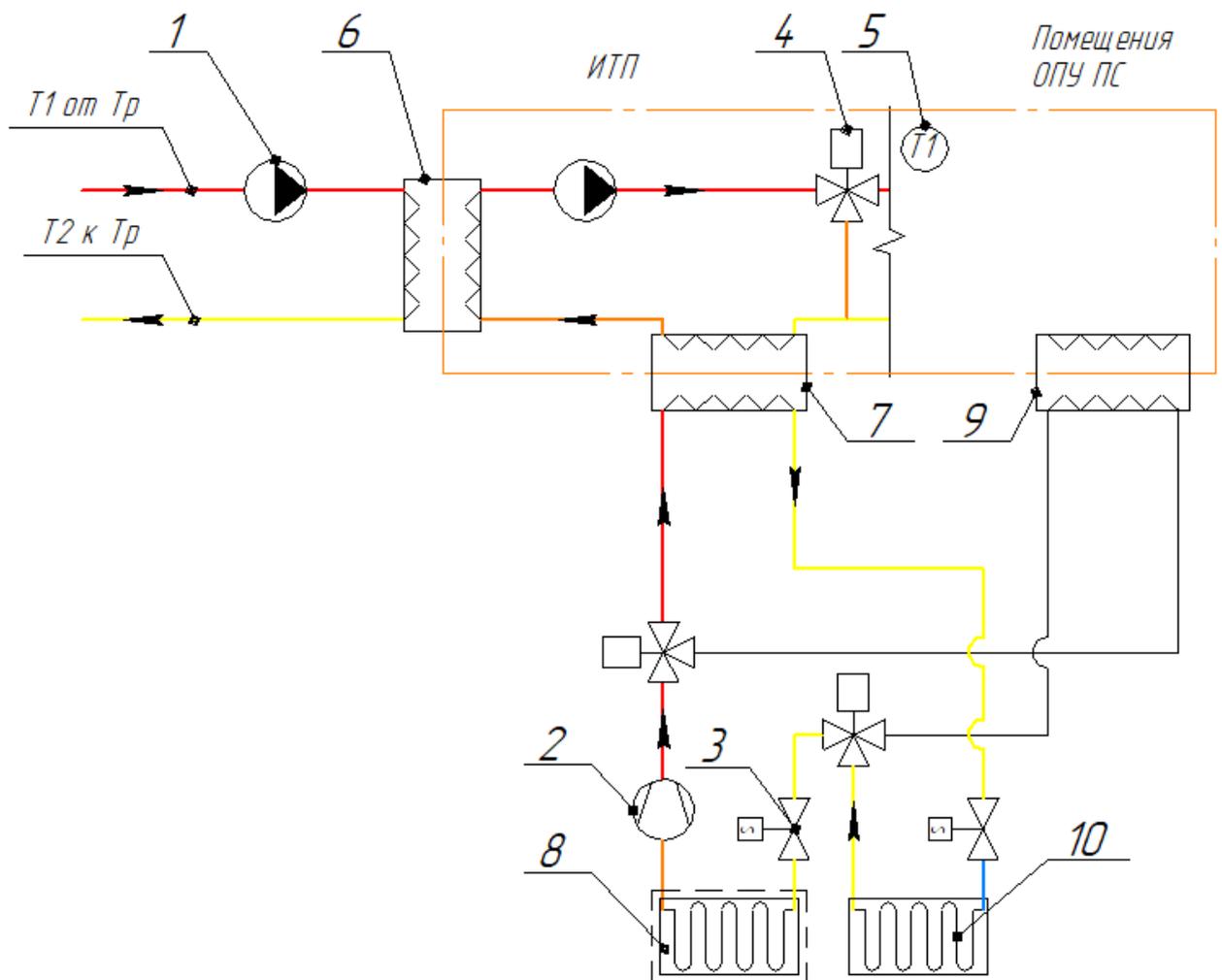
В данном техническом решении используется тепловой насос, который передает тепловой поток от трансформаторного масла к воде отопительного контура ОПУ ПС. В данной схеме используется промежуточный теплоноситель при передаче тепловой энергии от теплоносителя трансформатора к теплоносителю отопительной системы ОПУ ПС (рисунок 9).

Данная схема позволяет утилизировать тепловую энергию системы охлаждения трансформатора только в холодное время года. При отсутствии потребности в обогреве помещений ОПУ ПС значительное количество тепловой энергии системы охлаждения силового трансформатора выбрасывается в атмосферу. Также следует учитывать, что по мере роста температуры окружающей среды, выбрасывается больше тепловой энергии системы охлаждения трансформатора, поскольку температура масла должна быть в определенном температурном диапазоне, а ОПУ требует меньше тепловой энергии на СН ПС [35].

Также значительную роль на теплоступления для СН ПС играют площадь поверхности ОПУ и объем помещений, а также коэффициент теплового сопротивления поверхности (утепление), количество устанавливаемых трансформаторов, их мощность и тип системы охлаждения.

Помимо соблюдения температурного диапазона масла системы охлаждения трансформатора, следует также поддерживать температуру теплоносителя (воды) системы отопления ОПУ ПС и соответственно самих помещений.

Для поддержания температуры помещений в диапазоне температур 18-22°C необходимо использовать датчик температуры и трехходовой соленоидный клапан. При отклонении температуры помещений подстанции от заданного диапазона, подается сигнал на включение или отключение подачи теплоносителя в контур ОПУ ПС (рисунок 27).



1 – циркуляционный насос; 2 – Компрессор тепловой машины; 3 – Соленоидный двухходовой клапан; 4 – Электромагнитный трехходовой клапан; 5 – Датчики температуры помещений ПС; 6 – Теплообменник ТР-ТП; 7 – Теплообменник ТМ-ТП; 8 – Грунтовый аккумулятор тепловой энергии; 9 – внутренний блок системы кондиционирования ПС; 10 – Грунтовый теплообменник

Рисунок 27 – Принципиальная схема работы отопительной системы здания подстанции с использованием грунтового теплообменника

Рассмотрим схему в зимний период. Изначально, тепловой поток трансформаторного масла передается к теплообменнику (6) с помощью циркуляционного насоса (1). От теплообменника (6) тепловой поток передается к электромагнитному клапану (4), который в свою очередь по сигналу датчика температуры (5) либо подает теплоноситель в отопительный контур ПС, чтобы повысить температуру помещений, либо переключается и теплоноситель проходит к теплообменнику (7). Поскольку в зимний период

система кондиционирования не работает, то тепловой поток от внутреннего блока (9) не поступает к контуру тепловой машины.

Теплоноситель начинает проходить напрямую к теплообменнику ТМ-ТП. Теплообменник (7) получает тепловую энергию от конденсатора теплового насоса. Охлажденный этиленгликоль поступает к соленоидному клапану, где теряет давление (и соответственно температуру), а затем в неутепленную часть грунта (10). Этиленгликоль получает часть тепла за счет установившейся температуры в грунте. Затем этиленгликоль поступает в утепленную часть грунтового аккумулятора, где получает дополнительное тепло, запасенное ранее в летний период года. Этиленгликоль после прохождения теплового аккумулятора поступает в компрессор, который повышает давление и, следовательно, температуру. В результате высокотемпературный этиленгликоль поступает в конденсатор. Конденсатор отводит тепловую энергию в теплообменник (7), который в свою очередь отдает её в водяной контур. Далее цикл тепловой машины проходит заново.

На следующем этапе цикла подогретая вода проходит от теплообменника (7) до теплообменника (6). Тепловой поток, поступающий от трансформатора по трубопроводу Т1 передается водяному теплоносителю с помощью теплообменника (6). Охлажденный теплоноситель также с помощью циркуляционного насоса (1) подается обратно к трансформатору по трубопроводу Т2.

Окончательно подогретая вода снова поступает в отопительный контур ПС. Отопительный цикл снова повторяется.

Теперь рассмотрим схему работы системы в летнее время года (рисунок 28).

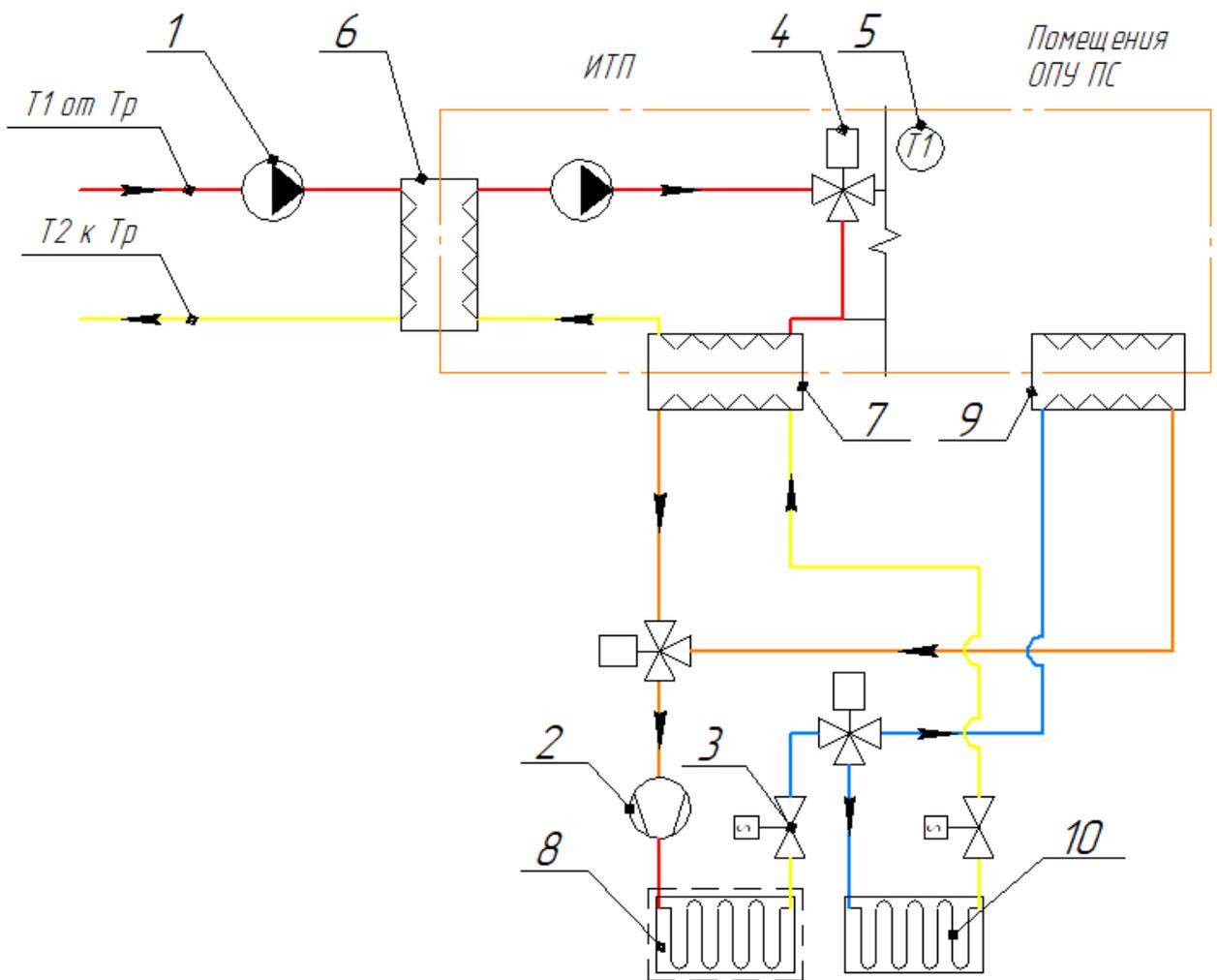


Рисунок 28 – Принципиальная схема работы системы кондиционирования и аккумулярования тепловой энергии в грунтовый аккумулятор ПС

Изначально, тепловой поток трансформаторного масла передается к теплообменнику (6) с помощью циркуляционного насоса (1). От теплообменника (6) тепловой поток передается к электромагнитному клапану (4), который в свою очередь по сигналу датчика температуры (5) в летний период переключает подачу тепловой энергии (так как отопление помещений не требуется), теплоноситель проходит напрямую к теплообменнику (7). Если температура превышает 22°C в помещениях ПС, то от внутреннего блока (9) системы кондиционирования тепловой поток поступает в контур тепловой машины, которая в итоге поступает в утепленную часть грунтового аккумулятора. Следует отметить, что тепловая машина работает по

обратному циклу, направление подачи теплоносителя является обратным относительно отопительного периода.

Для летнего периода тепловая машина ПС работает аналогично зимнему периоду. Испаритель (в зимний период является конденсатором) отбирает тепловую энергию от теплообменника (7) и передает её в контур с этиленгликолем тепловой машины. Тепловой поток, поступающий этиленгликолем системы кондиционирования, смешивается с тепловым потоком этиленгликоля, поступающего от теплообменника. Далее, нагретый этиленгликоль протекает к компрессору, который в свою очередь повышает его давление и, соответственно, температуру. Высокотемпературный этиленгликоль поступает в утепленную часть грунта, где передает свой тепловой поток в аккумулятор. Далее остывший этиленгликоль поступает к соленоидному клапану (3), где происходит сброс давления (и соответственно температуры). Часть холода поступает к внутреннему блоку системы кондиционирования, а другая часть этиленгликоля протекает через грунтовый теплообменник (10). Этиленгликоль, протекающий по грунтовому теплообменнику, отбирает тепло за счет установившейся температуры в грунте. Последующий соленоидный клапан давление оставляет таким же, этиленгликоль поступает к теплообменнику (7).

Далее цикл тепловой машины проходит заново.

На следующем этапе цикла вода, которая отдала часть тепла, проходит от теплообменника (7) до теплообменника (6). Тепловой поток, поступающий от трансформатора по трубопроводу Т1 передается водяному теплоносителю с помощью теплообменника (6). Охлажденный теплоноситель также с помощью циркуляционного насоса (1) подается обратно к трансформатору по трубопроводу Т2.

Нагретая вода снова поступает в обход отопительного контура ПС к теплообменнику (7). Отопительный цикл снова повторяется.

2.2 Тепловая модель подстанции (ПС)

Построим модель утилизации тепла в грунтовый аккумулятор с использованием конкретных принятых параметров.

Тепловой поток на подогрев воздуха определяется тепловым потоком, передаваемым отопительной водой и теплопотерями через стены и потолки помещений ПС.

Тепловые потери ПС:

$$\frac{dQ_{\text{пот.ПС}}}{dt} = S_{\text{пов.ПС}} \cdot \gamma_{\text{пов.ПС}} \cdot (T_{\text{ПС}} - T_{\text{нар}}) \quad (1)$$

где $S_{\text{пов.ПС}}$ – площадь поверхности ПС, м²;

$\gamma_{\text{пов.ПС}}$ – коэффициент теплопередачи поверхности Вт/(кг·°С);

$T_{\text{нар}}$ – температура воздуха за пределами помещений ПС (наружная), °С.

Определим площадь поверхности ПС по следующей формуле:

$$S_{\text{пов.ПС}} = 2 \cdot a_{\text{ПС}} \cdot b_{\text{ПС}} + 2h_{\text{ПС}} \cdot (a_{\text{ПС}} + b_{\text{ПС}}) \quad (2)$$

где $a_{\text{ПС}}$, $b_{\text{ПС}}$, $h_{\text{ПС}}$ – длина, ширина и высота ПС соответственно, м.

Изменение температуры помещений ПС:

$$\frac{dT_{\text{ПС}}}{dt} = \frac{1}{V_{\text{ПС}} \cdot \rho_{\text{возд}} \cdot c_{\text{возд}}} \cdot \left(\frac{dQ_{\text{вод2}}}{dt} - \frac{dQ_{\text{пот.ПС}}}{dt} \right) \quad (3)$$

где $V_{\text{ПС}}$ – объем ПС, м³;

$\rho_{\text{возд}}$ – плотность воздуха для нормальных условий, кг/м³;

$c_{\text{возд}}$ – удельная теплоемкость воздуха, Дж/(кг·°С).

Спроектируем тепловую модель ПС без учета системы кондиционирования и представим её на рисунке 29. Выходной переменной подсистемы модели является температура помещений ПС.

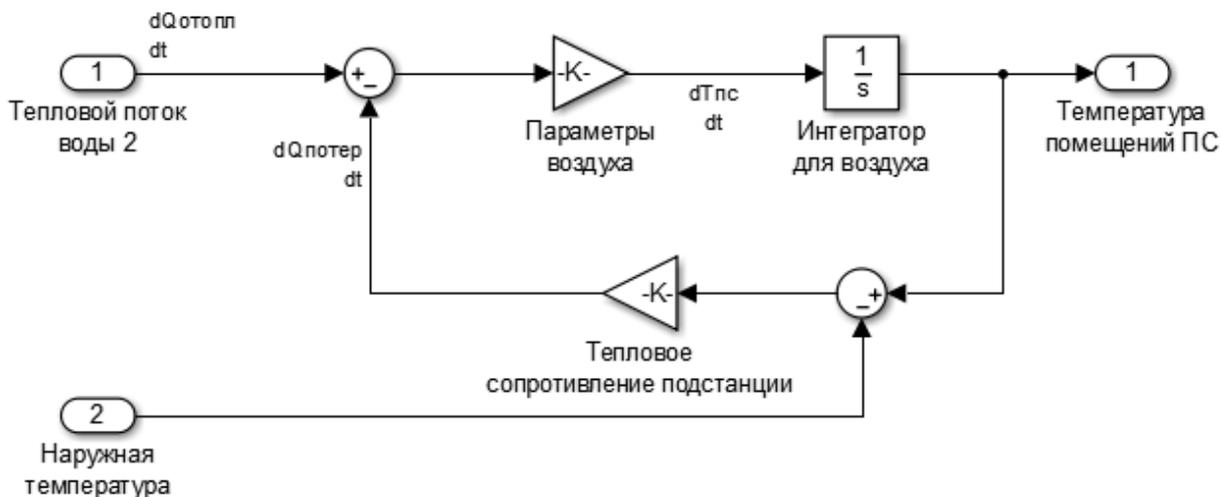


Рисунок 29 – Схема теплообмена ПС

Тепловой поток, поступающий для отопления ПС, определяется несколькими теплопоступлениями:

- тепловой поток воды обратного трубопровода (температура воды 50-55°C);
- тепловой поток, поступающий от системы охлаждения силового трансформатора;
- тепловой поток от системы кондиционирования (в летний период отсутствует).

Получаем следующую формулу для теплового потока, поступающего для системы отопления ПС:

$$\frac{dQ_{\text{вод}2}}{dt} = \frac{dQ_{\text{вод}1}}{dt} + \frac{dQ_{\text{тр}}}{dt} + \frac{dQ_{\text{конд}}}{dt} \quad (4)$$

Соответственно полученная сумма тепловых потоков должна быть получена через сумматор (рисунок 30). Полученное значение теплового

потока должно быть использовано для отопления ПС, либо должно поступать в грунтовый аккумулятор тепловой энергии. Для этого необходимо использовать соленоидный вентиль, который получает сигнал на переключение.

Сигнал представляет логический ноль или единицу, в зависимости от заданных на термостате параметров. Если на вентиль поступает логическая единица, то значение теплового потока поступает первый выходной блок. На втором выходном блоке получается ноль, поскольку на сумматоре происходит сложение и вычитание одного и того же значения. Если же на вентиль поступает логический ноль, то на первом выходной блоке будет значение теплового потока равное нулю. Что касается второго выходного блока, то значение получается из сложения теплового потока и вычитания нуля. Следовательно, тепловой поток поступает в утепленный грунтовой аккумулятор ПС.

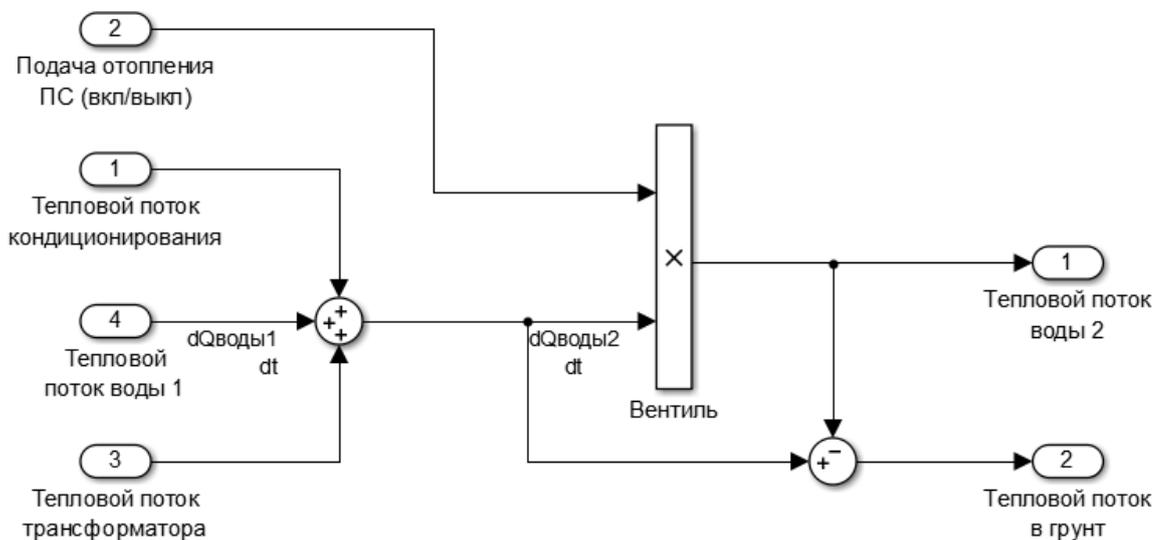


Рисунок 30 – Схема теплообменника Тр-ТП

Подсистему термостата модели зададим схемой, представленной на рисунке 31.

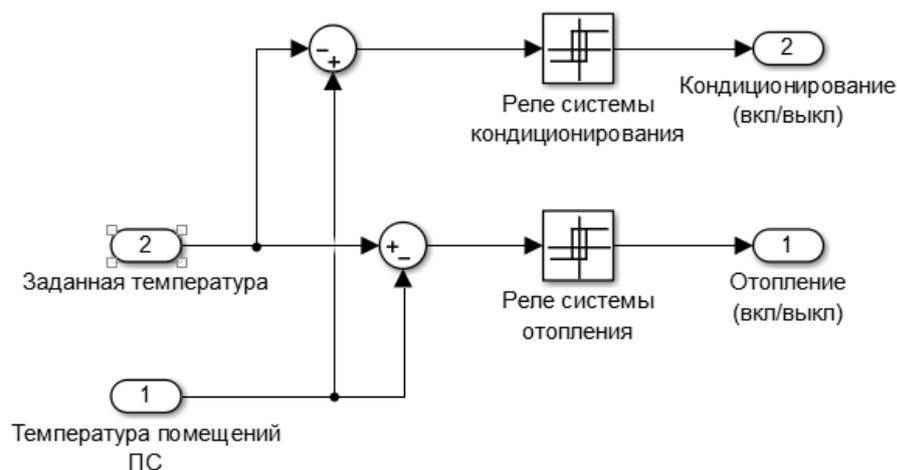


Рисунок 31 – Схема работы термостата

Температура помещений определяется датчиком температуры, который установлен на ПС. Когда разница температур между температурой на термостате и текущей в помещениях ПС выходит за пределы заданного диапазона, подается сигнал на включение системы кондиционирования или отопления.

Параметры реле системы отопления и кондиционирования представлены на рисунке 32. Заданную температуру установим равной 20°C. Система отопления работает пока помещение не нагреется до 22°C и отключена до тех пор, пока температура в помещении не будет ниже 18°C. Система кондиционирования отбирает тепло до тех пор, пока температура не будет ниже 22°C. Система кондиционирования отключена, пока температура вновь не поднимется выше 24°C.

Для правильной работы реле необходимо задать параметры в параметрах данного блока (рисунок 32).

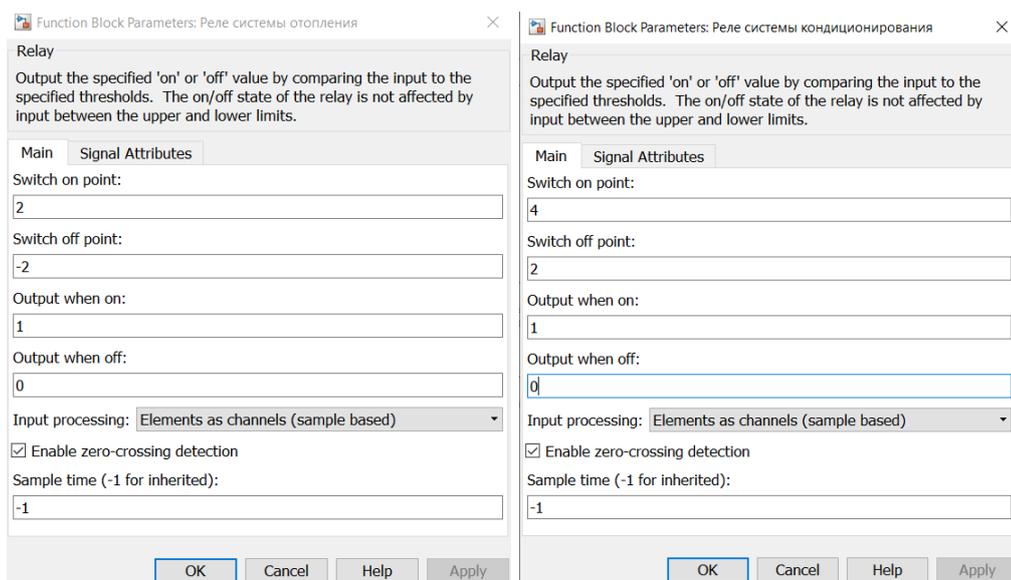


Рисунок 32 – Параметры, заданные на реле (для системы отопления – слева, для системы кондиционирования – справа)

Следует отметить, что отопление подстанции производится посредством воды, поэтому следует учитывать тепловой поток обратного трубопровода ПС.

2.3 Схема теплообмена ПС

Скорректируем подсистему теплообмена ПС и представим её на рисунке 33.

Тепловой поток, поступающий на обратный трубопровод, отбирает часть тепловой энергии, поступающей на отопление ПС.

Также в данной подсистеме добавлена система кондиционирования, которая охлаждает помещение ПС в теплое время года с помощью испарителя, а конденсатор отводит тепловую энергию. При наличии грунтового аккумулятора тепловая энергия конденсатора.

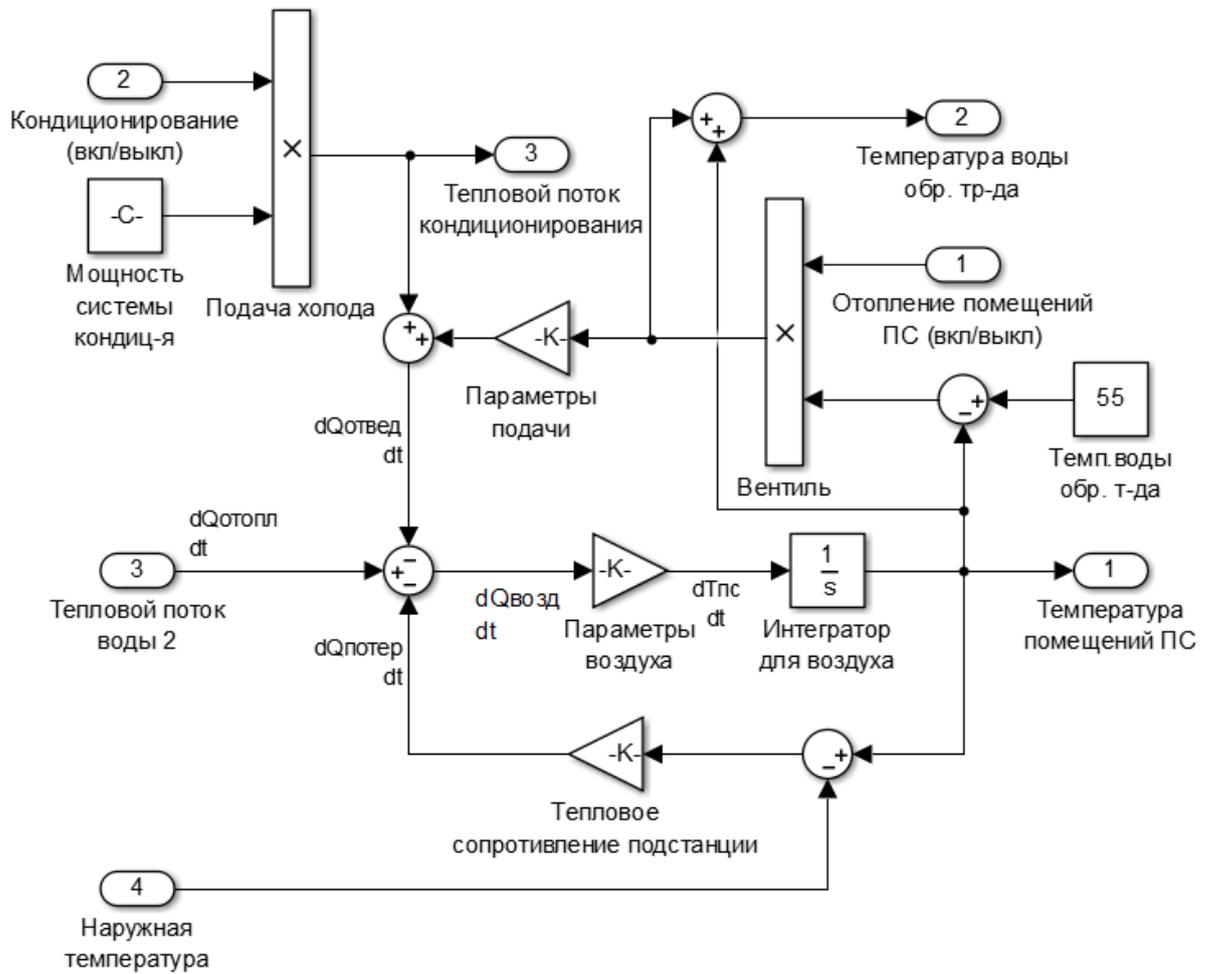


Рисунок 33 – Схема теплообмена ПС

Тепловой поток, поступающий на обогрев воздуха ПС:

$$\frac{dQ_{возд}}{dt} = \frac{dQ_{вод2}}{dt} - \frac{dQ_{отвед}}{dt} - \frac{dQ_{пот.пс}}{dt} \quad (5)$$

Тепловой поток, отводимый из помещений ПС:

$$\frac{dQ_{отвед}}{dt} = \frac{dQ_{конд}}{dt} + \frac{dQ_{водобр}}{dt} \quad (6)$$

В летний период тепловой поток обратного трубопровода равен нулю, а в зимний период тепловой поток системы кондиционирования равен нулю. Тепловой поток кондиционирования поступает в теплообменник Тр-ТП.

Теплового поток системы кондиционирования определяется холодопроизводительностью тепловой машины.

Тепловой поток воды обратного трубопровода:

$$\frac{dQ_{\text{вод.обр}}}{dt} = G_{\text{вод}} \cdot \rho_{\text{вод}} \cdot c_{\text{вод}} \cdot (T_{\text{вод.обр}} - T_{\text{пс}}) \quad (7)$$

где $G_{\text{вод}}$ – производительность циркуляционного насоса системы отопления ПС, м³/ч;

$\rho_{\text{вод}}$ – плотность воды для 55°C, кг/м³;

$c_{\text{вод}}$ – удельная теплоемкость воды, Дж/(кг·°C);

$T_{\text{вод.обр}}$ – температура воды обратного трубопровода отопительной системы ПС, °C.

Вода, протекающая по обратному трубопроводу от ОПУ ПС, подогревается теплом грунта в отопительный период. Поскольку температура утепленного грунта может быть ниже температуры воды обратного трубопровода, то поэтому используется тепловая машина (рисунок 27, 34). Уравнение теплоступлений от грунта к воде можно записать следующим образом:

$$\frac{dQ_{\text{вод1}}}{dt} = G_{\text{вод}} \cdot \rho_{\text{вод}} \cdot c_{\text{вод}} \cdot (T'_{\text{га}} - T_{\text{вод.обр}}) \quad (8)$$

где $T'_{\text{га}}$ – температура этиленгликоля на конденсаторе тепловой машины, °C.

Для расчета температуры этиленгликоля на конденсаторе тепловой машины необходимо провести преобразования в формулах. Запишем формулу расчета отопительного коэффициента:

$$COP = \frac{Q_{\text{т}}}{P_{\text{потр}}} = \frac{T'_{\text{га}}}{T'_{\text{га}} - T_{\text{га}}} \quad (9)$$

где $T_{га}$ – температура грунта в тепловом аккумуляторе, К.

Q_T – теплопроизводительность, кВт;

$P_{потр}$ – потребляемая электрическая мощность, кВт.

Примем усредненное значение электрической мощности 4 кВт и теплопроизводительность 15 кВт для однокомпрессорного теплового насоса. Тогда по формуле 9 получаем:

$$T'_{га} = \frac{T_{га}}{1 - \frac{1}{COP}} = \frac{T_{га}}{1 - \frac{P_{потр}}{Q_T}} \quad (10)$$

$$T'_{га} = \frac{T_{га}}{1 - \frac{4}{15}} = 1,36 \cdot T_{га}$$

Составим схему получения выходного теплового потока воды на теплообменнике ТМ-Тр. Затем подогретая вода поступает в теплообменник Тр-ТП.

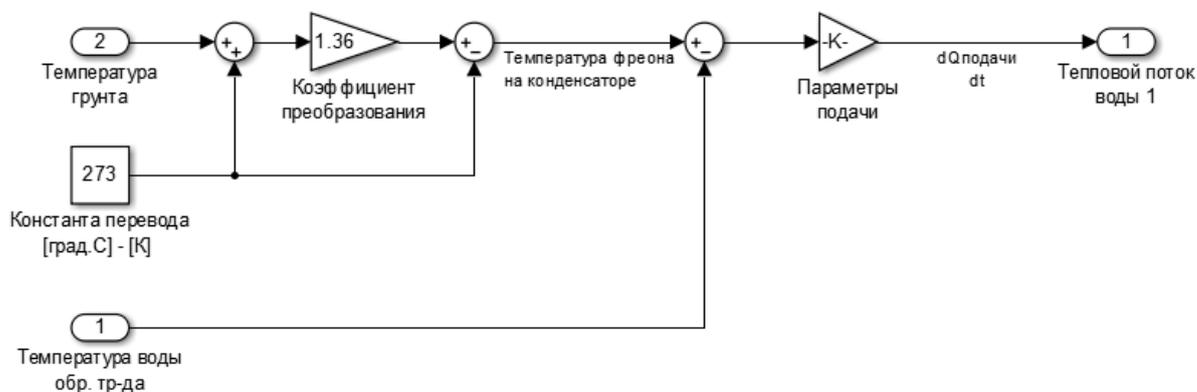


Рисунок 34 – Схема получения теплового потока воды, поступающий на теплообменник Тр-ТП

Охлажденный этиленгликоль поступает в грунтовый теплообменник, где получает от грунта тепловую энергию.

Уравнение выходного теплового потока из грунтового теплообменника можно записать следующим образом:

$$\frac{dQ'_{\text{ГТ}}}{dt} = \frac{dQ_{\text{ГТ}}}{dt} - \frac{dQ_{\text{ВОД1}}}{dt} \quad (11)$$

где $Q_{\text{ГТ}}$ – тепловая энергия грунтового теплообменника, Дж.

Изменение температуры грунтового теплообменника:

$$\frac{dT_{\text{ГТ}}}{dt} = \frac{1}{S_{\text{Тр}} \cdot l_{\text{Тр}} \cdot \rho_{\text{ЭГ}} \cdot c_{\text{ЭГ}}} \cdot \left(\frac{dQ_{\text{ГТ}}}{dt} - \frac{dQ_{\text{ВОД1}}}{dt} \right) \quad (12)$$

где $S_{\text{Тр}}$ – площадь сечения трубы, м²;

$l_{\text{Тр}}$ – суммарная длина трубы грунтового коллектора, м;

$\rho_{\text{ЭГ}}$ – плотность этиленгликоля при соответствующей температуре, кг/м³;

$c_{\text{ЭГ}}$ – удельная теплоемкость этиленгликоля при соответствующей температуре, Дж/(кг·°С).

Тепловой поток, поступающий в грунтовой теплообменник:

$$\frac{dQ_{\text{ГТ}}}{dt} = l_{\text{Тр}} \cdot \lambda \cdot (T_{\text{ГТ}} - T_{\text{Гр}}) \quad (13)$$

где λ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·°С);

$T_{\text{Гр}}$ – среднесуточная температура грунта, °С.

Для грунтового коллектора примем трубы ПНД, поскольку температура эксплуатации может снижаться до -70°С, в отличие от труб ПВХ [77]. Также данные трубы не теряют своих свойств при воздействии протекания такого теплоносителя как этиленгликоль [80]. Коэффициент теплопроводности ПНД трубы примем 0,4 Вт/(м·°С) [69],[18].

В литературе [26] отмечается, что теплотехнические испытания, выполненные на двойных U-образных трубах в заполненных водой скважинах, дают значение термического сопротивления 0,03–0,04 К·м/Вт. Если эти значения скорректировать с учетом намного более низких

скоростей прокачки жидкости во время фактической работы, то диапазон составит 0,03–0,05 К·м/Вт при сбросе тепла и 0,05–0,07 К·м/Вт во время извлечения. Производительность заполненной водой скважины лучше (сброс тепла) или аналогична (отбор тепла) двойным U-образным конструкциям с распорками в теплопроводном заполнителе [26].

Теплопроводность является величиной обратной термическому сопротивлению, примем 25 Вт/м·°С.

Составим схему получения выходного теплового потока из грунтового теплообменника и представим её на рисунке 35.

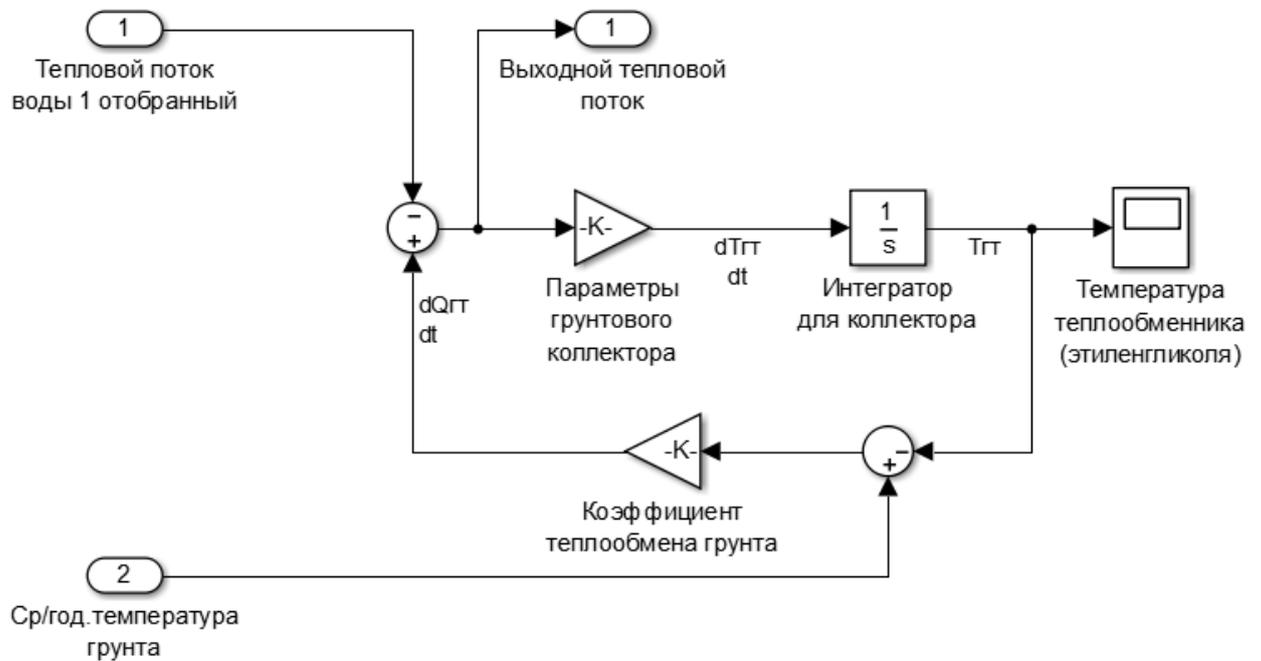


Рисунок 35 – Схема получения теплового потока, поступающего в аккумулятор тепловой энергии

Этиленгликоль по мере прохождения через коллектор отбирает тепловую энергию из грунта, тем самым подогривая теплоноситель.

Изменение температуры теплового грунтового аккумулятора ПС:

$$\frac{dT_{га}}{dt} = \frac{1}{V_{га} \cdot \rho_{гр} \cdot c_{гр}} \cdot \left(\frac{dQ_{га2}}{dt} - \frac{dQ_{пот.га}}{dt} - \frac{dQ_{гг1}}{dt} \right) \quad (14)$$

где $V_{га}$ – объем теплового грунтового аккумулятора, м³;

$\rho_{гр}$ – плотность грунта для заданной влажности, кг/м³;

$c_{гр}$ – удельная теплоемкость талого грунта для заданной влажности, Дж/(кг·°С).

Тепловые потери грунтового аккумулятора определяются показателем утепления поверхности, а также площадью поверхности и разницей температуры между температурой грунта и температурой внутри грунтового аккумулятора.

Тепловые потери теплового грунтового аккумулятора ПС:

$$\frac{dQ_{пот.га}}{dt} = S_{пов.га} \cdot R_{пов.га} \cdot (T_{га} - T_{гр}) \quad (15)$$

где $S_{пов.га}$ – площадь поверхности теплового аккумулятора ПС, м²;

$R_{пов.га}$ – коэффициент теплопередачи поверхности теплового аккумулятора ПС, Вт/(кг·°С);

Для упрощения расчета примем, что грунтовой аккумулятор представляет собой правильную четырехугольную призму.

Площадь поверхности теплового аккумулятора:

$$S_{пов.пс} = 2 \cdot (a_{га} \cdot h_{га} + a_{га} \cdot b_{га} + b_{га} \cdot h_{га}) \quad (16)$$

где $a_{га}$, $b_{га}$, $h_{га}$ – длина, ширина и высота ПС соответственно, м.

2.4 Подсистема грунтового аккумулятора тепловой энергии

В подсистеме грунтового аккумулятора входными величинами являются:

– тепловой поток $\frac{dQ_{га2}}{dt}$, получаемый этиленгликолем с помощью теплообменника Тр-ТП для аккумуляирования тепловой;

- тепловой поток этиленгликоля $\frac{dQ_{гг1}}{dt}$, передавшего тепловую энергию для аккумуляирования;
- среднегодовая температура грунта $T_{гр}$, определяемая исходя из региона и температуры окружающей среды.

Исходя из формулы 15, необходимо рассчитать разность между температурой грунта и температурой этиленгликоля по обратной связи и умножить на теплопередачу грунтового аккумулятора. Причем теплопередача грунтового аккумулятора зависит от площади поверхности грунтового аккумулятора (формула 16), а коэффициент теплопередачи – от монтируемого утеплителя. В результате получаем тепловой поток, затрачиваемый на потери через поверхность теплового аккумулятора $\frac{dQ_{пот.га}}{dt}$.

Имея тепловой поток, поступающий в грунтовой аккумулятор, по формуле 15, необходимо разделить на объем, плотность и теплоёмкость грунтового аккумулятора, чтобы получить изменение температуры грунта во времени.

Поскольку для расчета потерь и связи с подсистемой теплообменника ТМ-Тр нам необходима температура грунта в момент времени, то необходимо внести в подсистему интегратор для температуры грунта.

В результате, используя формулы 14, 15 и 16 составим подсистему грунтового аккумулятора тепловой энергии. Подсистему модели представим на рисунке 36.

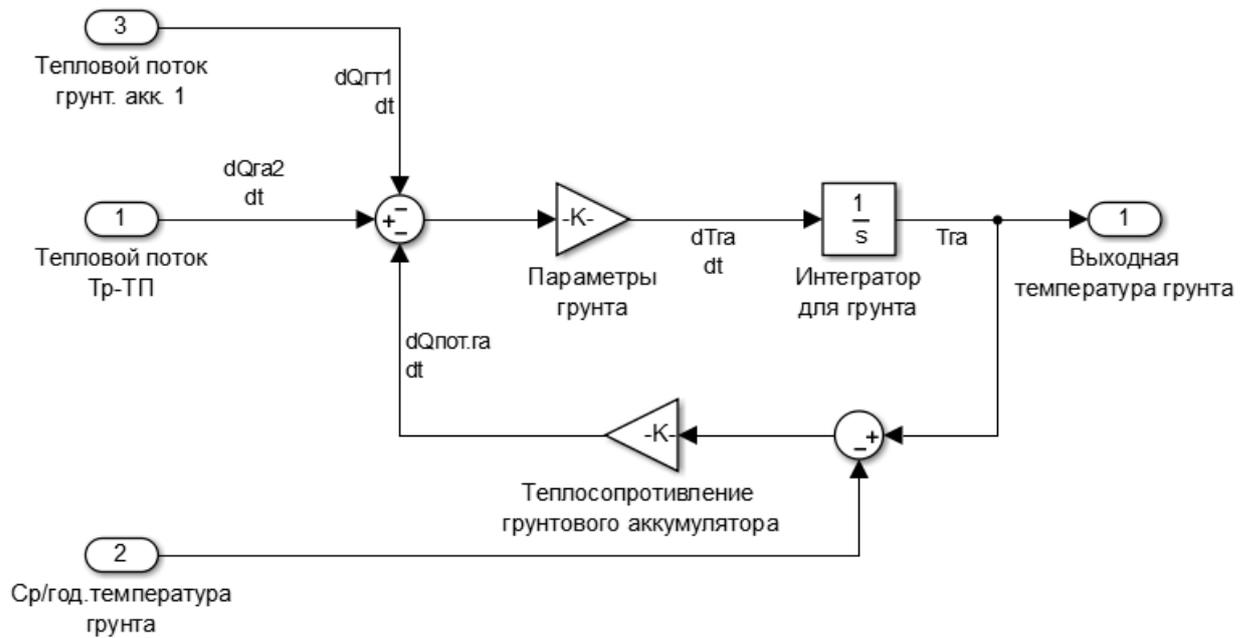


Рисунок 36 – Схема теплообмена грунтового аккумулятора тепловой энергии

В данной подсистеме температура этиленгликоля, протекающего в контуре грунтового аккумулятора, приравнена к температуре грунта поскольку изменения являются посуточными, а теплопередача всегда протекает от более нагретого источника энергии к менее нагретому согласно второму закону термодинамики.

2.5 Подсистема модели для определения максимальной температуры масла наиболее нагретой точки трансформатора

Потери электрической энергии силового трансформатора преобразуются в тепловые и определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{s}{S_{ном.тр}} \right)^2 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot k_3^2, \quad (17)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора.

k_3 – коэффициент загрузки.

Поскольку тепловая энергия, отдаваемая трансформаторным маслом, является переменной величиной, то необходимо провести расчеты экономии электроэнергии при переменной нагрузке.

Для определения величины электроэнергии отдаваемой на СН ПС необходимо использовать формулу:

$$W = \int_0^T P(t)dt \quad (18)$$

где T – период работы, с.

Расчетный температурный перепад масла в нижней точке обмотки при заданной нагрузке:

$$\Delta T_{\text{пм}} = \Delta T_{\text{прм}} \left(\frac{1+Rk_3^2}{1+R} \right)^x \quad (19)$$

где $\Delta T_{\text{прм}}$ – превышение температуры масла на выходе из обмотки (для охлаждения М, Д – 52, для ДЦ, Ц – 56);

R – отношение нагрузочных потерь при номинальном токе к потерям х.х. (для охлаждения М, Д, ДЦ и Ц равен 1,6);

x – показатель степени масла (для М и Д – 0,8, для ДЦ и Ц – 0,9);

Расчетный температурный перепад обмотки:

$$\Delta T_{\text{рп}} = H_{\text{гм}} K_3^y \quad (20)$$

где $H_{\text{гм}}$ – градиент температуры наиболее нагретой точки обмотки (для охлаждения М, Д равен 26, для ДЦ и Ц – 22);

y – показатель степени обмотки (для охлаждения М, Д, ДЦ и Ц равен 1,6).

Поправка на разность температур масла на выходе из обмотки и в нижней части и поправка на разность температур наиболее нагретой точки и масла на выходе из обмотки:

$$\Delta T_{\text{в}} = 2(\Delta T_{\text{ср}} - \Delta T_{\text{но}}), \quad (21)$$

где $\Delta T_{\text{ср}}$ – превышение средней температуры масла (для М и Д – 43, для ДЦ и Ц– 46);

$\Delta T_{\text{но}}$ – превышение температуры масла в нижней части обмотки (для М и Д – 34, для ДЦ и Ц– 36).

Для охладителей типа Д и Ц максимальная температура масла наиболее нагретой точки в трансформаторном баке определяется по выражению

$$T_{\text{гм}} = T_{\text{нар}} + \Delta T_{\text{пм}} + \Delta T_{\text{рп}} + \Delta T_{\text{в}} \quad (22)$$

Для снятия показаний подставим значения в формулу 22:

$$T_{\text{гм}} = T_{\text{нар}} + 56 \cdot \left(\frac{1+1,6 \cdot K_3^2}{1+1,6} \right)^{0,9} + 22 \cdot K_3^{1,6} + 20$$

Входными величинами данной подсистемы является коэффициент загрузки трансформатора, температура наружного воздуха. Коэффициенты блоков выставлены согласно справочным данным для системы охлаждения трансформатора типа ДЦ.

Переменными являются теплоемкость и плотность трансформаторного масла, а также температура наружного воздуха. Предварительно построим подсистему по определению максимальной температуры масла наиболее нагретой точки в трансформаторном баке для системы охлаждения типа ДЦ при различных коэффициентах загрузки без учета плотности и теплоемкости масла (рисунок 37). Данное допущение примем для оценки правильности построения подсистемы модели для температурных параметров.

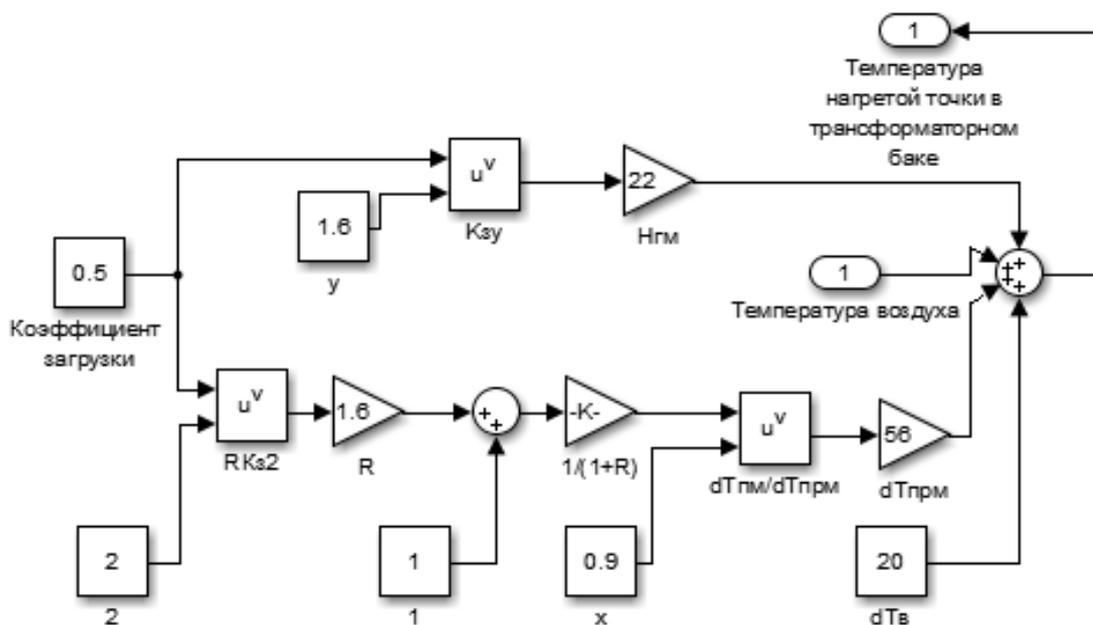


Рисунок 37 – Подсистема модели для определения максимальной температуры масла по коэффициенту загрузки и температуре окружающей среды

Временно заменим блок температуры $dT_{\text{в}}$ на синусоидальный график изменения температуры наружного воздуха от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$.

Используя изменение температуры воздуха, получаем следующие изменения максимальной температуры масла наиболее нагретой точки в трансформаторном баке (рисунок 38).

Полученные графики имеют одинаковую форму, отличаются только лишь смещением по оси температуры. Следовательно можно сделать вывод о том, что чем выше коэффициент загрузки трансформатора, тем выше располагается график изменения температуры нагретой точки в трансформаторном баке в течение года.

Поскольку трансформаторное масло имеет переменную температуру в течение года, то и теплоотдача силовых трансформаторов будет отличаться.

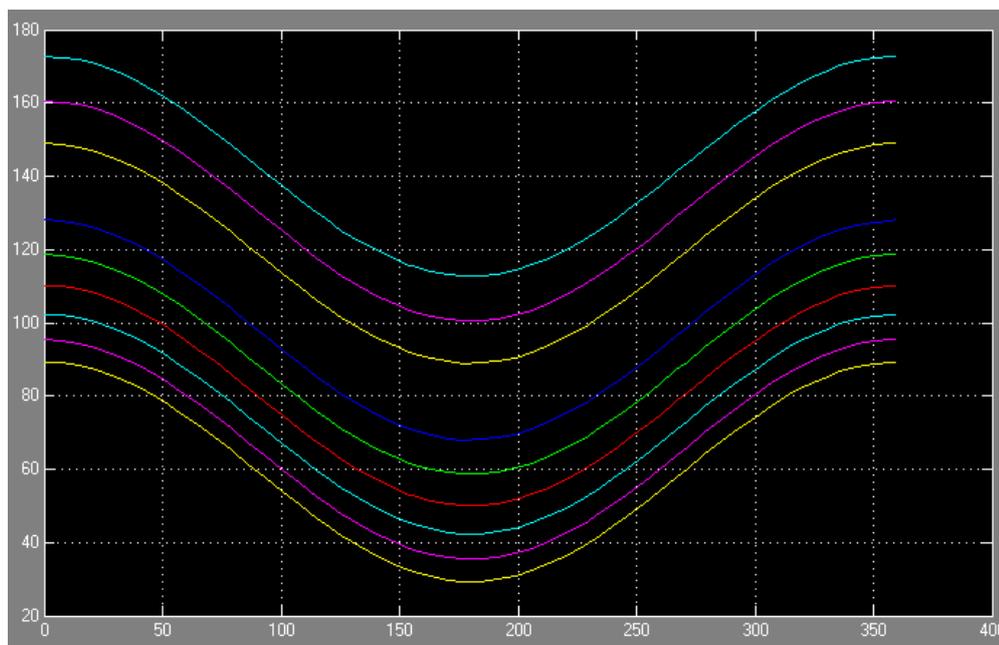


Рисунок 38 – изменение максимальной температуры масла наиболее нагретой точки в трансформаторном баке в зависимости от коэффициента загрузки (чем выше коэффициент загрузки, тем выше график функции)

Согласно правилам ПТЭЭС у трансформаторов с системой охлаждения типа ДЦ температура верхних слоев не должна быть выше 75°C .

В источнике [23] говорится, что при более низкой температуре и, следовательно, более высокой вязкости масла наблюдались повреждения насосов из-за перегрузки. Поэтому у трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц рекомендуется включать циркуляционные насосы лишь после предварительного нагрева масла до температуры, указанной выше. Во всех остальных случаях (при отсутствии специальных указаний завода-поставщика) насосы принудительной циркуляции масла должны включаться в работу одновременно с включением трансформатора в сеть и находиться в работе постоянно независимо от нагрузки трансформатора.

Вентиляторы охладителей при низких температурах воздуха включаются в работу позже, когда температура масла достигнет 45°C .

Система охлаждения Д не исключает работу трансформаторов с отключенными устройствами воздушного дутья, но это возможно только при нагрузке 0,5 номинальной независимо от температуры масла, что приводит

примерно к такому же износу их изоляции, как и при работе с номинальной нагрузкой и включенным дутьем. На этом основании пришли к выводу о том, что вентиляторы дутья должны находиться в работе, если нагрузка трансформатора $S \geq S_{\text{НОМ}}$ или если температура верхних слоев масла равна или больше 55°C [23].

Поскольку при невысоких коэффициентах загрузки силовых трансформаторов температура масла в наиболее нагретой точки не превышает 75°C , необходимо учесть срабатывание реле на отключение охладителей.

2.6 Определение теплового потока трансформаторного масла

Поскольку изменение температуры трансформаторного масла влияет на его свойства, в частности теплоемкость и плотность, необходимо учесть изменение, используя справочные данные [74].

Функция изменения теплоемкости трансформаторного масла в зависимости от температуры носит практически линейный характер.

Для того, чтобы проще задать функцию изменения теплоемкости трансформаторного масла в программном комплексе Matlab, определим её с помощью линейной интерполяции по формуле:

$$C'_{p}(T_{\text{M}}) = C'_{p_i} + \frac{C'_{p_i} - C'_{p_0}}{T_{\text{Mi}} - T_{\text{M0}}}(T_{\text{M}} - T_{\text{Mi}}) \quad (23)$$

В качестве i -ого значения примем самую отдаленную от нулевой точки. Полученные значения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные и справочные значения теплоемкости трансформаторного масла

Тм, °С	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
Ср', кДж/(кг·К)	1,622	1,651	1,680	1,709	1,738	1,767	1,796	1,825	1,854	1,884
Ср, кДж/(кг·К)	1,622	1,645	1,668	1,699	1,73	1,769	1,789	1,817	1,845	1,875
Δ, кДж/(кг·К)	0,000	0,006	0,012	0,010	0,008	-0,002	0,007	0,008	0,009	0,009
Тм, °С	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
Ср', кДж/(кг·К)	1,884	1,913	1,942	1,971	2	2,029	2,058	2,087	2,116	2,145
Ср, кДж/(кг·К)	1,875	1,906	1,935	1,965	1,996	2,028	2,057	2,087	2,116	2,145
Δ, кДж/(кг·К)	0,009	0,007	0,007	0,006	0,004	0,001	0,001	0	0	0

Максимальное отклонение значения от расчетного составляет 0,012 кДж/(кг·К), относительная погрешность расчета не более 0,7%.

Аналогично зададим функцию зависимости плотности трансформаторного масла от температуры с помощью линейной интерполяции по формуле:

$$\rho'(T_M) = \rho'_i + \frac{\rho'_i - \rho'_0}{T_{Mi} - T_{M0}} (T_M - T_{Mi}) \quad (24)$$

Таблица 6 – Расчетные и справочные значения плотности трансформаторного масла

Тм, °С	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
ρ', кг/м ³	869,6	866,6	863,6	860,7	857,7	854,7	851,7	848,8	845,8	842,8
ρ, кг/м ³	869,6	866,6	863,6	860,6	857,6	854,7	851,7	848,7	845,7	842,7
Δ, кг/м ³	0	0	0	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1	0,1
Тм, °С	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
ρ', кг/м ³	842,8	839,8	836,8	833,9	830,9	827,9	824,9	822,0	819,0	816,0
ρ, кг/м ³	842,7	839,7	836,7	833,8	830,8	827,9	824,9	821,9	819,0	816,0
Δ, кг/м ³	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0,1	0	0

Максимальное отклонение значения от расчетного составляет 0,1 кг/м³, относительная погрешность расчета не более 0,012% (таблица (6)).

Имея все необходимые параметры, определим тепловой поток трансформаторного масла (Score8) определим по следующему выражению:

$$\frac{dQ_{\text{тр}}}{dt} = G_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{масл}} \cdot c_{\text{масл}} \cdot (T_{\text{масл}} - T'_{\text{масл}}) \quad (25)$$

где $G_{\text{тр}}$ – производительность маслонасоса, м³/ч;

$\rho_{\text{масл}}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³;

$c_{\text{масл}}$ – теплоемкость трансформаторного масла, Дж/(кг·°С);

$T_{\text{масл}}$ – температура нагретой точки в трансформаторном баке, °С;

$T'_{\text{масл}}$ – температура масла, отведенного из теплообменника ТР-ТП к трансформатору, °С.

Имея температуру трансформаторного масла определяем температурную разницу, умножаем на плотность и теплоемкость трансформаторного масла. Данное произведение в конечном итоге необходимо домножить на производительность масляного насоса трансформатора (рисунок 39), получив тем самым тепловой поток трансформаторного масла.

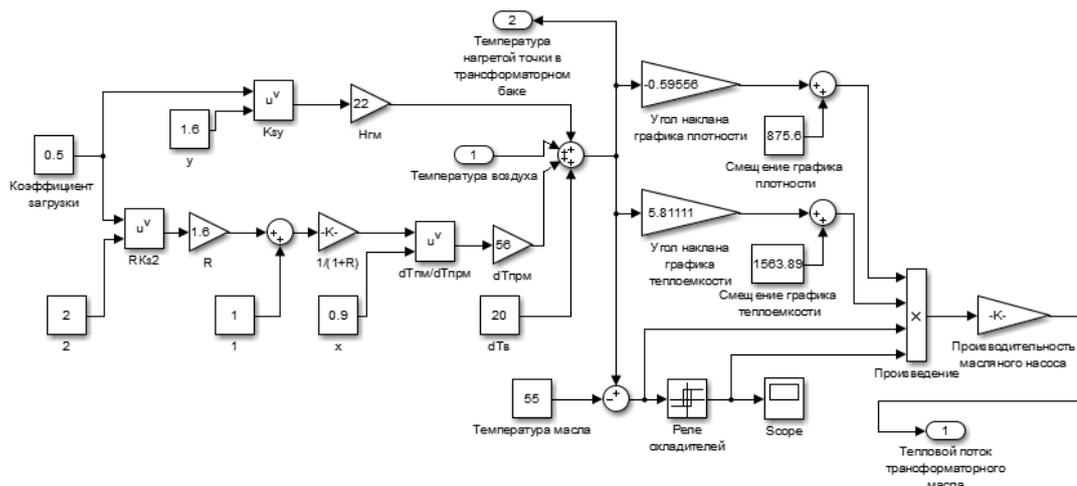


Рисунок 39 – Подсистема модели для определения теплового потока трансформаторного масла с учетом изменений параметров трансформаторного масла в зависимости от его температуры

Соединим составленные подсистемы модель. Результат представлен на рисунке 40.

Для построения графиков величин и оценки полученных результатов необходимо использовать блоки осциллографов (рисунок 40). Назначение данных блоков представим в таблице 7.

Таблица 7 – Назначение осциллографов при оценке полученных результатов

Измерительный блок	Назначение измерительного блока	Единица измерения
Score	Температура помещений ОПУ ПС	°С
Score1	Поступающий тепловой поток в систему отопления ОПУ ПС	Дж/с
Score2	Тепловой поток системы кондиционирования, используемой в теплое время года в помещениях ОПУ ПС для отведения тепловой энергии в грунтовой аккумулятор	Дж/с
Score3	Суммарный тепловой поток поступающий в грунтовой аккумулятор тепловой энергии	Дж/с
Score4	Температура воды обратного трубопровода системы отопления ОПУ ПС	°С
Score6	Температура грунта внутри аккумулятора тепловой энергии	°С
Score7	Температура окружающей среды в течение года	°С
Score8	Тепловой поток, поступающий в теплообменник Тр-ТП от системы охлаждения силового трансформатора (или нескольких в зависимости от параметров заданных в подсистеме)	Дж/с
Score11	Температура грунта за пределами аккумулятора тепловой энергии, определяемая исходя из климатических данных по региону	°С
Display	Количество тепловой энергии поступающей на отопление помещений ОПУ ПС	Дж
Display1	Количество тепловой энергии, которая отбирается у грунтового аккумулятора, после прохождения теплоносителя от испарителя тепловой машины через неутепленную часть грунта (для небольшого догрева теплоносителя до температуры грунта)	Дж
Display2	Количество используемой тепловой энергии для нагрева воды системы отопления ОПУ ПС с помощью теплового насоса	Дж

Измерительные блоки Score7 и Score11 используются для проверки корректности параметров для задания графика изменения температуры.

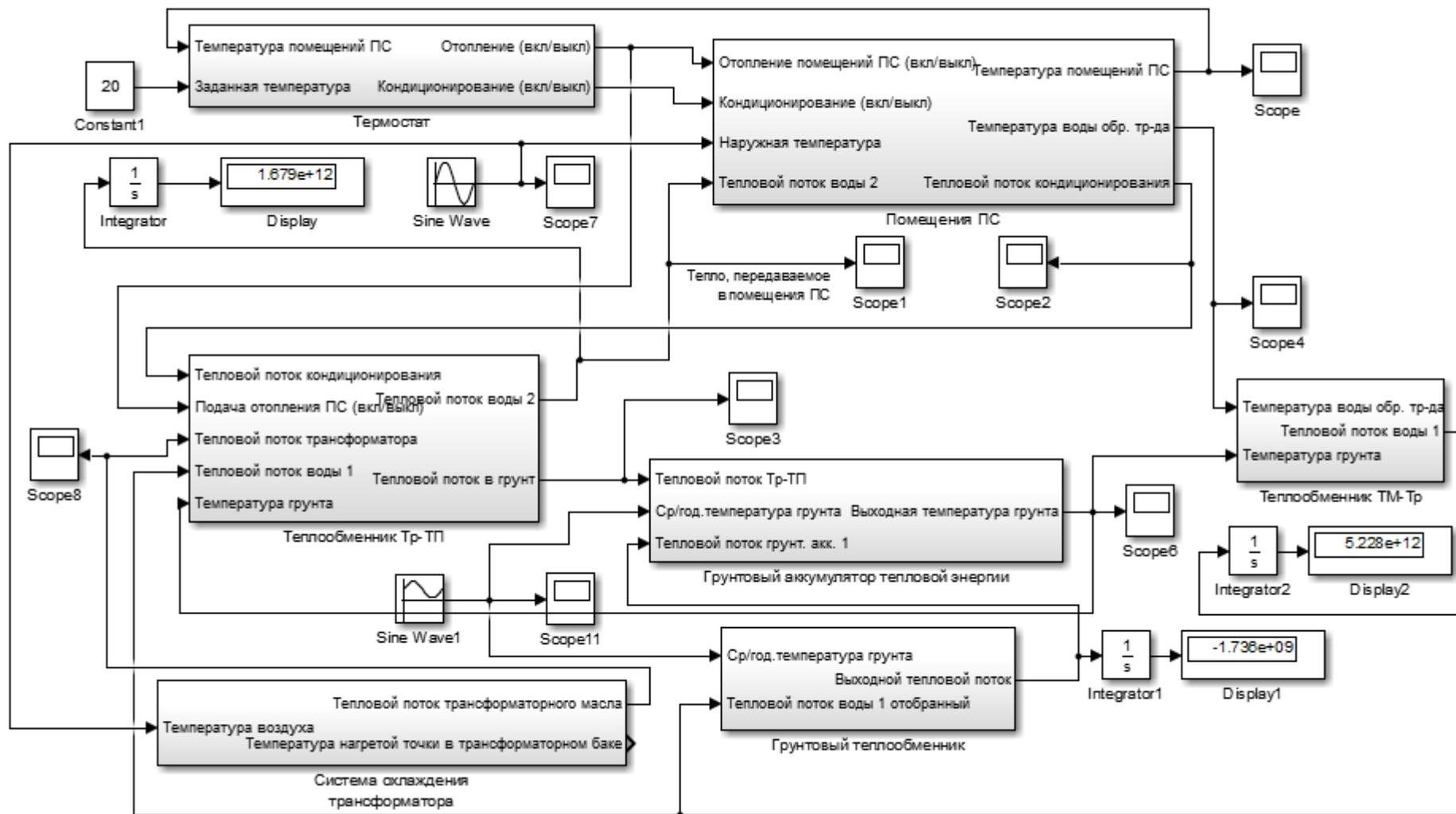


Рисунок 40 – Модель отопления, кондиционирования и аккумуляции тепловой энергии ОПУ ПС

Модель, представленная на рисунке 40, имеет входные переменные:

- температура окружающей среды (блок Sine Wave);
- температура грунта на глубине установки теплового аккумулятора (блок Sine Wave 1).

Данные переменные влияют на величины потерь в грунтовом аккумуляторе тепловой энергии, а также на величину потерь тепловой энергии помещений ОПУ ПС.

Подсистема «Термостат» осуществляет контроль микроклимата помещений ОПУ ПС.

Рассмотрим работу модели в холодное время года.

Получение тепловой энергии ПС осуществляется по входной величине «Тепловой поток воды 2», которая подается от подсистемы теплообменник Тр-ТП (рисунки 27 и 40).

Далее вода обратного трубопровода получает часть энергии от грунтового аккумулятора тепловой энергии. Отобранная энергия у грунтового аккумулятора конденсатором тепловой машины подсистемы «Теплообменник ТМ-Тр» поступает в подсистему «Теплообменник Тр-ТП» по параметру «Тепловой поток воды 1» для дальнейшего распределения, а испаритель тепловой машины отбирает энергию у неутепленной части грунта в подсистеме «Грунтовой теплообменник». Затем теплоноситель поступает в подсистему «Грунтовой аккумулятор». Затем цикл повторяется.

Что касается подсистемы «Теплообменник Тр-ТП», то данная подсистема получает тепловую энергию от следующих подсистем:

- тепловой поток трансформаторного масла подсистемы «Система охлаждения трансформатора»;
- тепловой поток воды подсистемы «Теплообменник ТМ-Тр»;
- тепловой поток системы кондиционирования подсистемы «Помещения ПС», получаемый в летний период.

Подсистема «Теплообменник Тр-ТП» отдает тепловой поток в подсистему «Помещения ПС» в случае, если требования по микроклимату

ОПУ ПС не соблюдаются. Если в помещениях ПС поддерживается заданная температура, то тепловой поток передается в подсистему «Грунтовой аккумулятор тепловой энергии». Далее отопительный цикл для помещений ПС повторяется.

Теперь рассмотрим работу модели в теплое время года.

При температуре помещений ОПУ ПС выше 22°C система кондиционирования отводит тепловой поток в подсистему «Теплообменник Тр-ТП», который в свою очередь отводит тепловой поток в подсистему «Грунтовой аккумулятор тепловой энергии». Когда температура помещений ПС становится менее 22°C , тепловой поток не поступает в теплообменник. Подсистема «Система охлаждения трансформатора» передает тепловой поток в подсистему «Теплообменник Тр-ТП», который в свою очередь также передается в подсистему «Грунтовой аккумулятор тепловой энергии».

Выводы по разделу

Электрические потери силового трансформатора равны величине теплового потока, отводимого системой охлаждения. В свою очередь тепловой поток силовых трансформаторов, отводимый системой охлаждения трансформатора, позволяет снизить затраты электроэнергии на потребителей СН ПС.

3 Проведение эксперимента с использованием математической модели

3.1 Расчет термического сопротивления грунтового аккумулятора

Примем размер ОПУ 12×48 м. Высота ОПУ для расчета объема здания принимаем 3,5 м [3].

Предполагается использование теплого пола с использованием воды в качестве теплоносителя для поддержания требуемого микроклимата помещений ОПУ ПС. Плотность воздуха в помещении подстанции принимаем равным 1,27 кг/м³ (для нормальных условий) [53].

Плотность грунта составляет 1800 кг/м³, а теплоемкость грунта 2300 Дж/кгК [73].

В качестве региона примем Нижегородскую область. Изменение среднесуточной температуры наружного воздуха зададим синусоидальным графиком функции, представленным на рисунке 41 (блок Score7 рисунка 40).

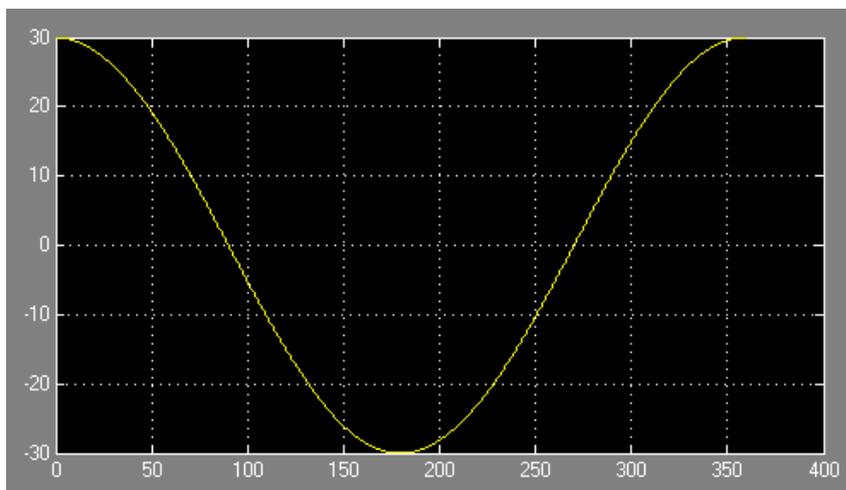


Рисунок 41 – Изменение температуры наружного воздуха в течение года

Что касается температуры грунта, то она зависит от климатического района и глубины промерзания. Температура грунта для Нижегородской

области колеблется от 3 до 11 °С для глубины 2,5-3 м (поскольку глубина промерзания грунта 1,8 м) [64]. Примем среднегодовую температуру грунта примем 8°С.

Изменение среднесуточной температуры грунта зададим синусоидальным графиком функции, представленным на рисунке 42 (блок Score11 рисунка 40). Зададим смещение графика относительно температуры наружного воздуха.

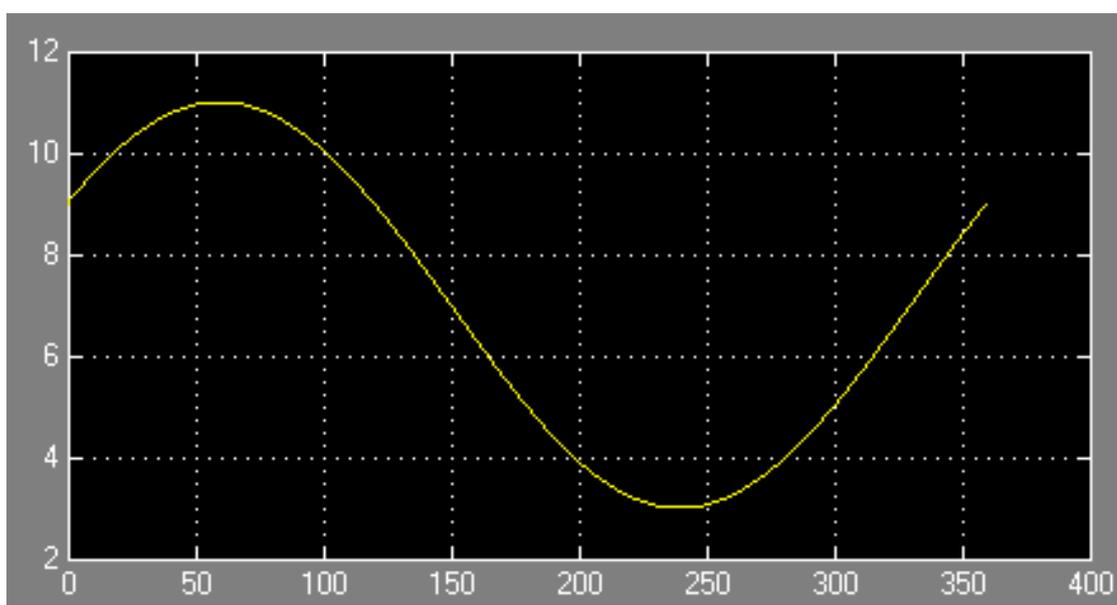


Рисунок 42 – Изменение температуры грунта в течение года

Проведем расчет термического сопротивления грунтового аккумулятора используя формулу для расчета отдельно взятого i -го слоя [65], [66]:

$$R_i = \frac{\delta_i}{\lambda_i} \quad (26)$$

где δ_i – толщина i -го слоя теплового аккумулятора ПС, м;

λ_i – расчетная теплопроводность материала i -го слоя конструкции теплового аккумулятора ПС, Вт/(м·°С).

Поскольку конструкция многослойная, то общее термического сопротивление поверхности грунтового аккумулятора:

$$R_{\text{пов.га}} = \sum_{i=1}^i \frac{\delta_i}{\lambda_i} \quad (27)$$

Коэффициент теплопередачи поверхности грунтового аккумулятора

$$\gamma_{\text{пов.га}} = \frac{1}{R_{\text{пов.га}}} \quad (28)$$

Для простоты расчета представим в таблице 8 данные слоев. Слой пароизоляции и гидроизоляции пренебрежём из-за малых размеров толщин.

Таблица 8 – Расчет теплопроводности слоев

Слой <i>i</i>	Материал	Плотность ρ_i , кг/м ³	Толщина δ_i , м	Коэффициент теплопроводности λ_i , Вт/(м·°С)
1	Железобетонная плита	2400	0,04	2,04
2	Пенополистирол ПСБ-25	20	0,015	0,04

В результате получаем следующий коэффициент теплопроводности:

$$\gamma_{\text{пов.га}} = \frac{1}{\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2}} = \frac{1}{\frac{0,04}{2,04} + \frac{0,015}{0,04}} = 2,53 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$$

Грунтовой аккумулятор примем в форме прямоугольной призмы с предварительными размерами 9х9х13 м.

Расчет трубы при прокладке змеевиком проведем следующим образом:

$$l_{\text{тр}} = a_{\text{тр}} \cdot b_{\text{тр}} \cdot h_{\text{тр}} + a_c + b_c \quad (29)$$

где $m_{\text{га}}$ – шаг прокладки труб и расстояние от теплоизоляции до труб коллектора.

Длины горизонтально проложенных труб:

$$a_{\text{тр}} = a_{\text{га}} - 2 \cdot m_{\text{га}} \quad (30)$$

Количество труб, проложенных горизонтально:

$$b_{\text{тр}} = \frac{b_{\text{га}} - 2 \cdot m_{\text{га}}}{m_{\text{га}}} + 1 \quad (31)$$

Количество горизонтальных контуров с трубами:

$$h_{\text{тр}} = \frac{h_{\text{га}} - 2 \cdot m_{\text{га}}}{m_{\text{га}}} + 1 \quad (32)$$

Длина горизонтальных соединительных участков:

$$a_{\text{с}} = b_{\text{га}} - 2 \cdot m_{\text{га}} \quad (33)$$

Длина вертикальных соединительных участков:

$$b_{\text{с}} = h_{\text{га}} - 2 \cdot m_{\text{га}} \quad (34)$$

Получаем суммарную длину труб 3104 м проложенных с шагом 1 м [14].

3.2 Расчёт теплового потока трансформатора

Тепловой поток трансформатора зависит от номинальной подачи трансформаторного масла.

Ранее, мы указывали, что около 97% от всех охладителей типа ДЦ имеют маслonaсосы с номинальной мощностью 3-3,5 кВт. Маслonaсосы

серии МТ используются в силовых трансформаторах с системой охлаждения Ц и ДЦ [85]. Рассмотрим маслонасос МТ100/8 с электрической мощностью 3 кВт. Данный насос имеет подачу $100 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Поэтому на рисунке 39 выставляется производительность теплового насоса в блоке «производительность теплового насоса» и их количество в зависимости от числа работающих силовых трансформаторов.

Соответственно, чем больше работающих силовых трансформаторов, тем меньше должна быть потребность в дополнительной тепловой энергии для поддержания требуемого микроклимата ОПУ ПС.

3.3 Изменение температуры помещений ПС при работе отопительной системы

В результате запуска модели мы получаем следующий график изменения температуры внутри помещений ПС, который представлен на рисунке 43 (блок Score рисунка 40).

Несмотря на то, что температура окружающей среды составляет 30°C , начальное значение температуры помещений ПС составляет около 26°C , за счет работы системы кондиционирования.

Затем температура воздуха внутри помещений ПС снижается за счет отведения системой кондиционирования теплоты в грунтовый аккумулятор, а также за счет снижения температуры окружающей среды.

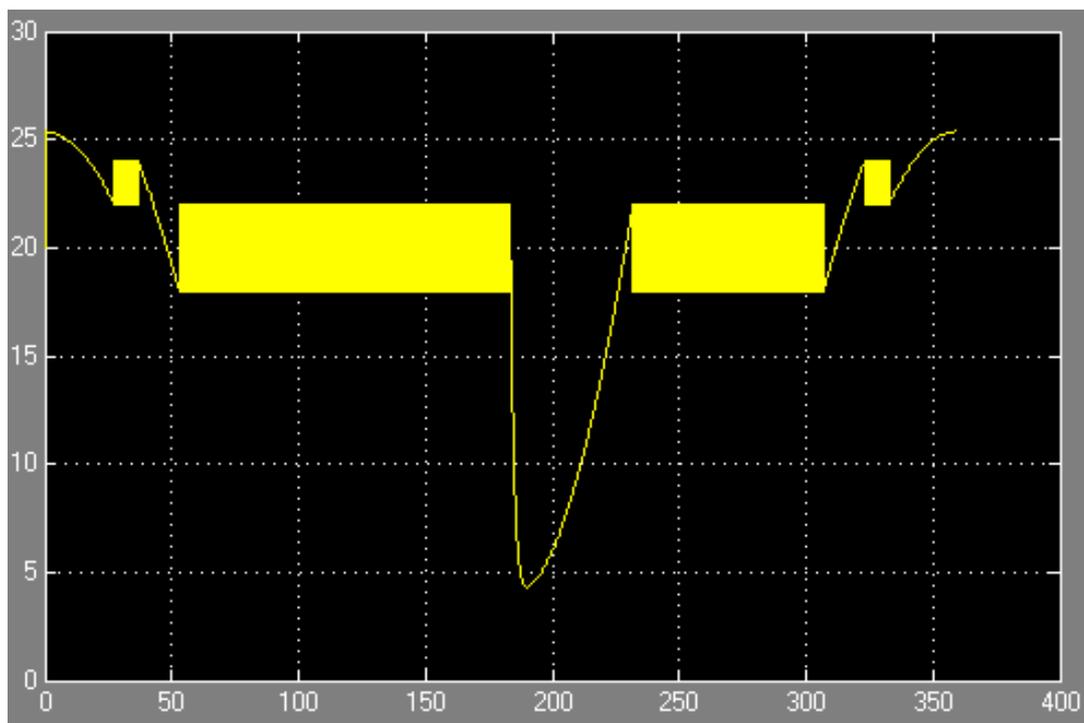


Рисунок 43 – График изменения температуры помещений ПС в течение года

Далее, за счет работы терморегулятора в диапазоне температур от 22 до 24°C, происходит срабатывание клапана на открытие и закрытие (рисунок 44).

В момент повышения температуры помещений ОПУ ПС система кондиционирования отключается, затем при достижении температуры в 24°C, заданной на реле, происходит включение климатической системы и температура помещений снижается экспоненциально. Это происходит до тех пор, пока температура окружающей среды не будет ниже 24°C.

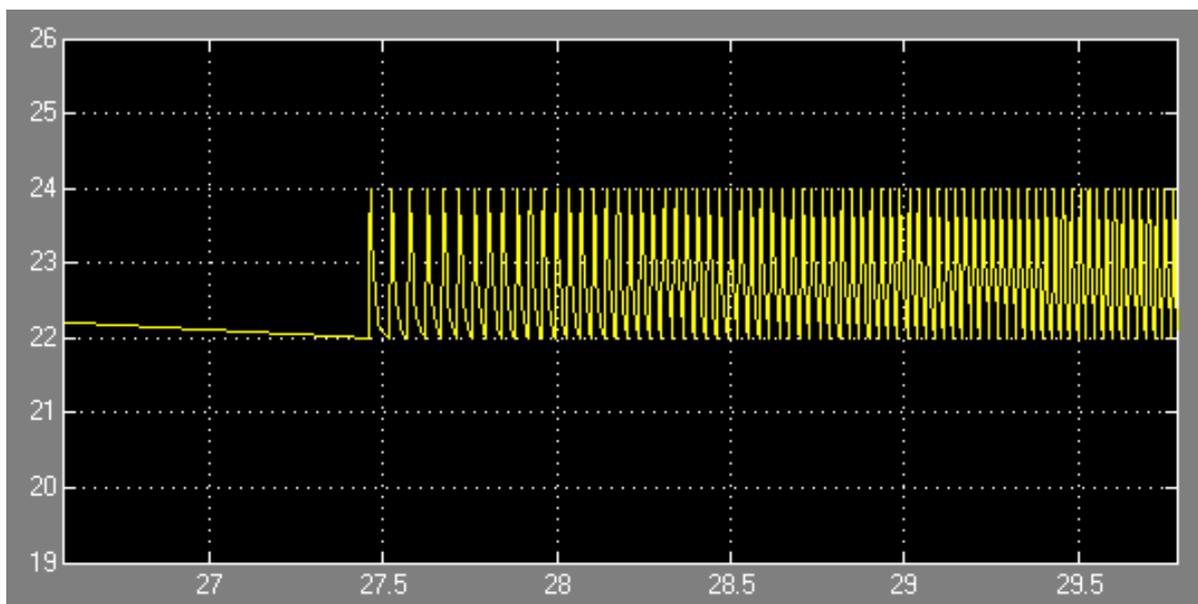


Рисунок 44 – График изменения температуры помещений при работе системы кондиционирования ПС

По мере дальнейшего снижения температуры, система кондиционирования отключается (по показаниям Score2 рисунка 40). График изменения теплового потока, отводимого из помещения ПС представлен на рисунке 45.

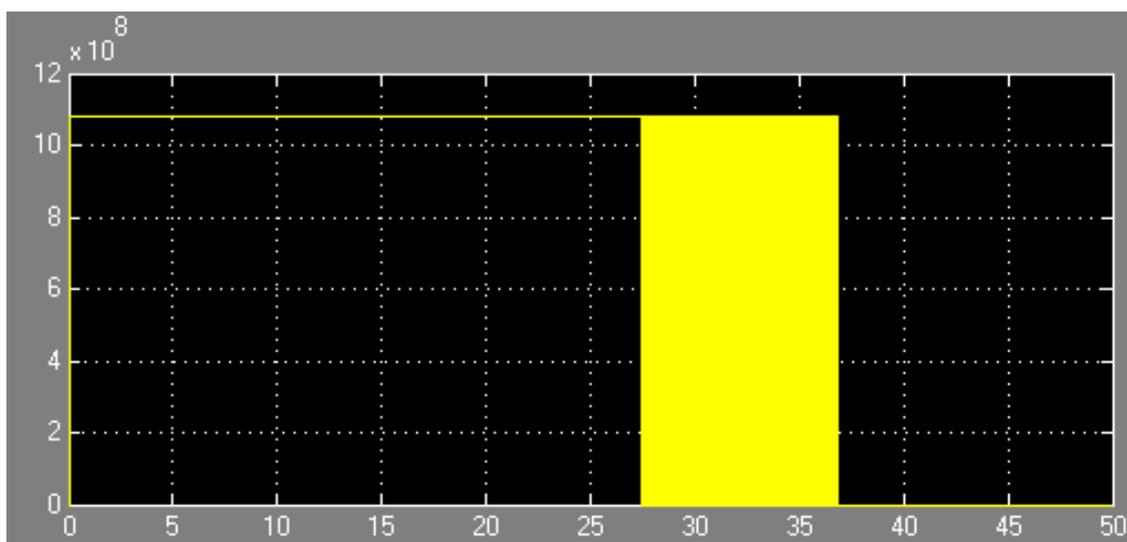


Рисунок 45 – График теплового потока, отводимого из помещений ПС системой кондиционирования с теплые время года

Когда температура помещений ПС снижается ниже 22°C , отводимый тепловой поток становится равным нулю и остается постоянным.

Далее по мере снижения температуры наружного воздуха, снижается температура в помещениях ПС. В момент когда температура в помещениях достигает 18°C происходит подача тепла в отопительный контур ПС до тех пор, пока температура не повысится до 22°C . Изменение температуры в помещениях при работе системы отопления ПС представлено на рисунке 46 (блок Score рисунка 40).

Изменение температуры помещений ОПУ ПС также происходит экспоненциально.

В период когда запасенная тепловая энергия заканчивается, а сторонние источники тепла не используются, температура в помещениях снижается ниже 5°C (рисунок 43).

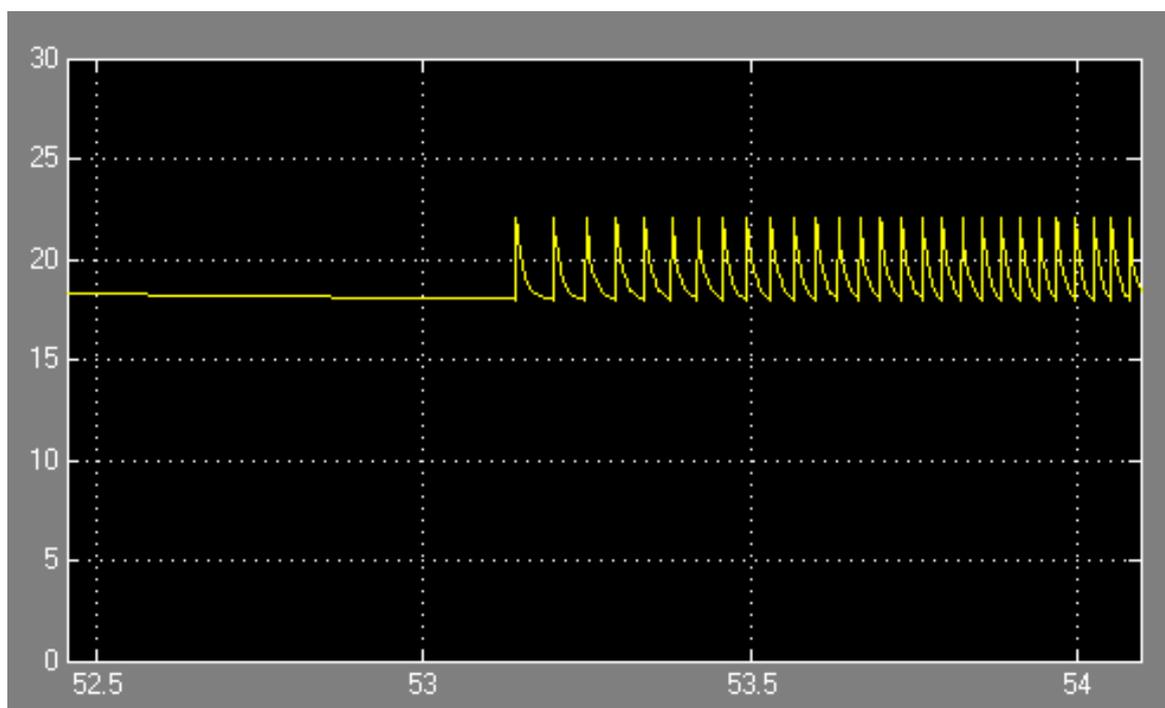


Рисунок 46 – График изменения температуры помещений ПС при работе отопительной системы

Когда температура помещений ПС достигает 22°C, вода отопительного контура перестает подогреваться, тепловой поток перестает передаваться в помещения ПС. На электромагнитный клапан подается сигнал на изменение положения заслонки (внутреннего клапана), тепловой поток поступает на подогрев грунтового аккумулятора.

В спроектированной модели заслонка переводит направление потока путем закрытия одного направления и открытия другого направления протекания теплоносителя. На практике используются электромагнитные трехходовые клапаны, которые могут разделять или смешивать потоки теплоносителя в определенных требуемых пропорциях. Управление клапанами происходит при помощи терморегуляторов, которые получают данные датчика температуры установленного в помещении. В соответствии с этим температура в помещении будет сглаженной, сигнал не будет иметь пилообразный вид.

Принципиальная схема работы терморегулятора ТРМ12, представленную на рисунке 47 [76].

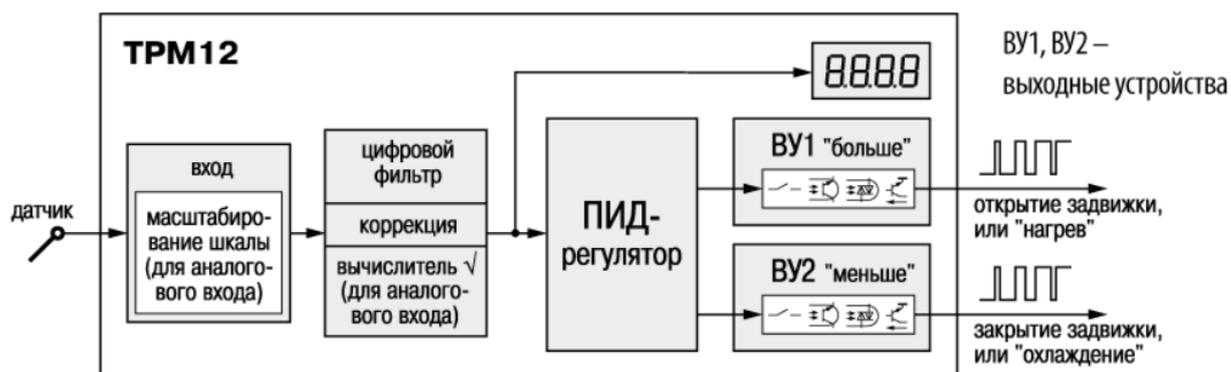


Рисунок 47 – Принципиальная схема работы ТРМ12

Тепловой поток поступающий в грунт (блок Score3 рисунка 40) представлен на рисунке 48.

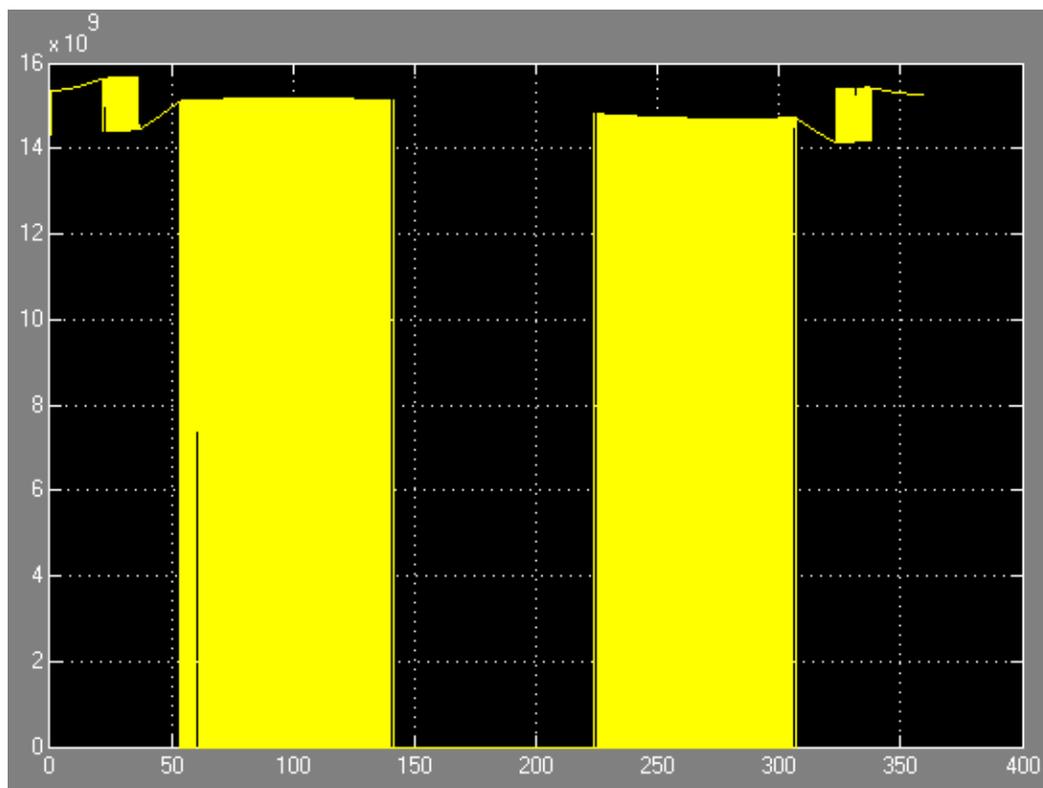


Рисунок 48 – График изменения теплового потока поступающего в грунтовый аккумулятор

Изначально тепловой поток теплообменника Тр-ТП поступает в грунтовый аккумулятор за счет тепла отводимого системой кондиционирования ПС, теплового потока отводимого от масла силового трансформатора, а также теплового потока грунтового коллектора. По мере снижения температуры окружающей среды, снижается тепловой поток поступающий из теплообменника Тр-ТП в грунтовый аккумулятор, частичный отбор тепла происходит из грунтового аккумулятора. Когда температура наружного воздуха достигает примерно -25°C , то тепловой поток теплообменника Тр-ТП в грунтовый аккумулятор не поступает. Тепловой поток полностью затрачивается на подогрев отопительной воды. Данный процесс также отражает график изменения температуры в грунтовом аккумуляторе (рисунок 49 и блок Score6 рисунка 40).

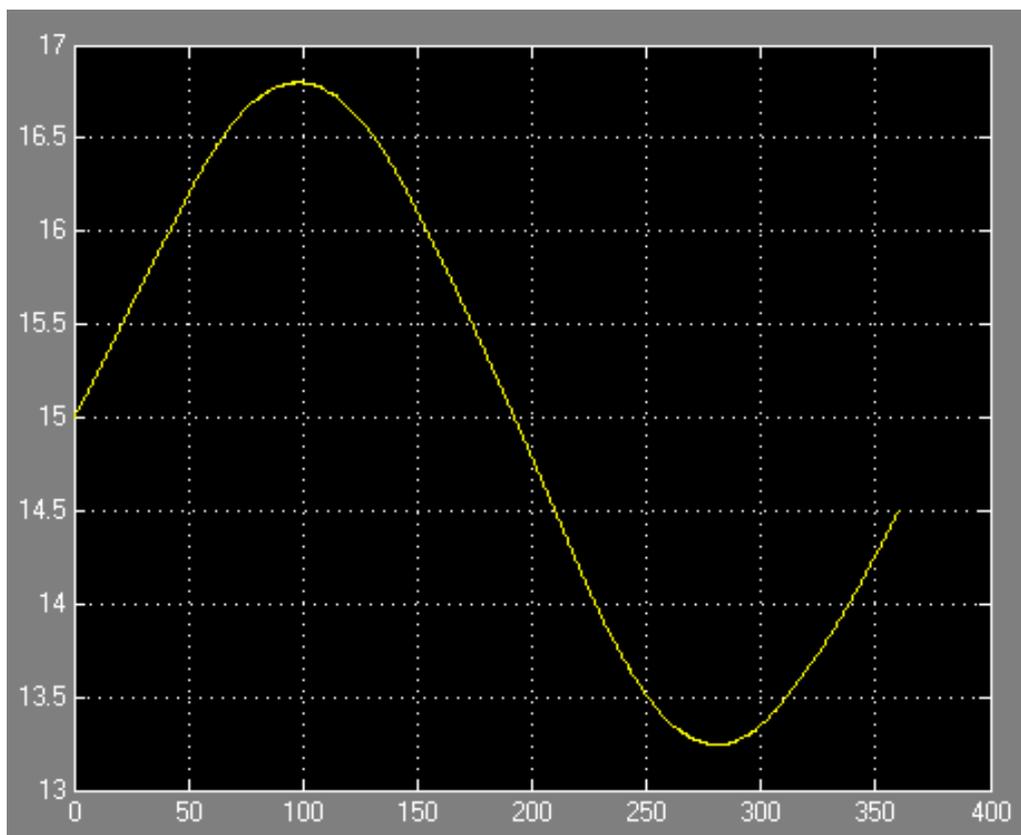


Рисунок 49 – График изменения температуры в грунтовом аккумуляторе тепловой энергии

По мере снижения температуры окружающей среды возрастает тепловая отдача из грунтового аккумулятора на подогрев воды, снижаются поступления тепловой энергии. Температура грунтового аккумулятора снижается до среднесуточной температуры грунта. По мере роста температуры окружающей среды, растет температура грунтового аккумулятора.

Что касается теплового потока, поступающего из грунтового коллектора в тепловой аккумулятор, то он изменяется по мере работы отопительной системы (рисунок 50).

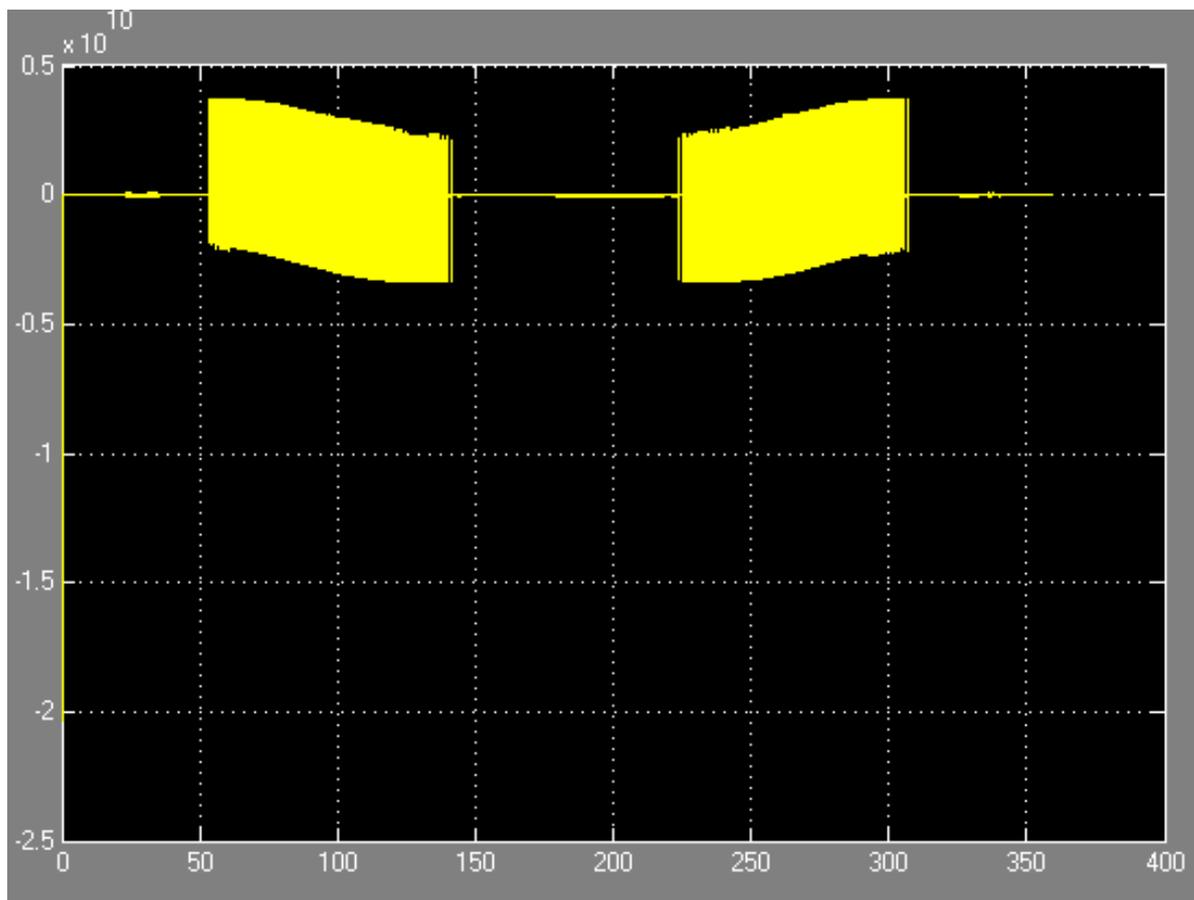


Рисунок 50 – График изменения теплового потока поступающего из грунтового коллектора в аккумулятор

По мере снижения температуры, снижается тепловая энергия аккумулятора. В момент когда энергия аккумулятора закончилась, значительно снижается поступающий тепловой поток из грунтового коллектора. Теплоноситель протекающий по грунтовому коллектору начинает постепенно нагреваться (рисунок 51), пока не достигает температуры грунта.

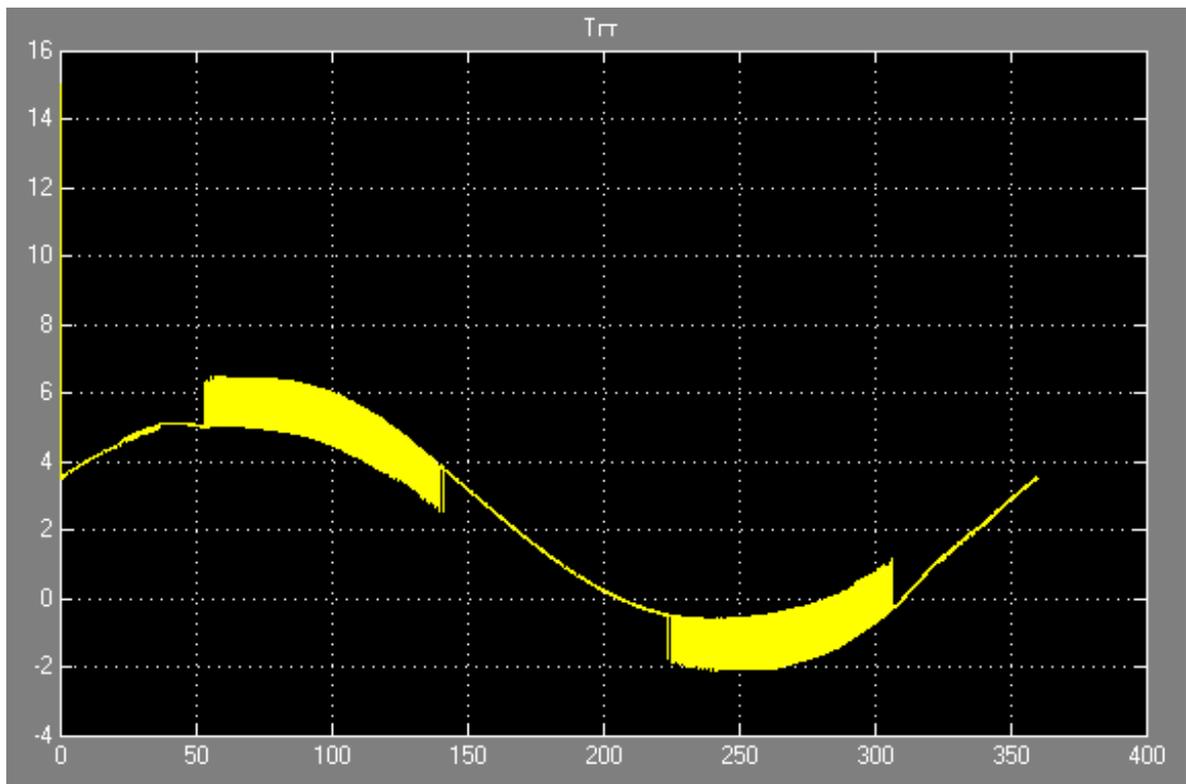


Рисунок 51 – График изменения температуры теплоносителя, протекающего в грунтовом коллекторе

3.4 Модель снижения электрических потерь ОПУ ПС с использованием грунтового теплового насоса

Теперь смоделируем схему на основе грунтового теплового насоса без грунтового аккумулятора тепловой энергии. В модели, представленной на рисунке 40, исключим подсистему с грунтовым аккумулятором и представим её на рисунке 52.

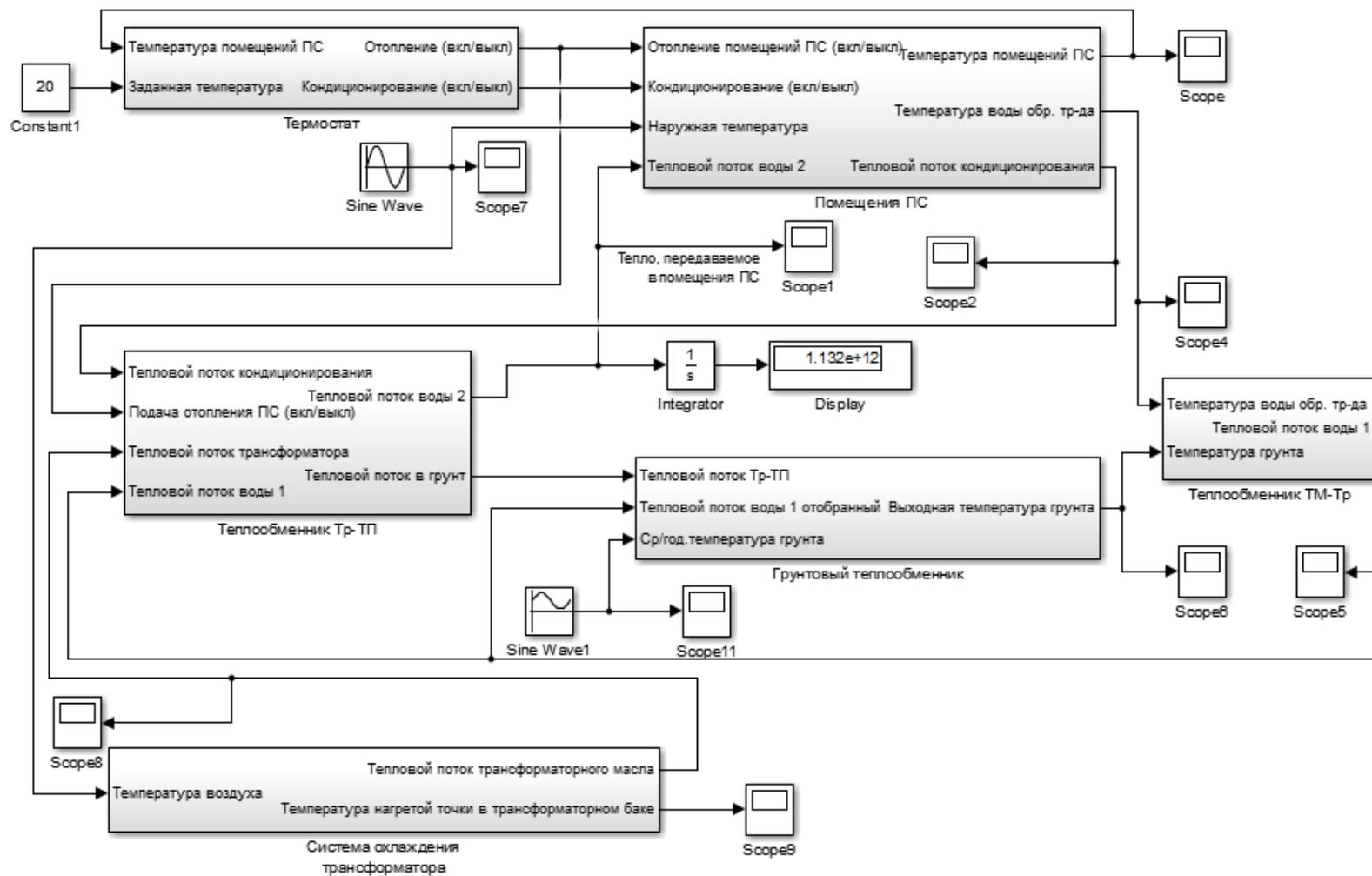


Рисунок 52 – Модель снижения электрических потерь ОПУ ПС с использованием грунтового теплового насоса

Представим на рисунке 53 изменение температуры в помещениях ПС при работе грунтового насоса.

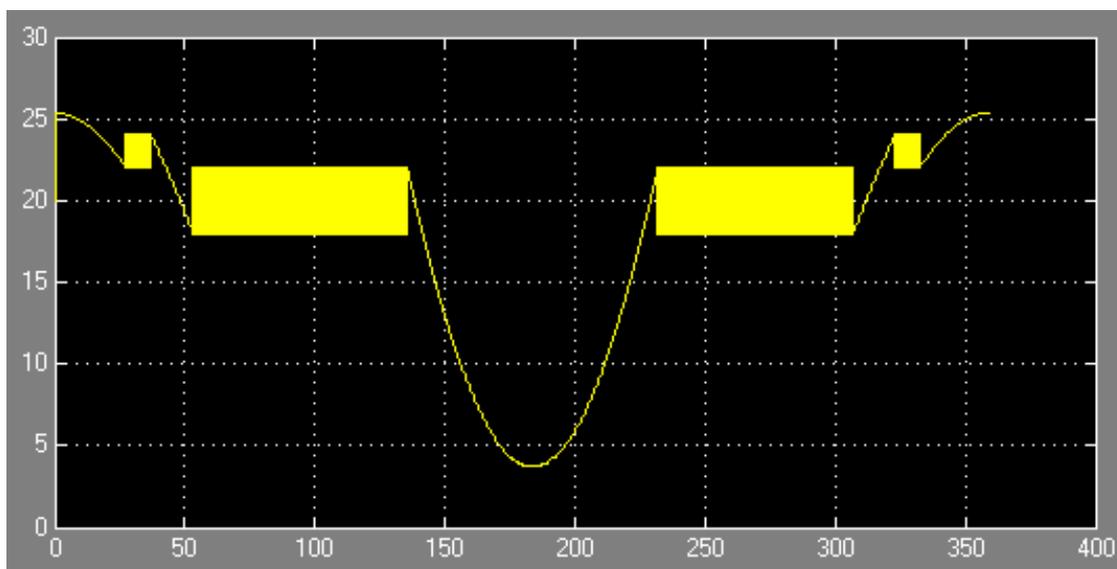


Рисунок 53 – График изменения температуры помещений ПС при работе грунтовой тепловой машины

Сравнивая рисунки 43 и 53, мы видим, что температура в помещениях ОПУ ПС при работе тепловой машины без грунтового аккумулятора устанавливается меньшая, чем с ним. Соответственно отсутствие теплового аккумулятора требует дополнительных затрат тепловой энергии.

Теперь определим количество тепловой энергии, поступающей от нагревательного котла для подогрева помещений до требуемой температуры помещений ПС.

Как известно, тепловой поток системы кондиционирования определяется холодопроизводительностью.

$$\frac{dQ_{\text{конд}}}{dt} = N_{\text{конд}} \quad (35)$$

3.5 Схема теплообмена ПС

Для того, что поддерживать требуемый микроклимат помещений ПС, внесем в подсистему модели отопительный котел.

Аналогично определяется тепловой поток поступающий от отопительного котла на обогрев воздуха ПС. Мощность отопительного котла зададим 150 кВт.

Формула 1 будет иметь следующий вид:

$$\frac{dQ_{\text{возд}}}{dt} = \frac{dQ_{\text{вод2}}}{dt} + \frac{dQ_{\text{кот}}}{dt} - \frac{dQ_{\text{отвед}}}{dt} - \frac{dQ_{\text{пот.пс}}}{dt} \quad (36)$$

Условно примем, что используется электродкотел. Для расчета электроэнергии затраченной на отопление ПС с помощью котла воспользуемся следующей формулой 18:

Для того, чтобы отопительный котел не использовался в период отбора тепловой энергии тепловой машиной, необходимо, чтобы диапазоны срабатывания не пересекались. Примем условно, что отопительный котел включается в работу при достижении температуры помещения в 17°C, а при достижении 18°C – отключается.

Внесем корректировки в рисунок 33, добавим электродкотел (внешний источник тепловой энергии) и вспомогательную к нему автоматику (рисунок 54).

В качестве счетчика (рисунок 54) используется блок Display. Блок Score4 необходим для проверки правильности включения отопительного котла.

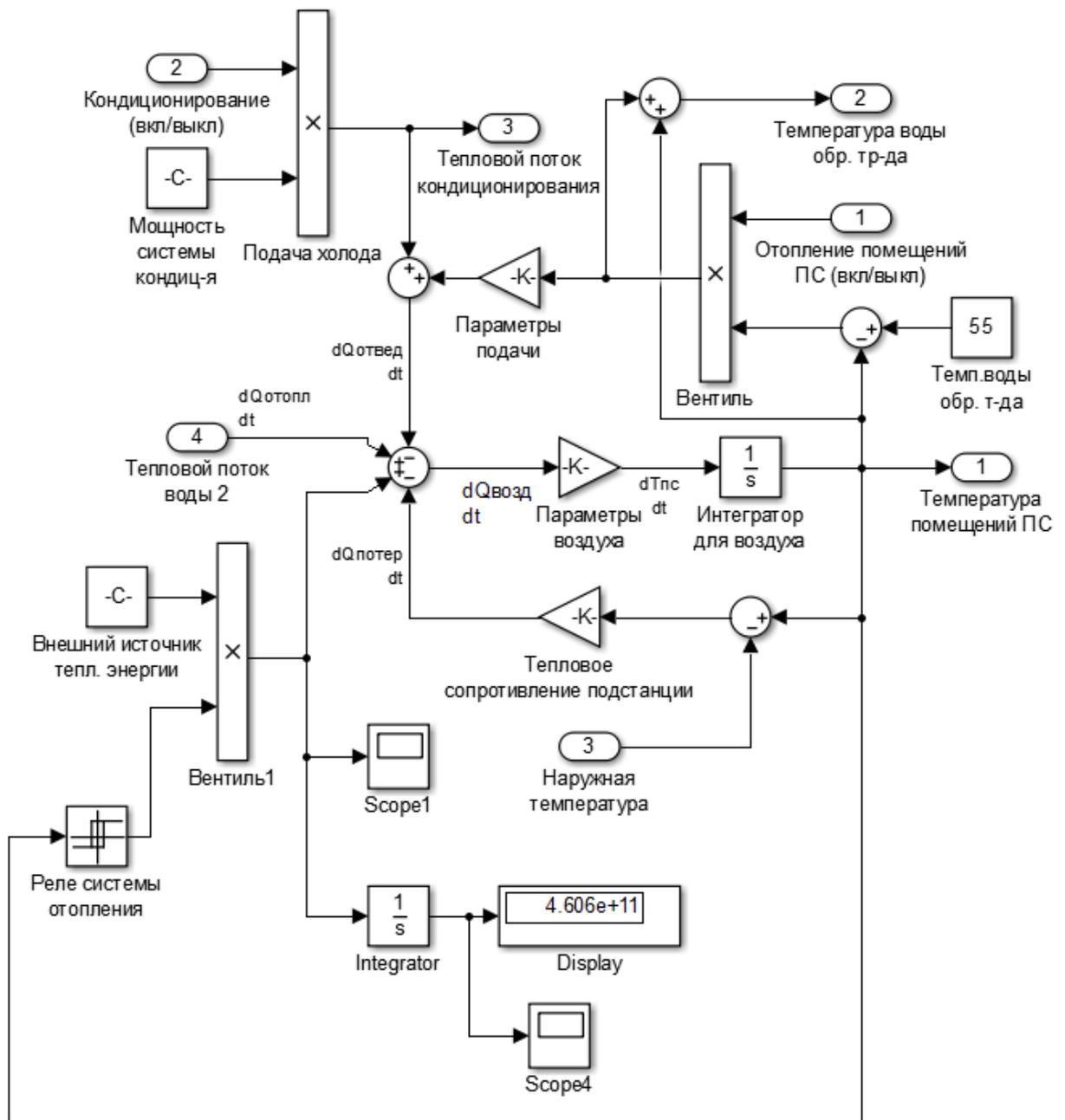


Рисунок 54 – Схема теплообмена ПС с использованием резервного источника тепловой энергии

3.6 Схема снижения электрических потерь с использованием теплового насоса масло-вода

Также для сравнения рассмотрим схему утилизации тепловой энергии трансформаторного масла с использованием теплового насоса масло-вода

(рисунок 55). Стоит отметить, что тепловой поток системы кондиционирования никак не применяется в последующем для СН ПС.

Схема, представленная на рисунке 55, используется на существующих ПС. Тепловой поток, поступающий от системы охлаждения силового трансформатора, поступает на нагрев воды системы отопления ОПУ ПС. В данной схеме задействуется тепловая энергия только системы охлаждения трансформатора, тепловая энергия из грунта не отбирается. Теплопоступления зависят в большей степени от наружной температуры воздуха, поскольку трансформаторное масло должно иметь температуру в ограниченном температурном диапазоне.

Если не учитывать низкопотенциальные источники тепловой энергии и отапливать помещения только нагревательными котлами, то необходима тепловая энергия для СН ПС равная $2,35 \cdot 10^{12}$ Дж.

Представим на рисунке 56 график зависимости температуры в грунтовом аккумуляторе тепловой энергии при наиболее высоком отборе тепловой энергии (при работе двух трансформаторах с коэффициентами загрузки 0,7).

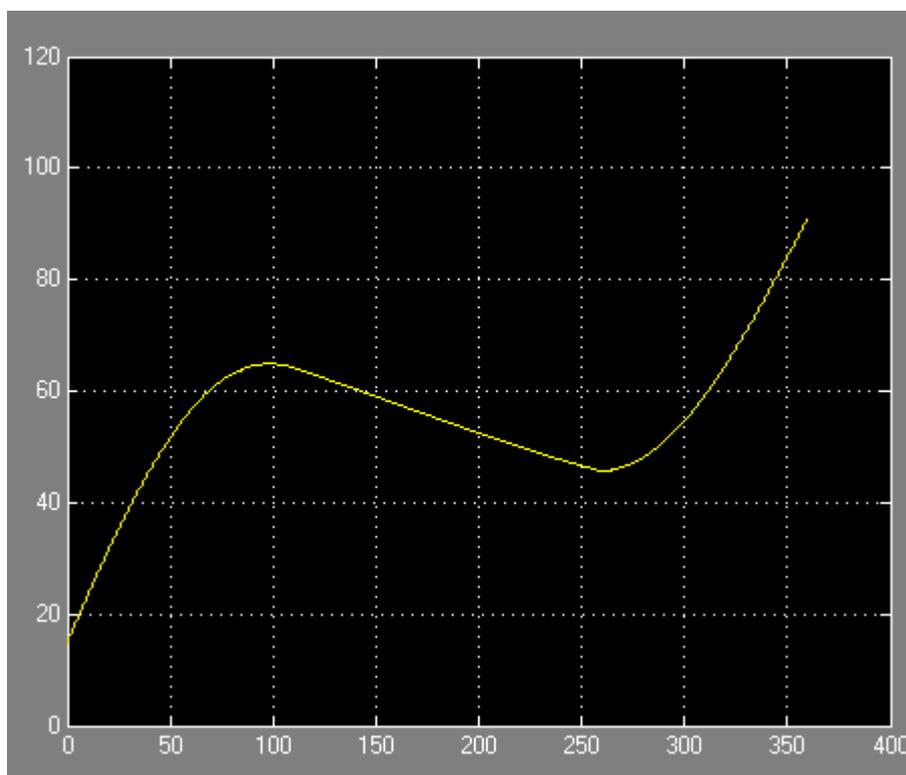


Рисунок 56 – График зависимости температуры теплоносителя на выходе из грунтового аккумулятора от времени в сутках в течение года

Аккумуляирование тепловой энергии необходимо отключать с помощью реле после достижения температуры 60°C (рисунок 57).

График зависимости температуры теплоносителя на выходе из грунтового аккумулятора от времени в сутках в течение года при работе реле представлен на рисунке 58.

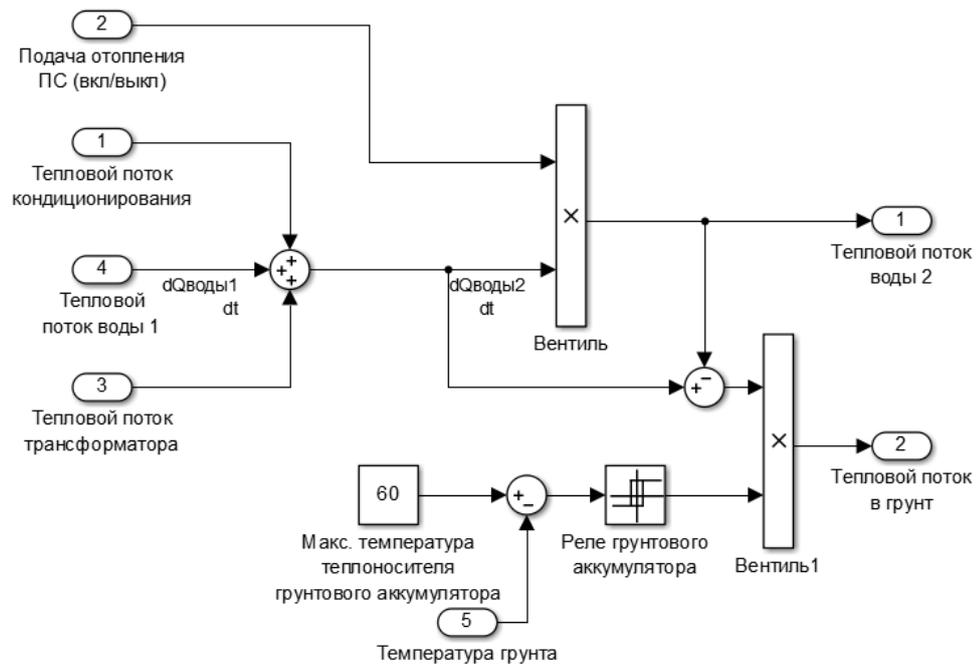


Рисунок 57 – Реле отключения подачи тепловой энергии в грунтовой аккумулятор

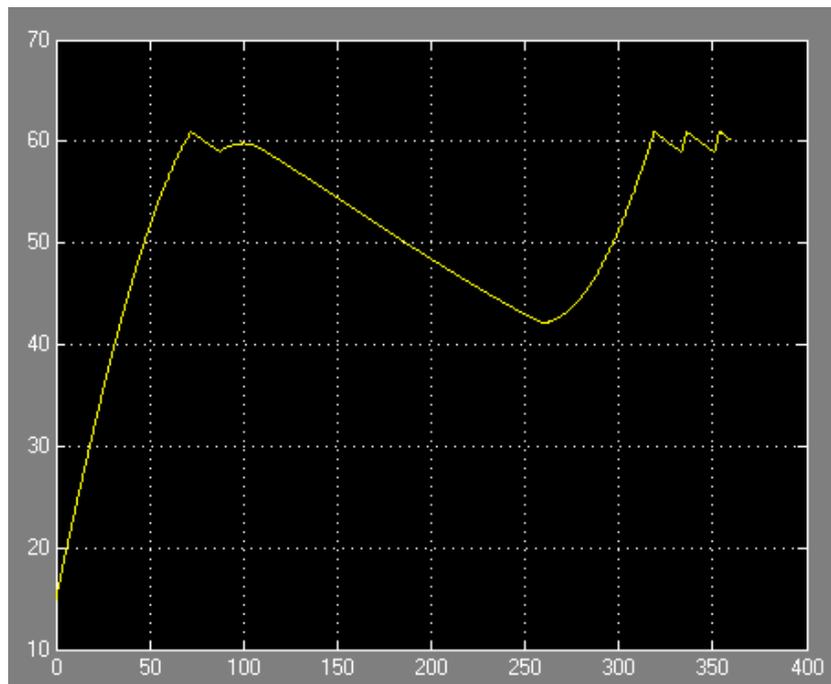


Рисунок 58 – График зависимости температуры теплоносителя на выходе из грунтового аккумулятора от времени в сутках в течение года при срабатывании реле

Учитывая это, количество запасенной энергии в холодное время года снижается, следовательно, значение расходуемой электроэнергии на СН ПС будут выше.

Количество тепловой энергии, которую требуется утилизировать зависит от коэффициентов загрузки и температуры наружного воздуха. Для того, чтобы запастись большим количеством тепловой энергии в холодное время года необходимо изменить объем грунтового аккумулятора. Причем увеличение объема грунтового аккумулятора помимо повышения стоимости монтажных работ также не приводит и к увеличению запасенной энергии, поскольку изменяется площадь его утепленной поверхности, изменяя тем самым тепловые потери. Для ОПУ ПС при различных коэффициентах загрузки в течение года требуется различный размер грунтового аккумулятора. Исходя из этого, определим оптимальные размеры грунтовых аккумуляторов при различных коэффициентах загрузки трансформаторов с системой охлаждения типа ДЦ.

Причем, при определении оптимальных параметров грунтового аккумулятора, следует опираться не на самое низкое электропотребление отопительным котлом (резервный источник питания), полученное в модели, а на получаемый минимальный срок окупаемости монтажных работ [46].

Теперь определим потребление электроэнергии дополнительного источника тепловой энергии в Дж в течение года для ОПУ ПС 48×12 м. Результаты снятых показаний занесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Потребление электроэнергии в Дж за год для СН ПС в зависимости от коэффициента загрузки трансформатора с системой охлаждения типа ДЦ

Коэффициент загрузки	Количество трансформаторов	Тепловой насос масло-вода	Тепловой насос грунт-вода с отведением тепловой энергии трансформатора	Тепловой насос с использованием грунтового аккумулятора тепловой энергии
0,2	1	$4,703 \cdot 10^{11}$	$1,026 \cdot 10^{12}$	$4,405 \cdot 10^{10}$
0,3	1	$4,137 \cdot 10^{11}$	$1,023 \cdot 10^{12}$	$4,359 \cdot 10^{10}$

Продолжение таблицы 9

0,4	1	$3,438 \cdot 10^{11}$	$1,08 \cdot 10^{12}$	$4,171 \cdot 10^{10}$
0,5	1	$2,646 \cdot 10^{11}$	$9,734 \cdot 10^{11}$	$3,415 \cdot 10^{10}$
0,6	1	$1,814 \cdot 10^{11}$	$9,078 \cdot 10^{11}$	$2,599 \cdot 10^{10}$
0,7	1	$1,007 \cdot 10^{11}$	$7,938 \cdot 10^{11}$	$2,471 \cdot 10^{10}$
0,8	1	$3,2 \cdot 10^{10}$	$5,886 \cdot 10^{11}$	$9,87 \cdot 10^9$
0,9	1	0	0	0
0,2	2	$4,703 \cdot 10^{11}$	$9,779 \cdot 10^{11}$	$4,801 \cdot 10^{10}$
0,3	2	$4,137 \cdot 10^{11}$	$9,77 \cdot 10^{11}$	$4,528 \cdot 10^{10}$
0,4	2	$3,438 \cdot 10^{11}$	$9,656 \cdot 10^{11}$	$4,958 \cdot 10^{10}$
0,5	2	$2,646 \cdot 10^{11}$	$9,349 \cdot 10^{11}$	$4,775 \cdot 10^{10}$
0,6	2	$1,814 \cdot 10^{11}$	$8,736 \cdot 10^{11}$	$4,139 \cdot 10^{10}$
0,7	2	$1,007 \cdot 10^{11}$	$7,642 \cdot 10^{11}$	$2,459 \cdot 10^{10}$
0,8	2	$3,2 \cdot 10^{10}$	$5,627 \cdot 10^{11}$	$7,608 \cdot 10^9$

Выводы по разделу

Потери электроэнергии для теплового насоса масло-вода не меняются при изменении количества работающих трансформаторов, поскольку при достижении температуры окружающей среды ниже требуемой, теплоступления прекращаются, включается в работу резервный электродвигатель. Наименьшими потерями электроэнергии обладает модель с грунтовым аккумулятором.

При поддержании требуемой температуры окружающей среды, изменяется только величина рассеиваемой тепловой энергии, при работе двух трансформаторов рассеивание выше в 2 раза.

Что касается других моделей, то поскольку дополнительно используется тепловая энергия грунта, температура которого не изменяется синхронно с температурой наружного воздуха, отбирается небольшая часть тепловой энергии грунта, к которой добавляется небольшая часть тепловой энергии трансформаторов. Данная поправка является незначительной, но тем не менее необходимо её учитывать.

4 Расчет технико-экономической эффективности

4.1 Технико-экономический расчет внедрения экспериментальной модели

Исходными данными для расчета эффекта внедрения являются финансовые показатели касаемые проведения строительно-монтажных работ.

Строительно-монтажные работы включают в себя:

- монтаж тепловых узлов;
- земляные работы (150 руб/м³ [60]);
- установка железобетонных конструкций (450 руб/м² [27]);
- теплоизоляционные работы (650 руб/м² [70]);
- прокладка труб (60 руб/м [50]);
- заливка этиленгликоля (72,1 руб/кг [89]);
- пусконаладочные испытания.

Простой срок окупаемости определим по формуле [38]:

$$PP = \frac{\mathcal{E}}{\Sigma K} = \frac{T \cdot \Delta W}{\Sigma K} = \frac{T \cdot (W_1 - W_2)}{\Sigma K} \quad (37)$$

где W_1 – потребление энергии резервным электродом при использовании теплового насоса масло-вода, кВт·ч;

W_2 – потребление энергии резервным электродом при внедрении теплового аккумулятора, кВт·ч;

ΔW – экономия электроэнергии котлом, кВт·ч;

T – тариф электроэнергии, руб/(кВт·ч);

ΣK – капиталовложения строительно-монтажных работ, тыс. руб;

\mathcal{E} – экономия электроэнергии котлом, тыс. руб.

Расчет показателей приведем в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Расчет капиталовложений при установке грунтового аккумулятора

Коэффициент загрузки	Количество трансформаторов	Грунтовой аккумулятор		Расчет стоимости работ, тыс.руб						
		Объем, м ³	Площадь поверхности, м ²	Земляные работы	Стоимость установки ж/б конструкций	Утепление	Трубы и теплоноситель	Тепловой узел	Монтажные работы и пусконаладка	Итого
0,2	1	956,25	566,25	143,44	254,81	368,06	58,99	150	20,90	996,20
0,3	1	956,25	566,25	143,44	254,81	368,06	58,99	150	20,90	996,20
0,4	1	956,25	566,25	143,44	254,81	368,06	58,99	150	20,90	996,20
0,5	1	973,44	560,04	146,02	252,02	364,03	59,67	150	20,97	992,71
0,6	1	1024	576	153,60	259,20	374,4	68,14	150	21,81	1027,15
0,7	1	1152	640	172,80	288,00	416	77,52	150	22,75	1127,07
0,8	1	1152	640	172,80	288,00	416	77,52	150	22,75	1127,07
0,2	2	896	512	134,40	230,40	332,8	58,77	150	20,88	927,25
0,3	2	960	544	144,00	244,80	353,6	63,46	150	21,35	977,21
0,4	2	1053	549	157,95	247,05	356,85	72,77	150	22,28	1006,90
0,5	2	1053	549	157,95	247,05	356,85	72,77	150	22,28	1006,90
0,6	2	1053	549	157,95	247,05	356,85	72,77	150	22,28	1006,90
0,7	2	1134	585	170,10	263,25	380,25	79,08	150	22,91	1065,59
0,8	2	1215	621	182,25	279,45	403,65	85,39	150	23,54	1124,28

Таблица 11 – Технико-экономический расчет внедрения тепловых насосов с тепловым аккумулятором

Коэффициент загрузки	Количество трансформаторов	Стоимость работ, тыс.руб	Потребление электроэнергии, Дж		Экономия		Окупаемость, лет
			Тепловой насос масло-вода, Дж	Тепловой насос с тепловым аккумулятором, Дж	МВт·ч	тыс.руб	
0,2	1	996,20	$4,703 \cdot 10^{11}$	$4,405 \cdot 10^{10}$	118,39	670,09	1,49
0,3	1	996,20	$4,137 \cdot 10^{11}$	$4,359 \cdot 10^{10}$	102,81	581,90	1,71
0,4	1	996,20	$3,438 \cdot 10^{11}$	$4,171 \cdot 10^{10}$	83,92	474,99	2,10
0,5	1	992,71	$2,646 \cdot 10^{11}$	$3,415 \cdot 10^{10}$	64,00	362,24	2,74
0,6	1	1027,15	$1,814 \cdot 10^{11}$	$2,599 \cdot 10^{10}$	43,17	244,34	4,20
0,7	1	1127,07	$1,007 \cdot 10^{11}$	$2,471 \cdot 10^{10}$	21,11	119,48	9,43
0,8	1	1127,07	$3,2 \cdot 10^{10}$	$9,87 \cdot 10^9$	6,15	34,81	32,38
0,2	2	927,25	$4,703 \cdot 10^{11}$	$4,801 \cdot 10^{10}$	117,31	663,97	1,40
0,3	2	977,21	$4,137 \cdot 10^{11}$	$4,528 \cdot 10^{10}$	108,50	614,11	1,59
0,4	2	1006,90	$3,438 \cdot 10^{11}$	$4,958 \cdot 10^{10}$	81,72	462,54	2,18
0,5	2	1006,90	$2,646 \cdot 10^{11}$	$4,775 \cdot 10^{10}$	60,22	340,85	2,95
0,6	2	1006,90	$1,814 \cdot 10^{11}$	$4,139 \cdot 10^{10}$	38,89	220,12	4,57
0,7	2	1065,59	$1,007 \cdot 10^{11}$	$2,459 \cdot 10^{10}$	21,14	119,65	8,91
0,8	2	1124,28	$3,2 \cdot 10^{10}$	$7,608 \cdot 10^9$	6,78	38,37	29,30

Изобразим графики потребления энергии резервным источником при использовании грунтового аккумулятора и без него.

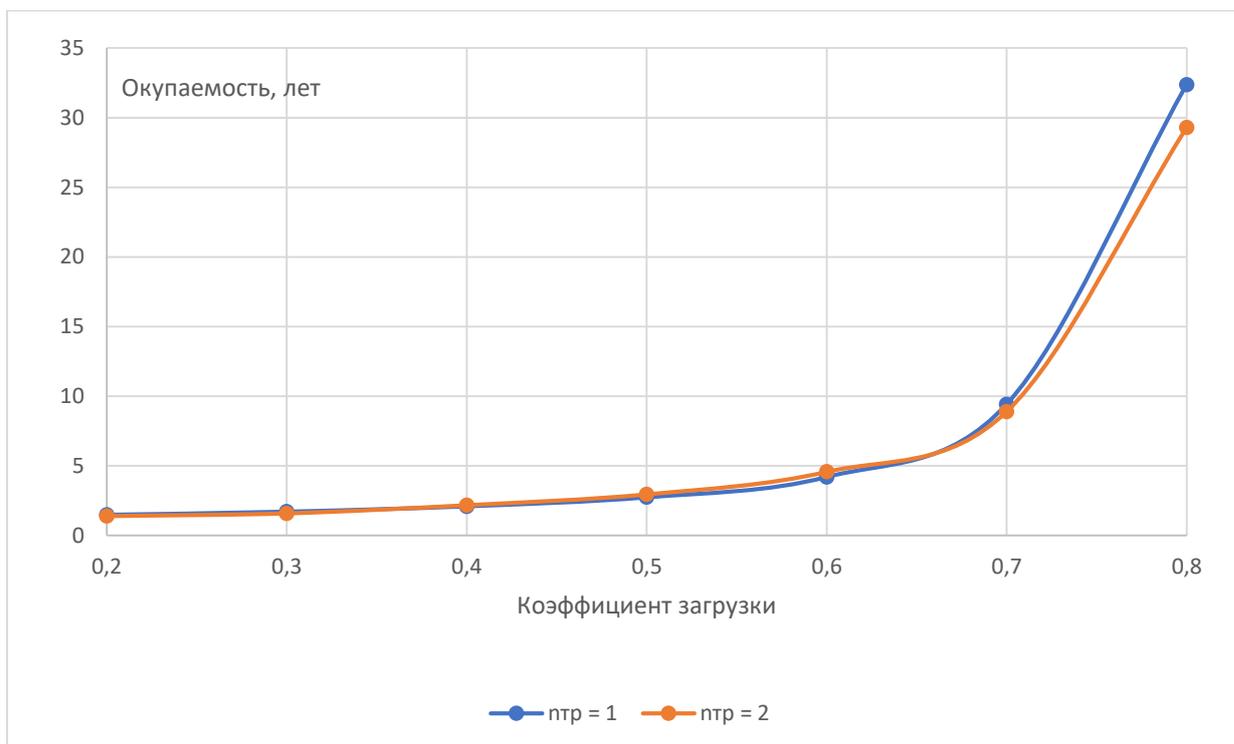


Рисунок 59 – Окупаемость работ по установке теплового аккумулятора оптимального объема

Наиболее оптимальным простым сроком окупаемости является период, который составляет не более 10 лет [15]. Для данного периода соответствует коэффициент загрузки менее 0,7. Проведем расчет окупаемости при различных коэффициентах загрузки для данного объема аккумулятора (рисунок 60).

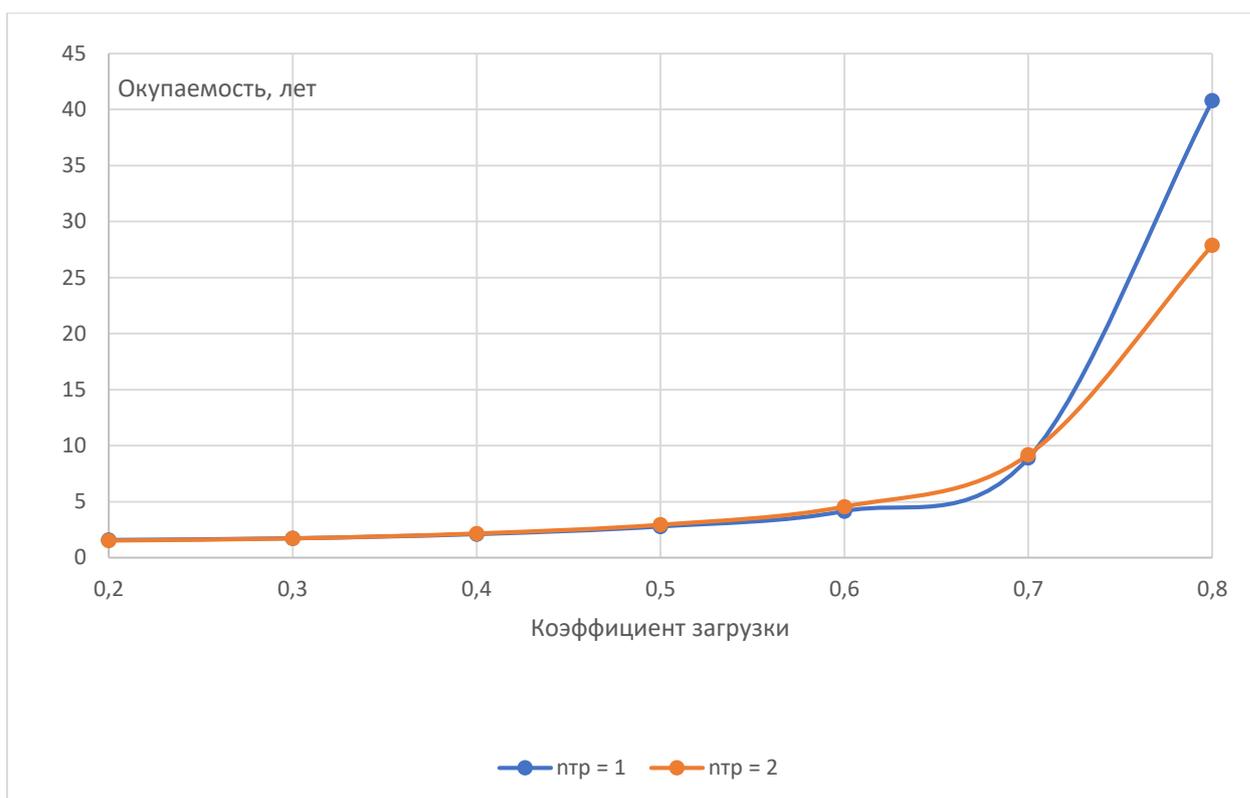


Рисунок 60 – Окупаемость работ по установке теплового аккумулятора принятого объема

В результате получаем, что для получения требуемой окупаемости коэффициент загрузки трансформаторов должен находиться в пределах 0,4-0,6. Данному диапазону также соответствуют высокие значения КПД трансформатора [88].

Несмотря на то, что требуемая окупаемость достигается при коэффициенте загрузки не более 0,7, потребление электроэнергии резервным источником тепловой энергии снижается по мере роста коэффициента загрузки.

4.2 Расчет потребления электроэнергии и окупаемость инвестиций при изменении габаритных параметров ОПУ

Определим потребление электроэнергии резервным источником тепловой энергии для СН типовых ОПУ ПС в зависимости от коэффициента

загрузки (рисунок 61 и 62) для различных габаритных параметров помещений. Отметим, что высота ОПУ принята 3,5 м.



Рисунок 61 – Потребление электроэнергии резервным источником тепловой энергии для СН типовых ОПУ высотой 3,5 м в зависимости от коэффициента загрузки для системы без теплового аккумулятора

Независимо от количества работающих трансформаторов потребление энергии резервным источником одинаково для соответствующих коэффициентов загрузки.

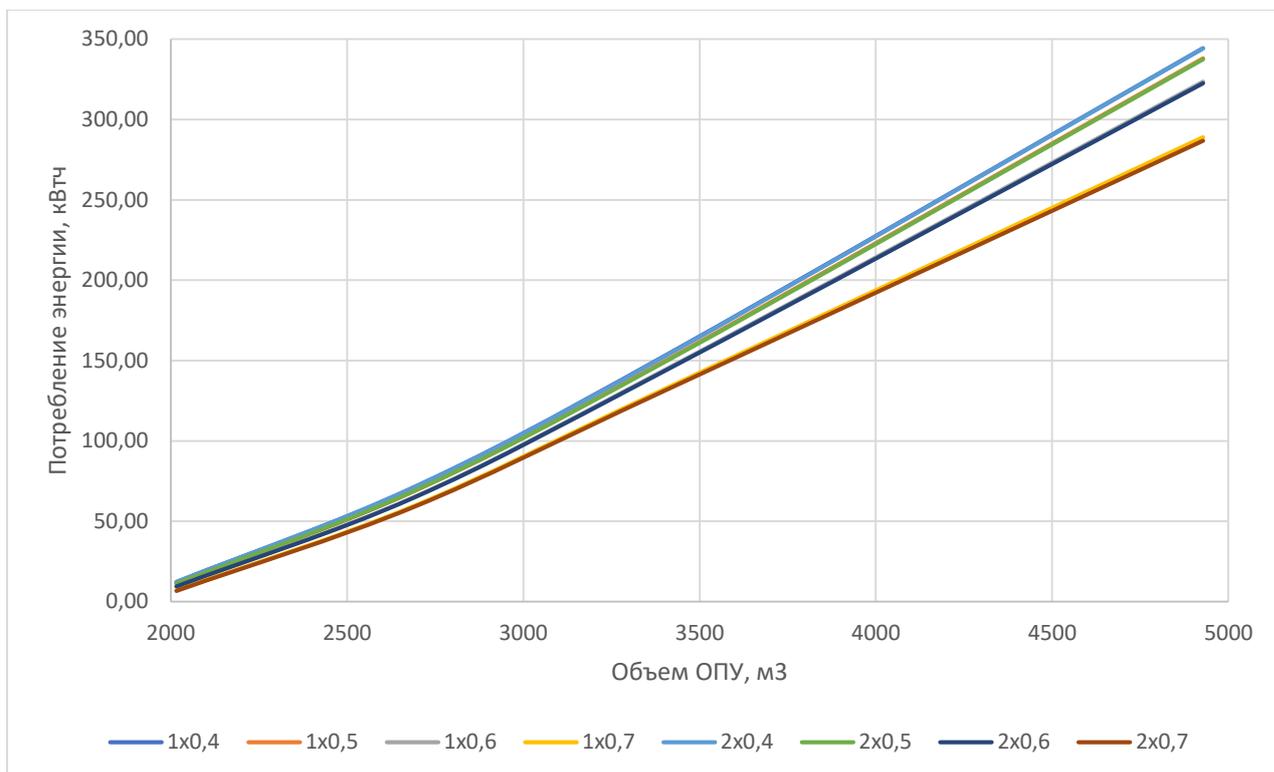


Рисунок 62 – Потребление электроэнергии резервным источником тепловой энергии для СН типовых ОПУ высотой 3,5 м в зависимости от коэффициента загрузки для системы с тепловым аккумулятором

По данным графикам видно, что рост площади помещений вызывает рост потребления электроэнергии на СН ПС как для действующих ОПУ, так и при внедрении аккумулятора тепловой энергии.

Теперь отразим на рисунке 63 экономию электроэнергии резервным источником тепловой энергии в зависимости от коэффициента загрузки при внедрении аккумулятора тепловой энергии.

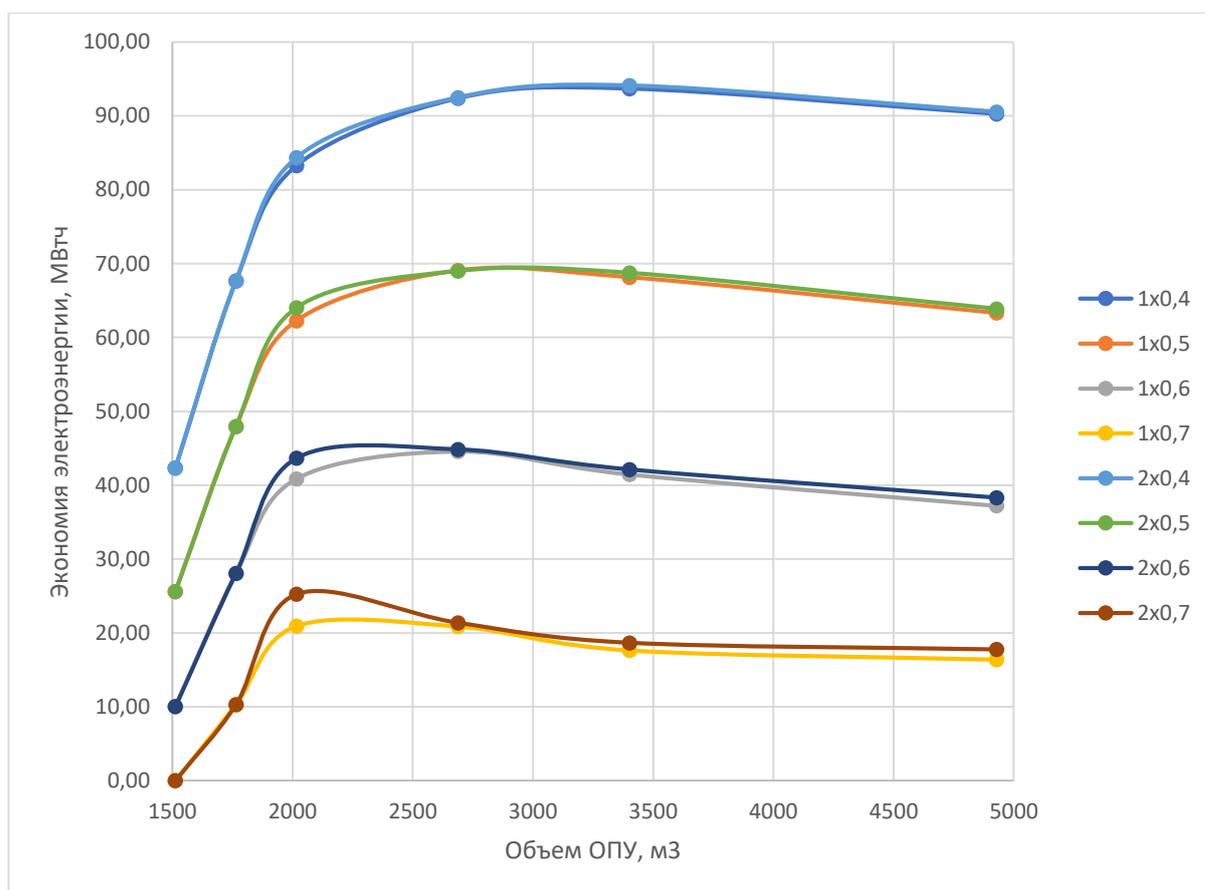


Рисунок 63 – Экономия электроэнергии резервным источником тепловой энергии в зависимости от коэффициента загрузки при внедрении аккумулятора тепловой энергии для ОПУ высотой 3 м

По данному графику видно, что чем выше коэффициент загрузки, тем ниже экономия электроэнергии при внедрении грунтового аккумулятора тепловой энергии относительно ПС с уже установленными тепловыми насосами. Также следует отметить, что при проведении эксперимента использовался аккумулятор объемом $9 \times 9 \times 13$ м для всех ОПУ ПС. Наибольшая экономия электроэнергии достигается начиная с коэффициента загрузки 0,6 для ОПУ 48×12 м (2016 м^3), которое принималось ранее. При коэффициентах загрузки менее 0,6 наибольшую экономию электроэнергии получает ОПУ размерами 48×16 м (2688 м^3) и 54×18 м (3402 м^3).

Теперь проведем расчет окупаемости инвестиций для данных площадей ОПУ ПС при внедрении аккумулятора тепловой энергии. На

данных ОПУ ПС также применяются силовые трансформаторы с системой охлаждения типа ДЦ.

В результате получаем следующий график окупаемости инвестиций при монтаже грунтового аккумулятора тепловой энергии в зависимости от размеров ОПУ ПС (рисунок 64).

График окупаемости соответствует трансформаторам с системой охлаждения ДЦ, среднегодовая температура воздуха окружающей среды 0°C.

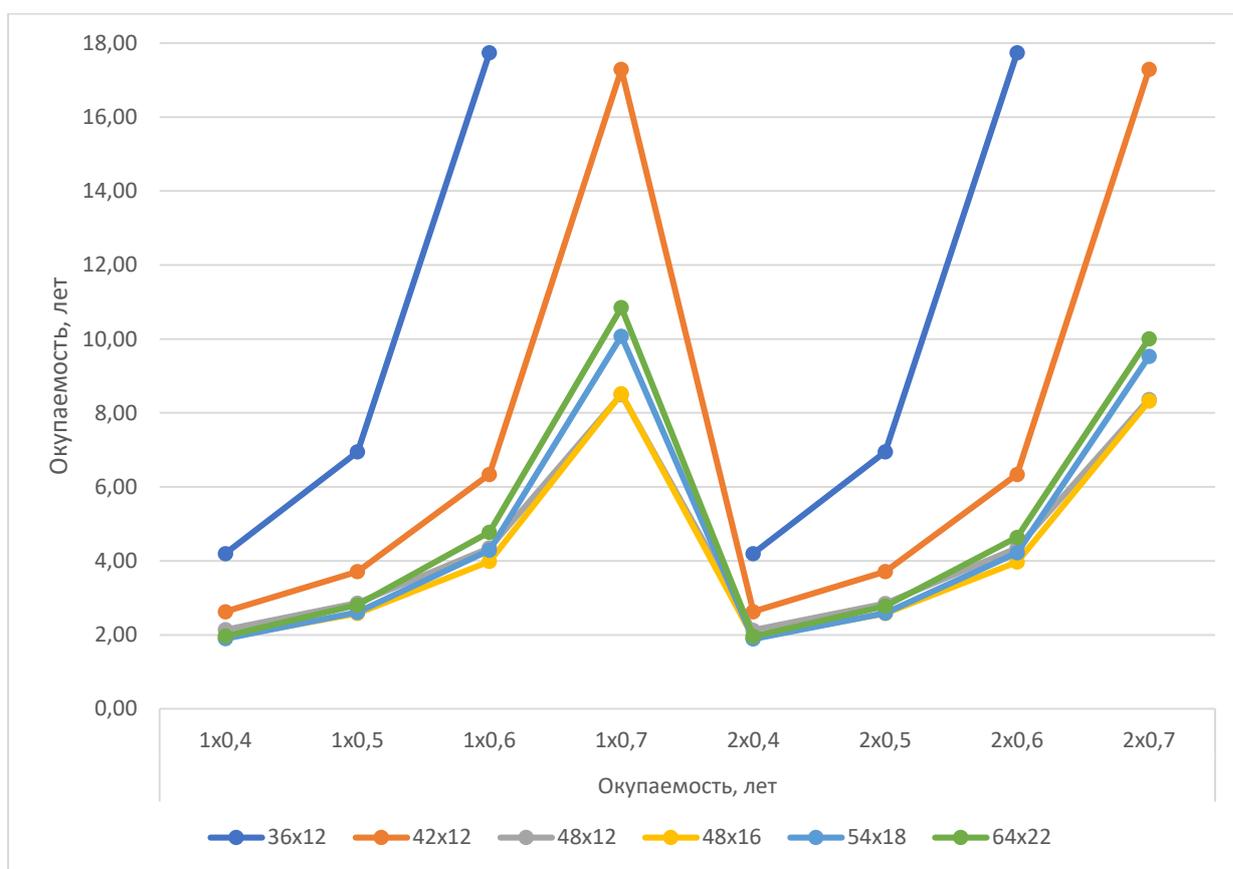


Рисунок 64 – График окупаемости инвестиций в зависимости от площадей ОПУ высотой 3,5 м и коэффициентов загрузки трансформаторов

В результате получаем, что оптимальная окупаемость достигается при работе трансформаторов при коэффициенте загрузки не более 0,7 и использовании ОПУ размерами не менее 42×12 м. При использовании ОПУ размерами 36×12 м на графике видно, что при работе силовых трансформаторов с системой охлаждения ДЦ, окупаемость отсутствует. Это

связано с тем, что отсутствует потребность в использовании резервного источника отопления (расход электроэнергии равен нулю на рисунке 61). По мере снижения площади ОПУ ПС будет снижаться потребность в тепловой энергии, соответственно будет достаточно меньших коэффициентов загрузки силовых трансформаторов, требуемая окупаемость не будет достигнута.

Использование аккумулятора $9 \times 9 \times 13$ тепловой энергии на ОПУ площадью 42×12 м является оптимальной при коэффициенте загрузки не более 0,6. При коэффициенте загрузки равном 0,7 срок окупаемости резко возрастает.

Уменьшение объема теплового аккумулятора для малообъемных ОПУ позволит снизить окупаемость только при низких коэффициентах загрузки силовых трансформаторов по причине того, что при высоких коэффициентах загрузки вся тепловая энергия системы охлаждения поступает напрямую на СН ПС.

Помимо одноэтажных ОПУ ПС, также на практике применяются двухэтажные. Примером является ПС 110/10 кВ «Тургеневская», при строительстве которой проводился монтаж быстровозводимого здания, совмещенного с ОПУ [16].

На данной ПС на первом этаже расположено ЗРУ 10 кВ состоящее из 6 секций РУ 10 кВ, а всего 64 шкафа КРУ 10 кВ. Второй этаж использован для ОПУ, где расположены панели РЗА, шкафы АСУТП, СОПТ и ЩСН.

Исходя из этого, проведем расчет потребления энергии на СН ПС для двухэтажного ОПУ высотой 7 м (рисунки 65 и 66).

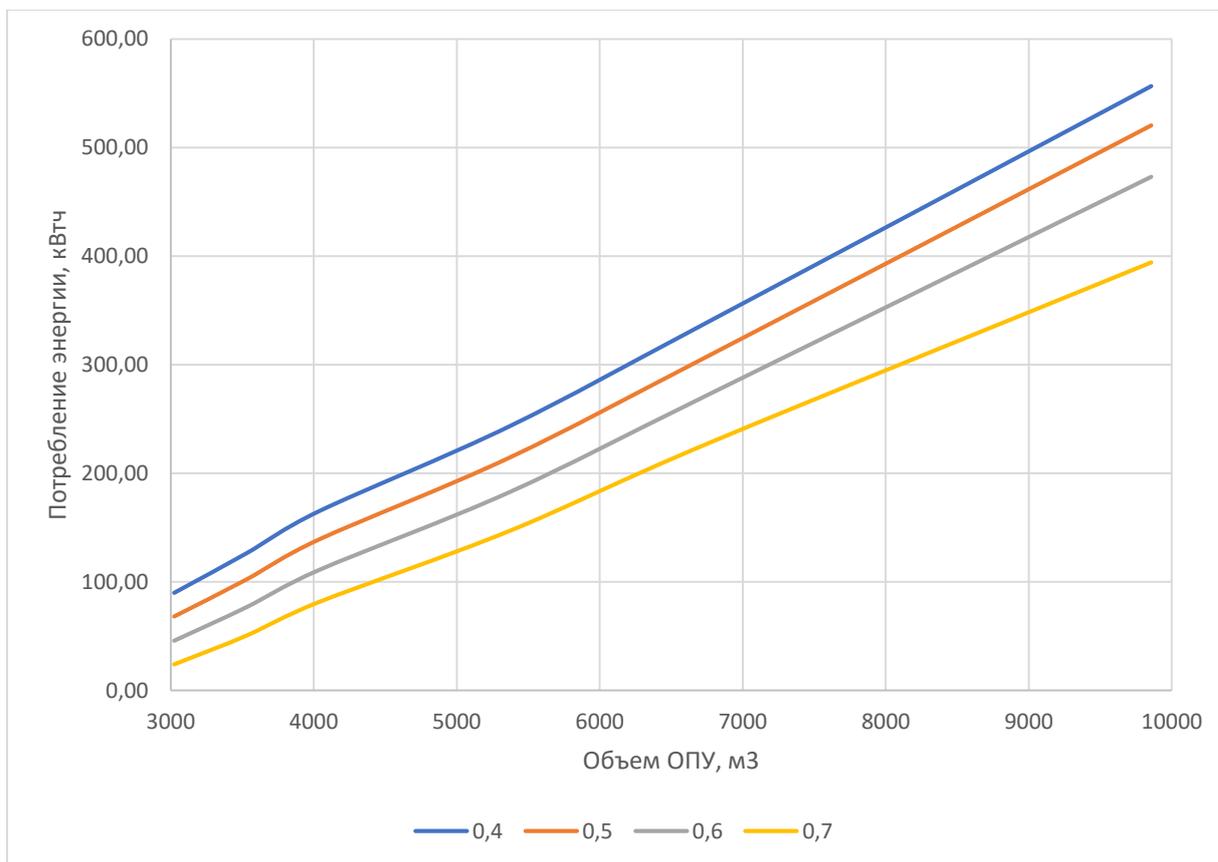


Рисунок 65 – Потребление электроэнергии резервным источником тепловой энергии для СН типовых ОПУ высотой 7 м в зависимости от коэффициента загрузки для системы без теплового аккумулятора

Проведем сравнение графиков, представленных на рисунках 61 и 65. На существующих ПС, где используется тепловая машина, с ростом этажности мы получили, что относительно одноэтажных строений, двухэтажные требуют больше тепловой энергии. Двухэтажные ОПУ потребляют в среднем для рассматриваемых коэффициентов загрузки и площадей в 2,22 раза больше энергии. Причем при самой большой площади и минимальном коэффициенте загрузки рост потерь электроэнергии выше на 40%, а если наоборот, то потери увеличиваются почти в пять раз.

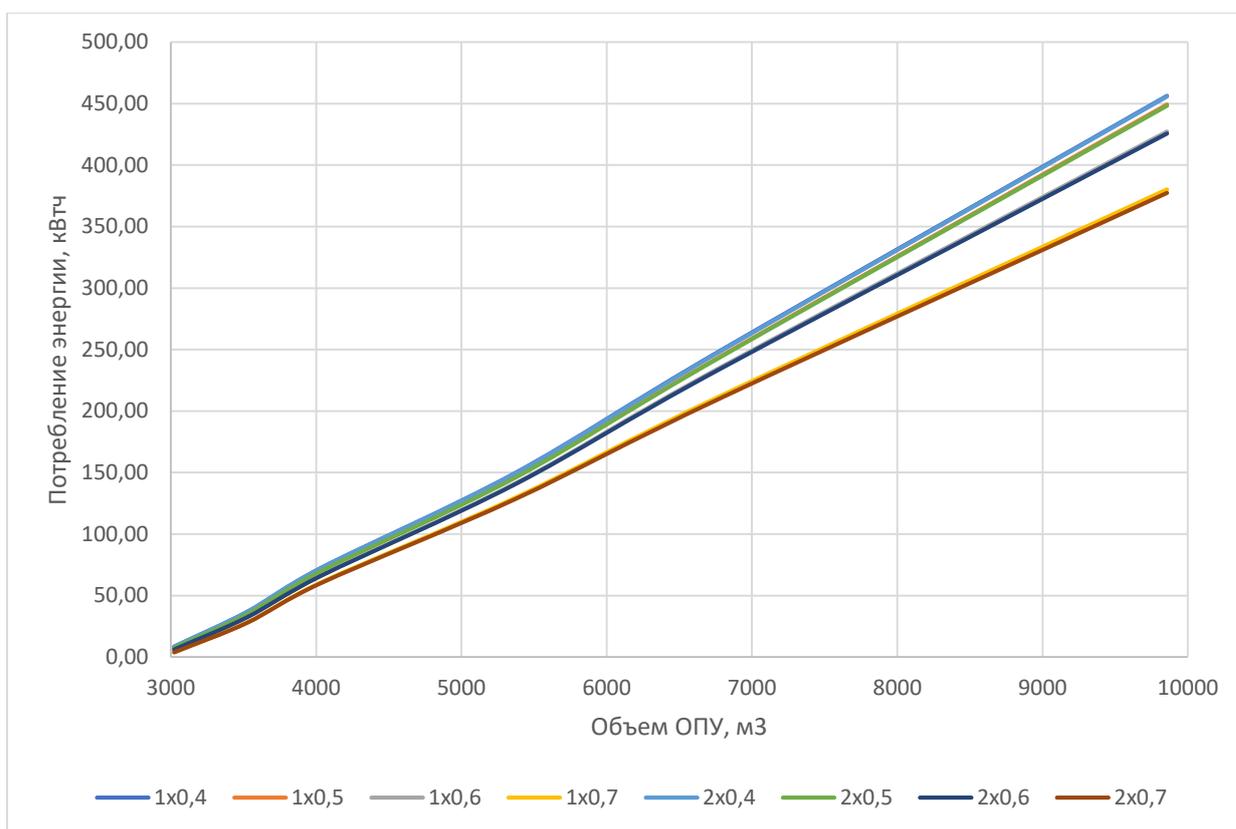


Рисунок 66 – Потребление электроэнергии резервным источником тепловой энергии для СН типовых ОПУ высотой 7 м в зависимости от коэффициента загрузки для системы с тепловым аккумулятором

Проведем сравнение графиков, представленных на рисунках 62 и 66. Здесь мы получаем похожие выводы, как и для рисунков 61 и 65. Двухэтажные ОПУ потребляют в среднем для рассматриваемых коэффициентов загрузок и площадей в 3,6 раза больше энергии. Причем при самой большой площади и минимальном коэффициенте загрузки рост потерь электроэнергии выше на 61%, а если наоборот, то потери увеличиваются почти в девять раз.

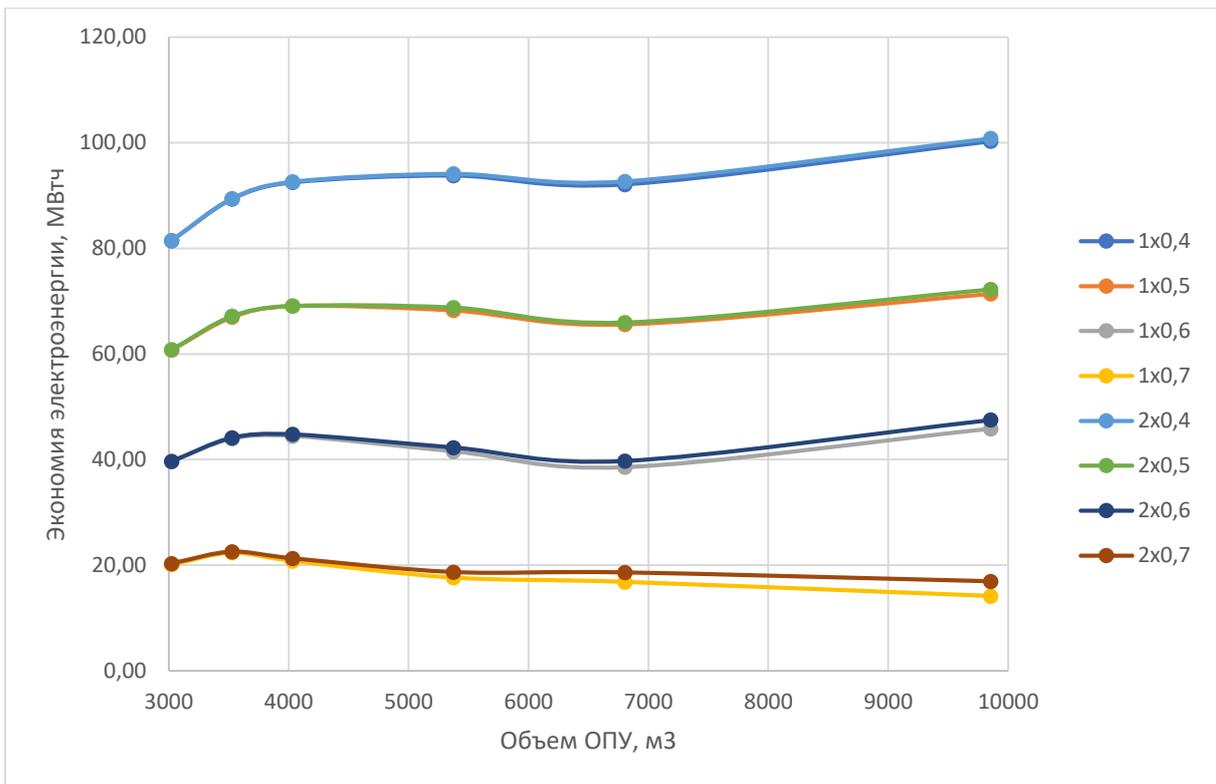


Рисунок 67 – Экономия электроэнергии резервным источником тепловой энергии в зависимости от коэффициента загрузки при внедрении аккумулятора тепловой энергии для ОПУ высотой 7 м

Сравнивая рисунки 63 и 67, мы видим, что рост объема ОПУ не вызывает снижения уровня экономии энергии резервным источником отопления. Изменение количества работающих силовых трансформаторов, также не оказывает значительного влияния. Смещение графиков (экономии), повышает только понижение коэффициента загрузки. В соответствии с этим с понижением экономии потребления резервным источником тепловой энергии повышается срок окупаемости (рисунок 68).

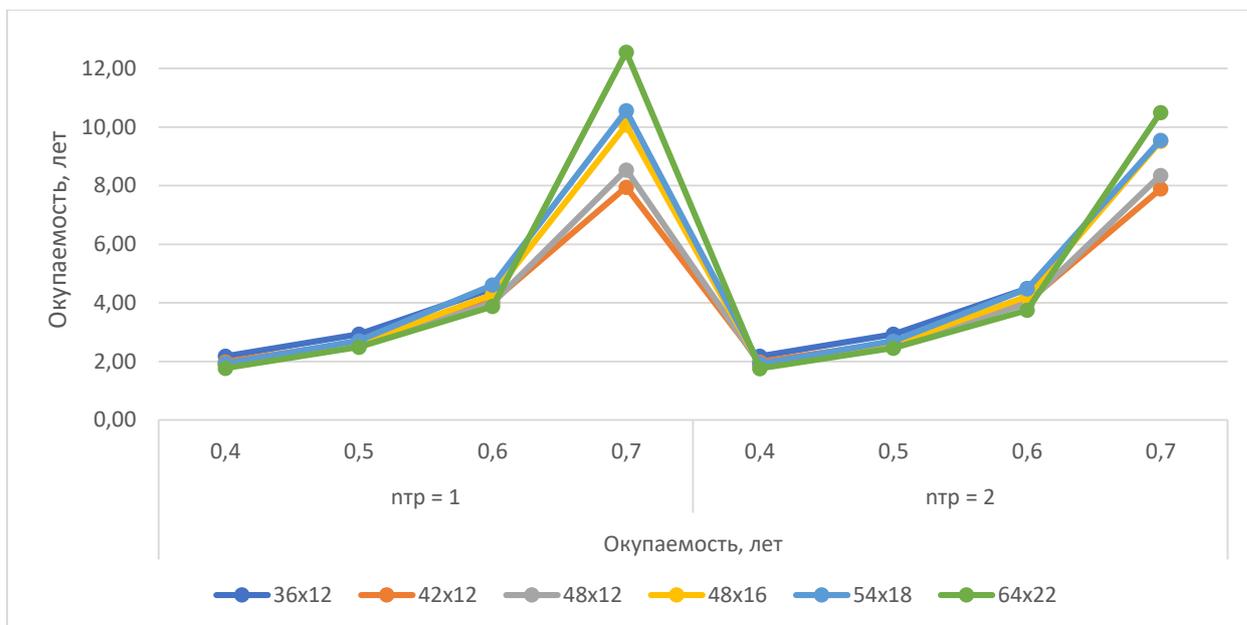


Рисунок 68 – График окупаемости инвестиций в зависимости от площадей ОПУ высотой 7 м и коэффициентов загрузки трансформаторов

Полученный график окупаемости (рисунок 68) имеет аналогичный вид графика, представленного на рисунке 64.

4.3 Расчет потребления электроэнергии и окупаемость инвестиций при изменении температуры окружающей среды

Теперь определим влияние температуры окружающей среды на изменение расхода электроэнергии (рисунки 69 и 70). Изменение температуры грунта оставим прежней, поскольку мы будем изменять глубину установки аккумулятора, изменение будет осуществляться лишь для стоимости установки.

Поскольку ранее, было выявлено, что количество трансформаторов при отсутствии теплового аккумулятора не влияет на объем расхода тепловой энергии резервным источником, представлен график для различных коэффициентов загрузки без учета количества трансформаторов.

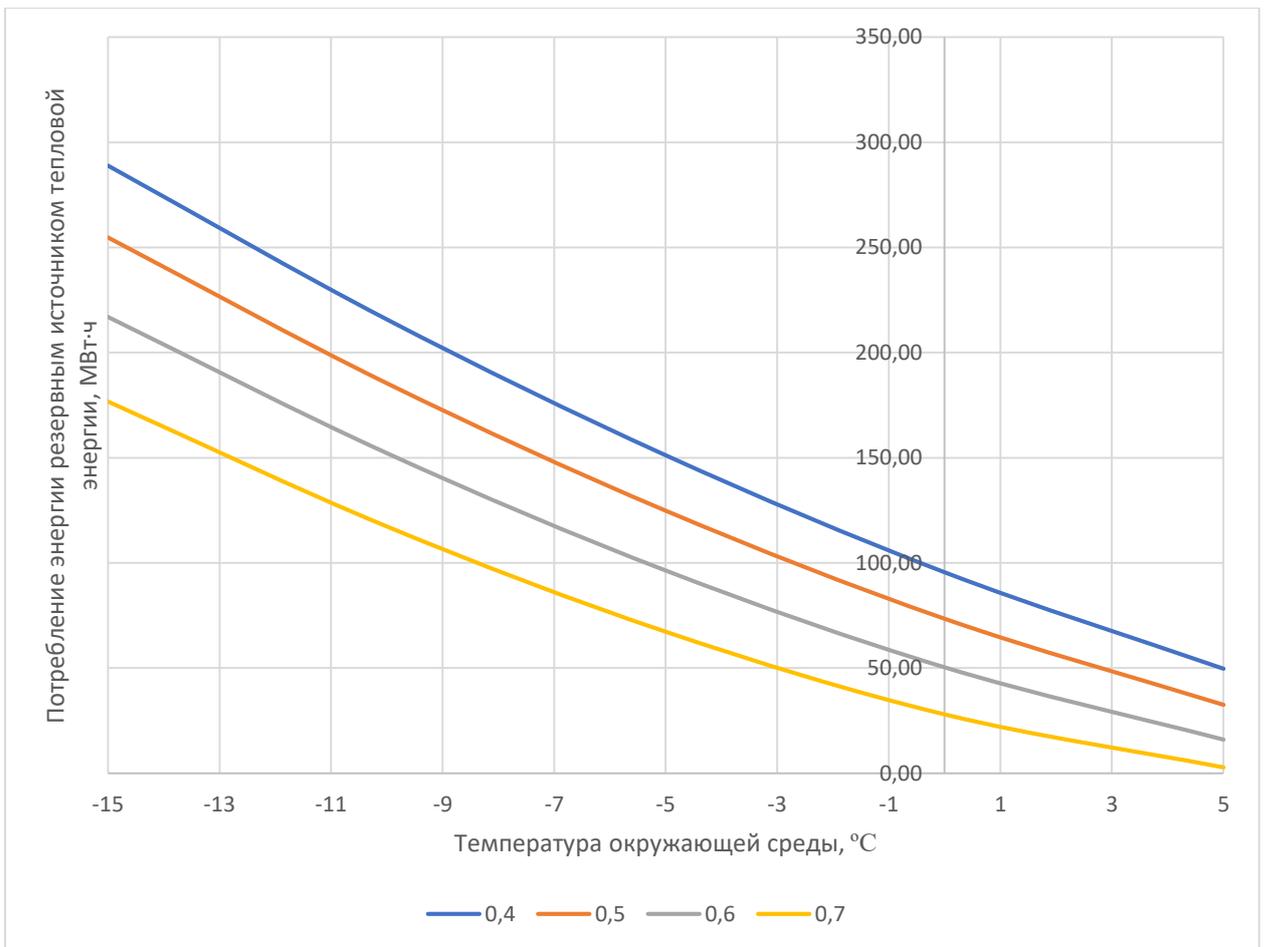


Рисунок 69 – График зависимости потребленной энергии резервным источником тепловой энергии ОПУ без аккумулятора тепловой энергии от температуры окружающей среды

На данном рисунке вы видим, параболический характер изменения потерь энергии на СН ПС. Причем с ростом среднегодовой температуры, снижаются потери энергии на отопительные нужды.

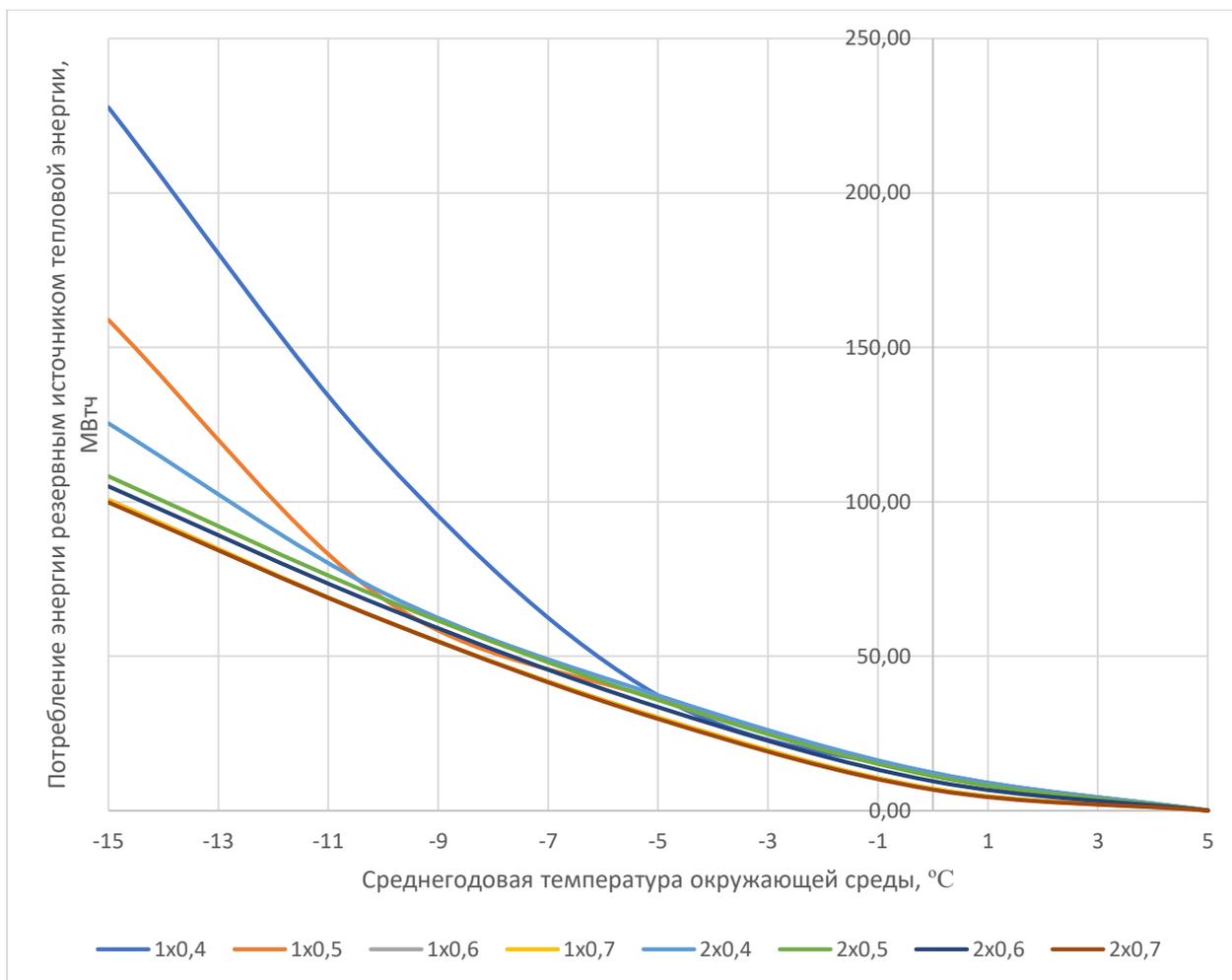


Рисунок 70 – График зависимости потребленной энергии резервным источником тепловой энергии ОПУ с аккумулятором тепловой энергии от температуры окружающей среды

В результате получаем, что для обеих систем утилизации тепловой энергии системы охлаждения трансформатора при снижении температуры окружающей среды растет потребление тепловой энергии резервным источником отопления.

Теперь определим окупаемость финансовых вложений (рисунок 71).

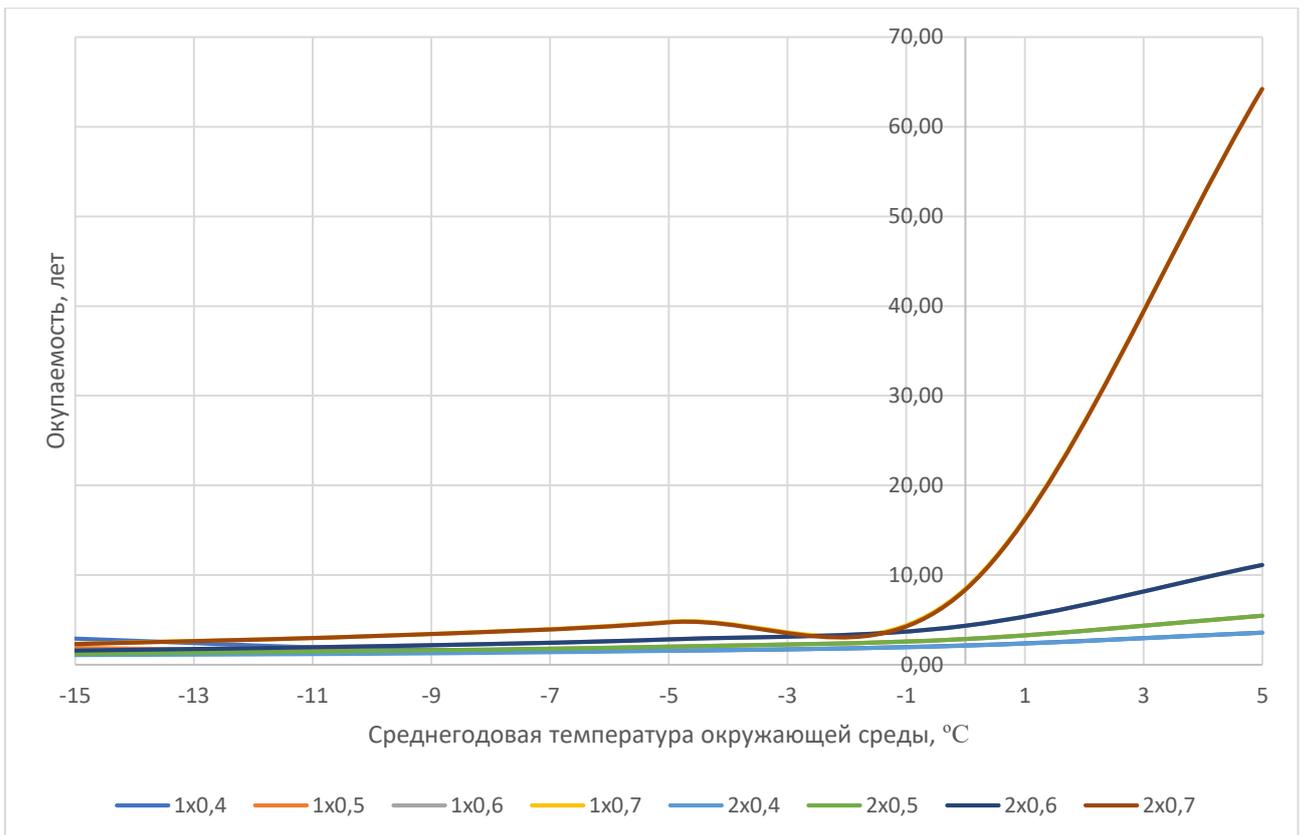


Рисунок 71 – График окупаемости инвестиций в зависимости от температуры окружающей среды и коэффициентов загрузки трансформаторов

При превышении температуры окружающей среды выше 0°C, окупаемость финансовых вложений резко возрастает. Поэтому, внедрение аккумулятора тепловой энергии имеет положительный эффект при преобладании отрицательных температур в течение года в связи с тем, что тепловая машина отбирает тепловую энергию из грунтового аккумулятора в холодных регионах. При отсутствии грунтового аккумулятора тепловой энергии, тепловая машина отбирает тепловую энергию для СН ПС только от системы охлаждения силовых трансформаторов. В свою очередь система охлаждения силовых трансформаторов в холодных регионах отводит мало тепловой энергии, поскольку температура трансформаторного масла не должна быть ниже 55°C.

4.4 Расчет потребления электроэнергии при изменении объема грунтового аккумулятора

Построим зависимость потерь энергии на отопление ОПУ ПС от объема грунтового аккумулятора (рисунки 72 и 73).

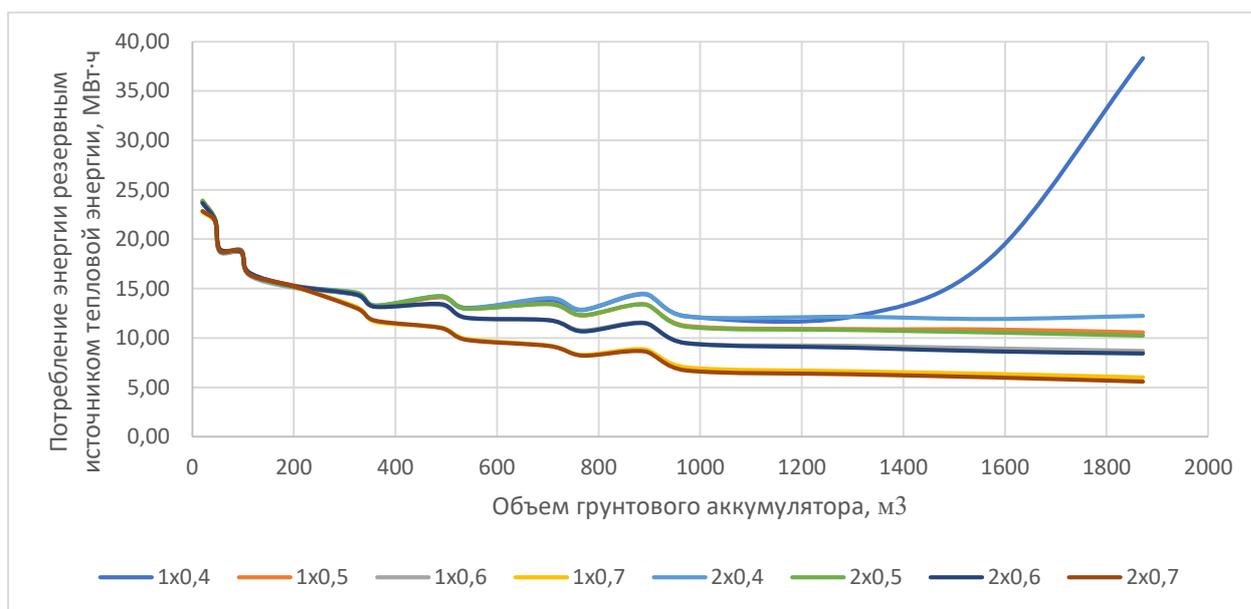


Рисунок 72 – График зависимости потребленной энергии резервным источником тепловой энергии ОПУ с аккумулятором тепловой энергии от объема грунтового аккумулятора

По данному графику вы видим, что низкие потери достигаются при объеме аккумулятора в диапазоне 1000-1300 м³.

Построим зависимость потерь энергии на отопление ОПУ ПС от площади поверхности грунтового аккумулятора.

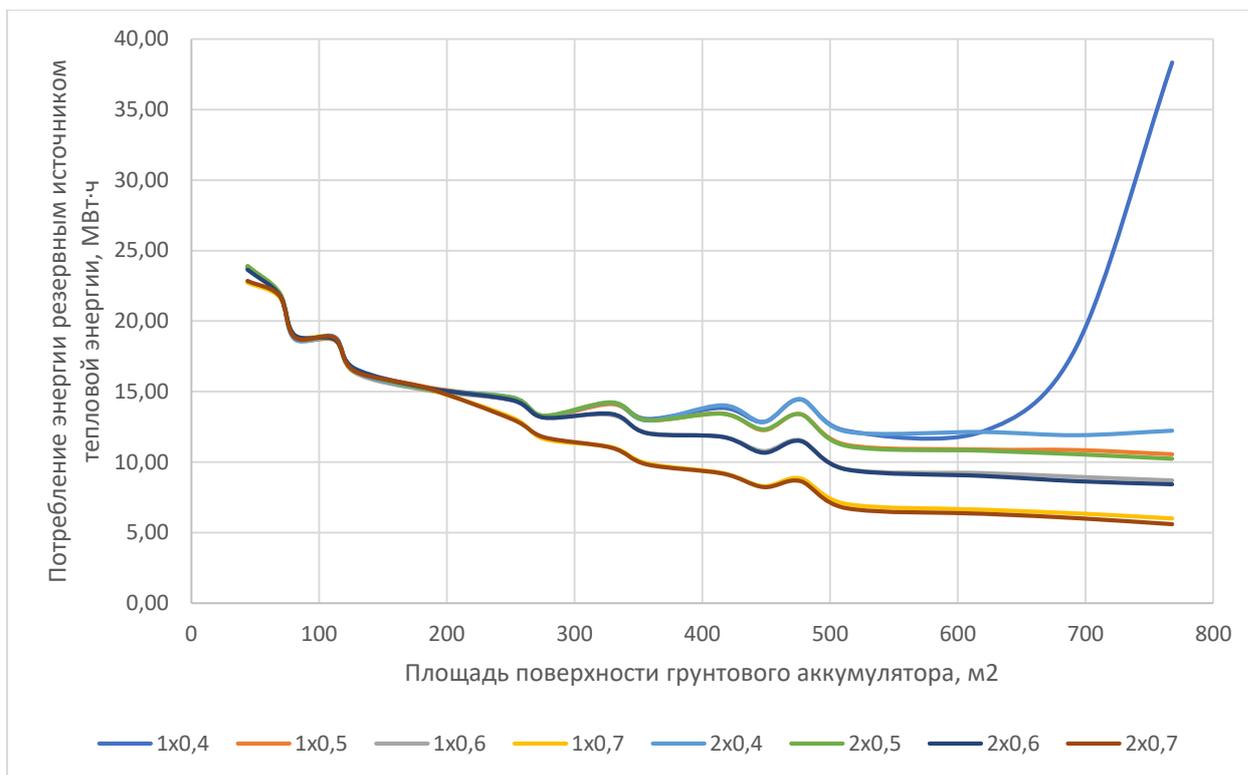


Рисунок 73 – График зависимости потребленной энергии резервным источником тепловой энергии ОПУ с аккумулятором тепловой энергии от площади грунтового аккумулятора

Полученные на рисунках 72 и 73 зависимости имеют аналогичный вид.

4.5 Разработка методики выбора аккумулятора тепловой энергии для СН ПС

При расчете потребляемой тепловой энергии резервным источником тепловой энергии использовалась модель Matlab, в которой использовался одношаговый явный метод Рунге-Кутты второго и третьего порядков (ode23). Данный метод необходим для решения обыкновенных дифференциальных уравнений для систем с умеренной жесткостью и высокой скоростью решения.

Тем не менее, на практике для выбора требуемых параметров грунтового аккумулятора и определения окупаемости необходимо

использовать упрощенные уравнения для снижения уровня трудоемкости применяемых расчетов.

Для проведения упрощенных расчетов, необходимо использовать пересчитанную модель. В упрощенной модели необходимо учесть множество факторов, которые влияют на конечный результат.

Ранее, для получения величины экономии тепловой энергии использовались:

- существующая модель с тепловым насосом, используемая на ПС;
- внедряемая модель с тепловым насосом, включающая в себя аккумулятор тепловой энергии.

Соответственно разница в потребляемой тепловой энергии между моделями позволяла получить экономию, а затем простой срок окупаемости.

Следовательно, необходимо получить две упрощенные модели, которые будут учитывать требуемые параметры.

Поскольку в ранее рассмотренных моделях использовались множество параметров для получения результатов, а характер зависимости точно не определен, необходимо построить многофакторные линейные регрессионные модели.

Ранее, для каждой модели, были проведены i количество экспериментов. Каждые изменяемые параметры являются независимыми друг от друга переменными $x_{j1}, x_{j2}, \dots, x_{jp}$, а именно:

- коэффициент загрузки силового трансформатора;
- длина, ширина и высота ОПУ ПС, м;
- длина (также равная и ширине) и высота грунтового аккумулятора, м;
- среднегодовая температура окружающей среды, К;
- количество работающих силовых трансформаторов ПС.

Данные параметры, должны определять потери тепловой энергии – зависимую переменную y_j .

Для существующей модели с тепловыми насосами количество работающих трансформаторов не учитывается, поскольку результаты экспериментов получились одинаковыми.

Для модели с грунтовыми аккумуляторами количество работающих трансформаторов влияет на результаты экспериментов. При большем количестве трансформаторов потери тепловой энергии ниже не более, чем на 5%. Данная погрешность связана с работой реле в зонах с низкими температурами окружающей среды, а также при низких коэффициентах загрузки.

Неравномерность графика изменения температуры окружающей среды не учитывается, поскольку данный параметр каждый год изменяется, точность моделей снижается.

Линейная регрессия записывается в виде:

$$y_i = b_0 + \sum_{j=1}^p b_j x_{ij} \quad (38)$$

где b_0, b_j – параметры регрессии; $j = \overline{1, p}$.

«Для линейной модели можно привести смысловую интерпретацию параметров: b_0 – характеризует величину влияния всех неучтенных факторов, выбранных для описания процесса; b_j – линейная скорость изменения зависимого признака, которая показывает, на сколько единиц в среднем увеличится функция отклика, если соответствующий фактор j увеличить на b_j единицу; $b_1 + b_2 + \dots + b_p$ – показывает, на сколько единиц в среднем увеличится функция отклика, если каждый из факторов увеличить на одну единицу» [22].

Для определения параметров чаще всего используется метод наименьших квадратов.

Основная идея метода: найти такие значения параметров регрессии, при которых сумма квадратов отклонения исходных значений функции

отклика и теоретических (рассчитанных по регрессии) принимает минимальное значение

Аналитическая запись метода:

$$S = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}(x_{1i}, x_{2i}, \dots, x_{pi}))^2 \rightarrow \min. \quad (39)$$

При аналитическом сглаживании исходных данных формируются значения остатков:

$$\varepsilon_i = y_i - \hat{y}(x_{1i}, x_{2i}, \dots, x_{pi}). \quad (40)$$

Поскольку остатки меняют свои знаки то необходимо суммировать их квадраты:

$$S = \varepsilon_1^2 + \varepsilon_2^2 + \dots + \varepsilon_n^2. \quad (41)$$

Для расчета коэффициентов воспользуемся экспериментальными данными (Приложение), а также пакетом анализа Microsoft Excel. Результаты расчета на примере одной из моделей приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет коэффициентов уравнения потерь энергии на СН ПС для системы без грунтового аккумулятора

Параметр	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-статистика	P-Значение
b_0	-3359,545103	155,103121	-21,66007416	4,60397·10-27
b_1	-313,9285714	22,36236236	-14,03825618	5,63536·10-19
b_2	9,017923871	0,802586339	11,23607945	2,75764·10-15
b_3	16,94056845	1,592776472	10,63587311	1,93909·10-14
b_4	24,13355051	1,683374945	14,33640829	2,41907·10-19
b_5	2871,413286	150,8369235	19,03654105	1,47487·10-24

R-значения коэффициентов имеют значения меньше 5%, что говорит о том, что коэффициенты статистически значимые.

Коэффициент детерминации R^2 равен 0,9907. Данный параметр говорит о высокой точности линейной модели. Проведем анализ относительных и абсолютных погрешностей.

Проведем расчет значений потерь энергии на примере первого опыта:

$$\Delta W_{p1} = -3359,545103 - 313,9285714 \cdot 0,4 + 9,017923871 \cdot 48 + 16,94056845 \cdot 12 + 24,13355051 \cdot 3,5 + 2871,413286 \cdot 1 = 106,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Абсолютная погрешность:

$$\Delta = \Delta W_p - \Delta W, \quad (42)$$

$$\Delta = 106,91 - 95,5 \approx 11,41 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Относительная погрешность:

$$\delta = \frac{|\Delta W_p - \Delta W|}{\Delta W} \cdot 100\%, \quad (43)$$

$$\delta = \frac{|106,91 - 95,5|}{95,5} \cdot 100\% \approx 11,9\%.$$

Остальные расчеты проведем аналогично и представим в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет погрешностей линейной модели

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, 273/К	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	Δ , МВт·ч
1	95,50	0,4	48	12	3,5	1	106,91	11,9	11,41
2	73,50	0,5	48	12	3,5	1	75,52	2,7	2,02
3	50,39	0,6	48	12	3,5	1	44,13	12,4	-6,26
4	32,97	0,7	48	12	3,5	1	12,73	61,4	-20,24

Продолжение таблицы 13

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, 273/К	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	Δ , МВт·ч
5	163,42	0,4	48	16	3,5	1	174,67	6,9	11,25
6	137,61	0,5	48	16	3,5	1	143,28	4,1	5,67
7	109,44	0,6	48	16	3,5	1	111,89	2,2	2,45
8	84,19	0,7	48	16	3,5	1	80,50	4,4	-3,69
9	246,81	0,4	54	18	3,5	1	262,66	6,4	15,85
10	217,97	0,5	54	18	3,5	1	231,27	6,1	13,30
11	185,83	0,6	54	18	3,5	1	199,88	7,6	14,05
12	150,03	0,7	54	18	3,5	1	168,48	12,3	18,45
13	434,72	0,4	64	22	3,5	1	420,60	3,2	-14,12
14	401,39	0,5	64	22	3,5	1	389,21	3,0	-12,18
15	330,83	0,6	64	22	3,5	1	357,82	8,2	26,99
16	305,28	0,7	64	22	3,5	1	326,43	6,9	21,15
17	89,92	0,4	36	12	7	1	83,16	7,5	-6,76
18	62,33	0,5	36	12	7	1	51,77	16,9	-10,56
19	40,78	0,6	36	12	7	1	20,38	50,0	-20,40
20	24,15	0,7	36	12	7	1	-11,01	145,6	-35,16
21	126,22	0,4	42	12	7	1	137,27	8,8	11,05
22	102,28	0,5	42	12	7	1	105,88	3,5	3,60
23	76,56	0,6	42	12	7	1	74,49	2,7	-2,07
24	50,53	0,7	42	12	7	1	43,09	14,7	-7,44
25	164,81	0,4	48	12	7	1	191,38	16,1	26,57
26	138,94	0,5	48	12	7	1	159,99	15,2	21,05
27	110,64	0,6	48	12	7	1	128,59	16,2	17,95
28	81,33	0,7	48	12	7	1	97,20	19,5	15,87
29	243,81	0,4	48	16	7	1	259,14	6,3	15,33
30	215,08	0,5	48	16	7	1	227,75	5,9	12,67
31	183,06	0,6	48	16	7	1	196,36	7,3	13,30
32	147,44	0,7	48	16	7	1	164,96	11,9	17,52
33	342,78	0,4	54	18	7	1	347,13	1,3	4,35
34	311,39	0,5	54	18	7	1	315,74	1,4	4,35
35	275,39	0,6	54	18	7	1	284,34	3,2	8,95
36	230,31	0,7	54	18	7	1	252,95	9,8	22,64
37	556,67	0,4	64	22	7	1	505,07	9,3	-51,60
38	520,56	0,5	64	22	7	1	473,68	9,0	-46,88
39	473,06	0,6	64	22	7	1	442,29	6,5	-30,77
40	394,44	0,7	64	22	7	1	410,89	4,2	16,45
41	288,89	0,4	48	12	3,5	1,0581	273,74	5,2	-15,15
42	254,83	0,5	48	12	3,5	1,0581	242,35	4,9	-12,48
43	217,03	0,6	48	12	3,5	1,0581	210,95	2,8	-6,08
44	176,75	0,7	48	12	3,5	1,0581	179,56	1,6	2,81

Продолжение таблицы 13

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{ОПУ}}$, м	$b_{\text{ОПУ}}$, м	$h_{\text{ОПУ}}$, м	$T_{\text{ср}}$, 273/К	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	Δ , МВт·ч
45	215,75	0,4	48	12	3,5	1,0380	216,03	0,1	0,28
46	185,5	0,5	48	12	3,5	1,0380	184,63	0,5	-0,87
47	152,25	0,6	48	12	3,5	1,0380	153,24	0,7	0,99
48	117,33	0,7	48	12	3,5	1,0380	121,85	3,9	4,52
49	151,14	0,4	48	12	3,5	1,0187	160,61	6,3	9,47
50	124,89	0,5	48	12	3,5	1,0187	129,21	3,5	4,32
51	96,42	0,6	48	12	3,5	1,0187	97,82	1,5	1,40
52	67,28	0,7	48	12	3,5	1,0187	66,43	1,3	-0,85
53	55,64	0,4	48	12	3,5	0,9820	55,23	0,7	-0,41
54	32,58	0,5	48	12	3,5	0,9820	23,83	26,9	-8,75
55	16,01	0,6	48	12	3,5	0,9820	-7,56	147,2	-23,57
56	2,77	0,7	48	12	3,5	0,9820	-38,95	1506,1	-41,72

Сумма остатков по ранее представленной формуле $S = 928632$.

Среднее значение относительной погрешности составляет 40,46%. Абсолютная погрешность также во многих опытах с большими значениями потерь энергии на резервный источник отопления ОПУ ПС является значительной. Проведем расчет коэффициентов степенной модели.

Степенная регрессия в общем виде:

$$y_i = b_0 \cdot x_1^{b_1} \cdot \dots \cdot x_i^{b_i}. \quad (44)$$

Преобразуем в линейный вид регрессии:

$$\begin{aligned} \ln y_i &= \ln(b_0 \cdot x_1^{b_1} \cdot \dots \cdot x_i^{b_i}), \\ \ln y_i &= \ln b_0 + b_1 \ln x_1 + \dots + b_i \ln x_i \end{aligned} \quad (45)$$

В ходе расчета коэффициентов было выявлено, что для повышения точности уравнения необходимо добавить величину сдвига m :

$$\ln(y_i + m) = \ln b_0 + b_1 \ln x_1 + \dots + b_i \ln x_i \quad (46)$$

Величина сдвига $m = 184$ была определена с помощью Excel функцией «Подбор параметра» изменением средней ошибки аппроксимации (относительной погрешности).

Полученные коэффициенты представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчетные коэффициенты степенной регрессионной модели без грунтового аккумулятора

Параметр	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5
Коэффициент	48,9109	-0,463	0,967	0,803	0,314	8,605

Рассчитаем потери на примере первого опыта:

$$\Delta W_{p1} + m = 48,91 \cdot 0,4^{-0,463} \cdot \dots \cdot 1^{8,605} = 283,68 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W'_{p1} = 283,68 - 184 = 99,68 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Абсолютная и относительные погрешности:

$$\Delta = 99,68 - 95,5 \approx 4,18 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\delta = \frac{|99,68 - 95,5|}{95,5} \cdot 100\% \approx 4,38\%.$$

Представим полученные расчеты в таблице 15.

Получаем среднее значение ошибки аппроксимации 5,05%. Максимальное значение ошибки аппроксимации не превышает 10%, за исключением последнего опыта. В последнем опыте ошибка аппроксимации высокая, но абсолютная погрешность очень низкая, что является допустимым. Коэффициент детерминации R^2 для данной модели равен 0,9927. Критерий Фишера $F > F_{\text{крит}}$ соблюдается ($7707,43 > 4,02$).

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что степенная регрессия является довольно точной.

Таблица 15 – Расчет потерь электроэнергии, относительных и абсолютных погрешностей модели без грунтового аккумулятора

Опыт	Пересчитанные значения						Логарифмированные значения						ΔW_{p+m} , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_{p'}$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
	ΔW_{+m} , МВт·ч	k_3	$\frac{a_{опу}}{10}$, М	$\frac{b_{опу}}{10}$, М	$\frac{h_{опу}}{10}$, М	T_{cp} , 273/К	ΔW_{+m}	k_3	$\frac{a_{опу}}{10}$	$\frac{b_{опу}}{10}$	$\frac{h_{опу}}{10}$	T_{cp}					
1	279,50	0,4	4,8	1,2	0,35	1	5,63	-0,92	1,57	0,18	-1,05	0,00	283,68	1,50%	99,68	4,38	4,18
2	257,50	0,5	4,8	1,2	0,35	1	5,55	-0,69	1,57	0,18	-1,05	0,00	255,84	0,64%	71,84	2,26	-1,66
3	234,39	0,6	4,8	1,2	0,35	1	5,46	-0,51	1,57	0,18	-1,05	0,00	235,13	0,32%	51,13	1,47	0,74
4	216,97	0,7	4,8	1,2	0,35	1	5,38	-0,36	1,57	0,18	-1,05	0,00	218,93	0,90%	34,93	5,94	1,96
5	347,42	0,4	4,8	1,6	0,35	1	5,85	-0,92	1,57	0,47	-1,05	0,00	357,40	2,87%	173,4	6,11	9,98
6	321,61	0,5	4,8	1,6	0,35	1	5,77	-0,69	1,57	0,47	-1,05	0,00	322,32	0,22%	138,32	0,52	0,71
7	293,44	0,6	4,8	1,6	0,35	1	5,68	-0,51	1,57	0,47	-1,05	0,00	296,23	0,95%	112,23	2,55	2,79
8	268,19	0,7	4,8	1,6	0,35	1	5,59	-0,36	1,57	0,47	-1,05	0,00	275,82	2,84%	91,82	9,06	7,63
9	430,81	0,4	5,4	1,8	0,35	1	6,07	-0,92	1,69	0,59	-1,05	0,00	440,25	2,19%	256,25	3,82	9,44
10	401,97	0,5	5,4	1,8	0,35	1	6,00	-0,69	1,69	0,59	-1,05	0,00	397,03	1,23%	213,03	2,27	-4,94
11	369,83	0,6	5,4	1,8	0,35	1	5,91	-0,51	1,69	0,59	-1,05	0,00	364,89	1,34%	180,89	2,66	-4,94
12	334,03	0,7	5,4	1,8	0,35	1	5,81	-0,36	1,69	0,59	-1,05	0,00	339,76	1,72%	155,76	3,82	5,73
13	618,72	0,4	6,4	2,2	0,35	1	6,43	-0,92	1,86	0,79	-1,05	0,00	609,58	1,48%	425,58	2,10	-9,14
14	585,39	0,5	6,4	2,2	0,35	1	6,37	-0,69	1,86	0,79	-1,05	0,00	549,74	6,09%	365,74	8,88	-35,65
15	514,83	0,6	6,4	2,2	0,35	1	6,24	-0,51	1,86	0,79	-1,05	0,00	505,24	1,86%	321,24	2,90	-9,59
16	489,28	0,7	6,4	2,2	0,35	1	6,19	-0,36	1,86	0,79	-1,05	0,00	470,44	3,85%	286,44	6,17	-18,84
17	273,92	0,4	3,6	1,2	0,7	1	5,61	-0,92	1,28	0,18	-0,36	0,00	267,02	2,52%	83,02	7,67	-6,90
18	246,33	0,5	3,6	1,2	0,7	1	5,51	-0,69	1,28	0,18	-0,36	0,00	240,81	2,24%	56,81	8,86	-5,52

Продолжение таблицы 15

Опыт	Пересчитанные значения						Логарифмированные значения						ΔW_{p+m} , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
	$\Delta W+m$, МВт·ч	k_3	$\frac{a_{опу}}{10}$, М	$\frac{b_{опу}}{10}$, М	$\frac{h_{опу}}{10}$, М	T_{cp} , 273/К	$\Delta W+m$	k_3	$\frac{a_{опу}}{10}$	$\frac{b_{опу}}{10}$	$\frac{h_{опу}}{10}$	T_{cp}					
19	224,78	0,6	3,6	1,2	0,7	1	5,42	-0,51	1,28	0,18	-0,36	0,00	221,31	1,54%	37,31	8,51	-3,47
20	208,15	0,7	3,6	1,2	0,7	1	5,34	-0,36	1,28	0,18	-0,36	0,00	206,07	1,00%	22,07	8,61	-2,08
21	310,22	0,4	4,2	1,2	0,7	1	5,74	-0,92	1,44	0,18	-0,36	0,00	309,94	0,09%	125,94	0,22	-0,28
22	286,28	0,5	4,2	1,2	0,7	1	5,66	-0,69	1,44	0,18	-0,36	0,00	279,52	2,36%	95,52	6,61	-6,76
23	260,56	0,6	4,2	1,2	0,7	1	5,56	-0,51	1,44	0,18	-0,36	0,00	256,89	1,41%	72,89	4,79	-3,67
24	234,53	0,7	4,2	1,2	0,7	1	5,46	-0,36	1,44	0,18	-0,36	0,00	239,19	1,99%	55,19	9,22	4,66
25	348,81	0,4	4,8	1,2	0,7	1	5,85	-0,92	1,57	0,18	-0,36	0,00	352,66	1,10%	168,66	2,34	3,85
26	322,94	0,5	4,8	1,2	0,7	1	5,78	-0,69	1,57	0,18	-0,36	0,00	318,04	1,52%	134,04	3,53	-4,90
27	294,64	0,6	4,8	1,2	0,7	1	5,69	-0,51	1,57	0,18	-0,36	0,00	292,30	0,79%	108,3	2,11	-2,34
28	265,33	0,7	4,8	1,2	0,7	1	5,58	-0,36	1,57	0,18	-0,36	0,00	272,16	2,57%	88,16	8,40	6,83
29	427,81	0,4	4,8	1,6	0,7	1	6,06	-0,92	1,57	0,47	-0,36	0,00	444,30	3,85%	260,3	6,76	16,49
30	399,08	0,5	4,8	1,6	0,7	1	5,99	-0,69	1,57	0,47	-0,36	0,00	400,69	0,40%	216,69	0,75	1,61
31	367,06	0,6	4,8	1,6	0,7	1	5,91	-0,51	1,57	0,47	-0,36	0,00	368,26	0,33%	184,26	0,66	1,20
32	331,44	0,7	4,8	1,6	0,7	1	5,80	-0,36	1,57	0,47	-0,36	0,00	342,89	3,45%	158,89	7,77	11,45
33	526,78	0,4	5,4	1,8	0,7	1	6,27	-0,92	1,69	0,59	-0,36	0,00	547,29	3,89%	363,29	5,98	20,51
34	495,39	0,5	5,4	1,8	0,7	1	6,21	-0,69	1,69	0,59	-0,36	0,00	493,57	0,37%	309,57	0,58	-1,82
35	459,39	0,6	5,4	1,8	0,7	1	6,13	-0,51	1,69	0,59	-0,36	0,00	453,62	1,26%	269,62	2,10	-5,77
36	414,31	0,7	5,4	1,8	0,7	1	6,03	-0,36	1,69	0,59	-0,36	0,00	422,37	1,95%	238,37	3,50	8,06
37	740,67	0,4	6,4	2,2	0,7	1	6,61	-0,92	1,86	0,79	-0,36	0,00	757,80	2,31%	573,8	3,08	17,13

Продолжение таблицы 15

Опыт	Пересчитанные значения						Логарифмированные значения						ΔW_{p+m} , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_{p'}$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
	$\Delta W+m$, МВт·ч	k_3	$\frac{a_{опу}}{10}$, М	$\frac{b_{опу}}{10}$, М	$\frac{h_{опу}}{10}$, М	T_{cp} , 273/К	$\Delta W+m$	k_3	$\frac{a_{опу}}{10}$	$\frac{b_{опу}}{10}$	$\frac{h_{опу}}{10}$	T_{cp}					
38	704,56	0,5	6,4	2,2	0,7	1	6,56	-0,69	1,86	0,79	-0,36	0,00	683,42	3,00%	499,42	4,06	-21,14
39	657,06	0,6	6,4	2,2	0,7	1	6,49	-0,51	1,86	0,79	-0,36	0,00	628,09	4,41%	444,09	6,12	-28,97
40	578,44	0,7	6,4	2,2	0,7	1	6,36	-0,36	1,86	0,79	-0,36	0,00	584,83	1,10%	400,83	1,62	6,39
41	472,89	0,4	4,8	1,2	0,35	1,0581	6,16	-0,92	1,57	0,18	-1,05	0,06	461,34	2,44%	277,19	4,05	-11,70
42	438,83	0,5	4,8	1,2	0,35	1,0581	6,08	-0,69	1,57	0,18	-1,05	0,06	416,06	5,19%	231,92	8,99	-22,91
43	401,03	0,6	4,8	1,2	0,35	1,0581	5,99	-0,51	1,57	0,18	-1,05	0,06	382,38	4,65%	198,26	8,65	-18,77
44	360,75	0,7	4,8	1,2	0,35	1,0581	5,89	-0,36	1,57	0,18	-1,05	0,06	356,04	1,31%	171,92	2,73	-4,83
45	399,75	0,4	4,8	1,2	0,35	1,0380	5,99	-0,92	1,57	0,18	-1,05	0,04	391,10	2,16%	207,03	4,04	-8,72
46	369,50	0,5	4,8	1,2	0,35	1,0380	5,91	-0,69	1,57	0,18	-1,05	0,04	352,71	4,54%	168,65	9,08	-16,85
47	336,25	0,6	4,8	1,2	0,35	1,0380	5,82	-0,51	1,57	0,18	-1,05	0,04	324,16	3,60%	140,1	7,98	-12,15
48	301,33	0,7	4,8	1,2	0,35	1,0380	5,71	-0,36	1,57	0,18	-1,05	0,04	301,83	0,17%	117,78	0,38	0,45
49	335,14	0,4	4,8	1,2	0,35	1,0187	5,81	-0,92	1,57	0,18	-1,05	0,02	332,59	0,76%	148,71	1,61	-2,43
50	308,89	0,5	4,8	1,2	0,35	1,0187	5,73	-0,69	1,57	0,18	-1,05	0,02	299,95	2,89%	116,06	7,07	-8,83
51	280,42	0,6	4,8	1,2	0,35	1,0187	5,64	-0,51	1,57	0,18	-1,05	0,02	275,66	1,70%	91,77	4,82	-4,65
52	251,28	0,7	4,8	1,2	0,35	1,0187	5,53	-0,36	1,57	0,18	-1,05	0,02	256,68	2,15%	72,77	8,16	5,49
53	239,64	0,4	4,8	1,2	0,35	0,9820	5,48	-0,92	1,57	0,18	-1,05	-0,02	242,66	1,26%	58,63	5,37	2,99
54	216,58	0,5	4,8	1,2	0,35	0,9820	5,38	-0,69	1,57	0,18	-1,05	-0,02	218,85	1,05%	34,82	6,88	2,24
55	200,01	0,6	4,8	1,2	0,35	0,9820	5,30	-0,51	1,57	0,18	-1,05	-0,02	201,13	0,56%	17,1	6,81	1,09
56	186,77	0,7	4,8	1,2	0,35	0,9820	5,23	-0,36	1,57	0,18	-1,05	-0,02	187,27	0,27%	3,25	17,33	0,48

В результате получаем следующие уравнение расчета потерь энергии резервным источником отопления ОПУ ПС с использованием утилизации тепловой энергии силового трансформатора с системой охлаждения типа ДЦ без грунтового аккумулятора:

$$\Delta W_{p1} = 48,91 \cdot k_3^{-0,463} \cdot \left(\frac{a_{\text{ОПУ}}}{10}\right)^{0,967} \cdot \left(\frac{b_{\text{ОПУ}}}{10}\right)^{0,803} \cdot \left(\frac{h_{\text{ОПУ}}}{10}\right)^{0,314} \cdot \left(\frac{273}{T_{\text{ср}}}\right)^{8,605} - 184 \quad (47)$$

Проведем преобразование:

$$\Delta W_{p1} = \frac{48,91}{10^{0,967+0,803+0,314}} \cdot k_3^{-0,463} \cdot a_{\text{ОПУ}}^{0,967} \cdot b_{\text{ОПУ}}^{0,803} \cdot h_{\text{ОПУ}}^{0,314} \cdot \left(\frac{273}{T_{\text{ср}}}\right)^{8,605} - 184 \quad (48)$$

Получаем общий вид уравнения:

$$\Delta W_{p1} = 0,4031 \cdot k_3^{-0,463} \cdot a_{\text{ОПУ}}^{0,967} \cdot b_{\text{ОПУ}}^{0,803} \cdot h_{\text{ОПУ}}^{0,314} \cdot \left(\frac{273}{T_{\text{ср}}}\right)^{8,605} - 184 \quad (49)$$

Аналогично определим коэффициенты уравнения для модели с грунтовым аккумулятором, найдем расчетные значения потерь энергии на СН ПС при использовании грунтового аккумулятора, абсолютные и относительные погрешности опытов и представим их в таблице В приложения.

В результате подбора параметра мы получили коэффициент $m = 131$.

Среднее значение ошибки аппроксимации 5,15%. Максимальное значение ошибки аппроксимации не превышает 12%. Однако, опытам с ошибкой аппроксимации выше 10% соответствует низкая абсолютная погрешность. Коэффициент детерминации R^2 для данной модели также равен 0,9927. Критерий Фишера $F > F_{\text{крит}}$ соблюдается ($7567,6 > 4,02$).

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что степенная регрессия является точной.

В результате получаем следующие уравнение расчета потерь энергии резервным источником отопления ОПУ ПС с использованием утилизации тепловой энергии силового трансформатора с системой охлаждения типа ДЦ с грунтовым аккумулятором:

$$\Delta W_{p2} = 0,041 \cdot k_3^{-0,07} \cdot a_{\text{ОПУ}}^{1,964} \cdot b_{\text{ОПУ}}^{1,252} \cdot h_{\text{ОПУ}}^{0,44} \cdot \left(\frac{273}{T_{\text{ср}}}\right)^{8,608} \cdot a_{\text{ГА}}^{-0,021} \cdot h_{\text{ГА}}^{-0,054} \cdot n_{\text{тр}}^{-0,002} - 131 \quad (50)$$

4.6 Режимы работы силовых трансформаторов

Для расчета получения ранее приведенных результатов, рассчитаем необходимые потери силового трансформатора. Проведем интегрирование теплового потока, отводимого от силового трансформатора в Matlab, чтобы получить значение тепловой энергии используемой для СН ПС в течение года. Разделив на период времени, получаем электрические потери, представленные в таблице 16.

Передача тепловой энергии системы охлаждения в теплообменник осуществляется форсированно при значительной разнице температур окружающей среды и температуры трансформаторного масла.

Таблица 16 – Необходимая мощность, отводимая от системы охлаждения силового трансформатора для достижения требуемой окупаемости

$T_{\text{ср}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta P_{\text{т.р}}, \text{кВт}$			
	0,4	0,5	0,6	0,7
-15	415,72	543,19	712,20	932,58
-10	306,60	419,52	571,09	770,55
-5	211,28	309,96	444,57	623,73
0	130,07	214,20	332,32	491,82

Проведем расчет потерь трубопроводов от силового трансформатора до аккумулятора тепловой энергии и теплоаккумулятора до ОПУ ПС [58]. Расчеты представлены в приложении. Материал теплоизоляции – минеральная вата, покрытие – оцинкованная сталь. Полученные расчетные удельные потери составили 34 Вт/м. Получается, что для трубопроводов общей протяженностью 1 км, потери составят 34 кВт.

Теперь рассчитаем потери трансформаторов по формуле 17:

Теперь определим перечень трансформаторов, которые позволяют соблюдать условия окупаемости при установке теплового аккумулятора, представим перечень в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень силовых трансформаторов с системой охлаждения типа ДЦ

Силовой трансформатор	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{т}}$ в зависимости от $k_3, \text{кВт}$			
			0,4	0,5	0,6	0,7
ТДЦ-80000/110	310	85	323,60	331,25	340,60	351,65
ТДЦ-125000/110	400	120	419,20	430,00	443,20	458,80
ТДЦ-200000/110	550	170	577,20	592,50	611,20	633,30
ТДЦ-250000/110	640	200	672,00	690,00	712,00	738,00
ТДЦ-400000/110	900	320	951,20	980,00	1015,20	1056,80
ТДЦ-125000/220	380	120	399,20	410,00	423,20	438,80
ТДЦ-200000/220	660	130	680,80	692,50	706,80	723,70
ТДЦ-250000/220	600	207	633,12	651,75	674,52	701,43
ТДЦ-400000/220	870	280	914,80	940,00	970,80	1007,20
ТДЦ-200000/330	520	180	548,80	565,00	584,80	608,20
ТДЦ-250000/330	605	214	639,24	658,50	682,04	709,86

Продолжение таблицы 17

Силовой трансформатор	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔP_T в зависимости от k_3 , кВт			
			0,4	0,5	0,6	0,7
ТДЦ-400000/330	790	300	838,00	865,00	898,00	937,00
ТДЦ-250000/500	590	205	622,80	641,25	663,80	690,45
ТДЦ-400000/500	590	250	630,00	652,50	680,00	712,50

С учетом потерь трубопроводов общей протяженностью до 1 км представим таблицу с трансформаторами, которые могут применяться в зависимости от температурных условий и коэффициентов загрузки. Отразим требуемые температурные диапазоны силовых трансформаторов в таблице 18.

Таблица 18 – Температурные диапазоны силовых трансформаторов

Силовой трансформатор	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$T_{ср.мин}$ в зависимости от k_3 , °С			
			0,4	0,5	0,6	0,7
ТДЦ-80000/110	310	85	-5	0	–	–
ТДЦ-125000/110	400	120	-10	-5	0	–
ТДЦ-200000/110	550	170	-15	-15	-10	0
ТДЦ-250000/110	640	200	-15	-15	-10	-5
ТДЦ-400000/110	900	320	-15	-15	-15	-15
ТДЦ-125000/220	380	120	-10	-5	0	–
ТДЦ-200000/220	660	130	-15	-15	-10	-5
ТДЦ-250000/220	600	207	-15	-15	-10	-5
ТДЦ-400000/220	870	280	-15	-15	-15	-15
ТДЦ-200000/330	520	180	-15	-10	-5	0
ТДЦ-250000/330	605	214	-15	-15	-10	-5
ТДЦ-400000/330	790	300	-15	-15	-15	-10
ТДЦ-250000/500	590	205	-15	-15	-10	-5
ТДЦ-400000/500	590	250	-15	-15	-10	-5

В результате получаем, что требуемая окупаемость достигается с трансформаторами мощностью не менее 200 МВА. Иначе, следует учитывать коэффициент загрузки и температурные условия [75],[10].

Выводы по разделу

Уравнения степенной регрессии позволяют рассчитать окупаемость инвестиций.

Методика выбора грунтового объема грунтового аккумулятора заключается в следующем:

- рассчитать потери энергии на отопление ОПУ ПС для сравниваемых моделей с использованием уравнений 46 и 47;
- определить капиталовложения;
- вычислить простой срок окупаемости, используя величины экономии и капиталовложений по формуле 35;
- электрические потери силового трансформатора должны превышать значение таблицы 16.

Заключение

Расход на СН ПС включается в технологические потери, а доля расхода на СН составляет не более 5%. Но несмотря на незначительную долю в общей структуре потерь электросетевых компаний, затраты ресурсов на СН ПС составляют около 1 млрд кВт·ч/год.

Наиболее затратными являются сферы, связанные с тепловой энергией, а именно обогрев, обдув и охлаждение. Отметим, около 89% трансформаторов имеют конфигурацию системы охлаждения, включающую от 3 до 6 охладителей. Причем около 97% от всех охладителей типа ДЦ имеют маслонасосы с номинальной мощностью 3-3,5 кВт в среднем, вентиляторы с номинальной мощностью 2,2-2,8 кВт. В связи с этим, внедряются проекты с использованием теплового насоса, который отводит тепловую энергию системы охлаждения трансформатора для СН ПС.

Тем не менее, применяемая модель на базе теплового насоса, позволяет сэкономить тепловую энергию, потребляемую резервным источником отопления, путем утилизации тепловой энергии системы охлаждения силового трансформатора в зимний период, не задействуя при этом выделяемую тепловую энергию в летний период.

В связи с этим принято решение об использовании грунтового аккумулятора, для частичного сохранения излишков тепловой энергии в зимний период. Несмотря на потери, возникающие через теплоизолирующий слой в грунте, данная модель позволяет добиться определенной экономии при использовании резервного источника тепловой энергии установленного в ОПУ ПС. Поэтому внедрение грунтового аккумулятора является энергоэффективным мероприятием для снижения потерь тепловой энергии ОПУ на СН ПС.

Для подтверждения гипотезы спроектированы модели действующей и внедряемой системы утилизации тепловой энергии силового трансформатора. Температура трансформатора масла в моделях

поддерживается не менее 55°C. В помещениях ОПУ ПС моделей температура поддерживается около 20°C в течение года. В зимний период при нехватке тепловой энергии в отопительной системе, включается в работу резервный источник. Система кондиционирования внедряемой модели отводит тепловую при температуре окружающей среды выше 22°C.

Опыты, проведенные в моделях проделаны с использованием одношагового явного метода Рунге-Кутты второго и третьего порядков. Для действующей модели проведено 56 опытов, а для внедряемой – 224. В опытах рассмотрены наиболее распространенные конфигурации одноэтажных и двухэтажных ОПУ ПС с площадью от 36×12 м² до 64×22 м². Температура окружающей среды от -15 до 5°C, а коэффициенты загрузки силовых трансформаторов от 0,4 до 0,7. Рассмотрены режимы при работе одного и двух силовых трансформаторов.

Для достижения срока окупаемости не более 10 лет при использовании силовых трансформаторов с системой охлаждения ДЦ относительно действующих ПС с тепловыми насосами необходимо соблюдать следующие условия:

- площадь одноэтажных ОПУ ПС должна быть не менее 42×12 м², а двухэтажных – не менее 36×12 м². ОПУ маленькой площади (и соответственно объема) требует меньше энергии для отопления, что в конечном счете приводит к снижению окупаемости;
- средняя температура окружающей среды должна быть не более 0°C при равномерном изменении температуры в течение года. При температуре выше 0°C, система охлаждения отдает больше тепловой энергии, что соответственно снижает уровень окупаемости;
- коэффициент загрузки должен находиться в пределах 0,4-0,7. Низкий коэффициент загрузки приводит к быстрой окупаемости, но тем не менее с точки зрения потерь энергии на СН ПС является самым нежелательным;

– объем грунтового аккумулятора должен иметь оптимальные объемные параметры.

Для получения оптимальных объемных параметров грунтового аккумулятора были выведены уравнения степенных регрессий для расчета потерь энергии моделей. Изменяя параметры аккумулятора, вычисляются потери энергии модели с грунтовым аккумулярованием тепла и капиталовложения и соответственно окупаемость.

Уравнения степенных регрессий позволяют снизить трудоемкость расчетов. Исходные данные для рассматриваемой ситуации подставляются в полученные уравнения степенных регрессий для наиболее актуальной действующей и внедряемой моделей. Разница в потерях энергии резервного источника тепловой энергии ОПУ ПС для двух моделей позволяет определить экономию энергии. Отношение экономии энергии к капиталовложениям во внедряемую модель, согласно рассматриваемому региону, позволяет получить окупаемость инвестиций.

Полученные уравнения степенных регрессий моделей имеют коэффициент детерминации R^2 превышают значение 0,99, соответствуют критерию Фишера, ошибки аппроксимации и абсолютные погрешности являются допустимыми.

Список используемых источников

1. Алхасов А.Б. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2016. С. 271.
2. Аполлонский С.М. Энергосбережение в энергетике: монография. Москва : РУСАЙНС, 2022. 360 с.
3. Бохан, А. Н. Проектирование подстанций систем электроснабжения : учеб. пособие. М-во образования Респ. Беларусь ; Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 311 с.
4. Вагин Г.Я. Ресурсо- и энергосбережение в литейном производстве : учебник / Г.Я. Вагин, В.А. Коровин, И.О. Леушин, А.Б. Лоскутов. – 2-е изд. испр. и доп. – Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2020. – 254 с.
5. Вентиляция с рекуперацией тепла [Электронный ресурс] : Официальный сайт компании «Оптима–Синергидом». URL: <https://www.spb-optima.ru/energoeffektivnyy-house/ventil-sinergidom.html> (дата обращения: 21.03.2022).
6. Вихревой теплогенератор : устройство, принцип работы, критерии выбора [Электронный ресурс] : Интернет-сайт энциклопедия инженера-электрика. URL: <https://www.asutpp.ru/vixrevoj-teplogenerator.html> (дата обращения: 21.03.2022).
7. Воденников Д. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 500–750 кВ. Обзор существующих технологий // Электроэнергия. Передача и распределение. Ежеквартальный спецвыпуск № 2(13), июнь 2019, с. 44-48.
8. Водоподготовка для паровых и водогрейных котельных [Электронный ресурс] // bwt.ru: Официальный сайт производителя систем водоподготовки Best Water Technology. URL: <https://www.bwt.ru/upload/iblock/9f8/9f88bb77ff7c8e309591fec25419481c.pdf> (дата обращения: 18.03.2022).

9. Возможности снижения расхода энергии на собственные нужды подстанций. Опыт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] : Официальный сайт НП «АВОК». URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=6476 (дата обращения: 04.05.2021).

10. Воротницкий В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: справочно-метод. изд. / Под общей редакцией А.Г. Вакулко. М.: Теплоэнергетик, 2016. 336 с.

11. Воротницкий В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в распределительных электрических сетях нового технологического уклада // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4 (67). С. 96–104.

12. Гладковский Г.К., Мерзликин А.П., Загурский Ю.А., Давыдов Е.Ю., Калинин М.А., Паринов И.А., Рябин И.В. Национальный проект «Энергоэффективная подстанция». От пилотный проектов до типовых решений // Энергия единой сети №4 (59). 2021. С. 49-62.

13. ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс] : утв. приказом №60-ст от 09.04.2007. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200050072> (дата обращения: 04.05.2021).

14. Грунтовые теплообменники для геотермального теплового насоса [Электронный ресурс] : интернет-ресурс об энергосберегающих технологиях. URL: <https://solarsoul.net/gruntovye-teploobmenniki-dlya-geotermalnogo-teplovogo-nasosa> (дата обращения: 09.02.2024).

15. Гужов С.В. Методы определения и способы подтверждения энергосберегающего эффекта при передаче и использовании электрической и тепловой энергии. М.: Издательство МЭИ, 2015. 112 с.

16. Двухэтажное быстровозводимое здание ЗРУ и ОПУ [Электронный ресурс] : Официальный сайт ООО «Надежные Энергетические Решения». URL: https://ner.spb.ru/bvz_zru_opu_turgenevskaya (дата обращения: 09.02.2024).

17. Жук В.Л., Заика В.И., Тупилко И.В. Оптимизация энергозатрат в металлургических технологиях. Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. 212 с.

18. Зонды для теплового насоса [Электронный ресурс] : Интернет-сайт услуг по продаже и установке тепловых насосов. URL: <http://vmestogaza.ru/teoreticheskie-osnovy/instruktsiya-viessmann/10-teoriya//podskazki-decabrino/38-prozondy#:~:text=Для%20ПНД%20труб%20это%20значение,63%2C%20со%20стандартной%20толщиной%20стенки.> (дата обращения: 15.11.21).

19. Использование преобразовательной частоты в энергетике [Электронный ресурс] : Официальный сайт продукции Danfoss Drives. URL: <https://drives.ru/ro-otraslyam/energetika/#> (дата обращения: 04.05.2021).

20. Куликов А.Л. Мониторинг оборудования подстанций в условиях цифровой трансформации [Электронный ресурс] : VI Научно-практическая конференция «Контроль технического состояния и обнаружение мест повреждений оборудования подстанций, воздушных и кабельных линий» 05 декабря 2019 г., в рамках МФЭС-2019 г. Москва, ВДНХ. URL: <http://eepir.ru/about-mag-eepir/otzyvy/item/11883-prezentconf2019.html> (дата обращения: 21.05.2021).

21. Куликов А.Л., Шарыгин М.В., Вуколов В.Ю. Метод имитирования случайного графика нагрузки с заданными параметрами для обучения автоматики электроснабжения. Журнал Вестник НГИЭИ, Номер 3(70). 2017. С. 40-47.

22. Логунова О.С., Романов П.Ю., Ильина Е.А. Обработка экспериментальных данных на ЭВМ : учебник. 2-е изд., испр. и доп. Москва : ИНФРА-М, 2023. 377 с.

23. Мандрыкин С. А., Филатов А. А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и сетей: Учебник для техникумов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1983. 344 с.

24. Марков Д.И. Особенности формирования энергоэффективных жилых зданий средней этажности [Электронный ресурс] : Architecture and Modern Information Technologies. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-formirovaniya-energoeffektivnyh-zhilyh-zdaniy-sredney-etazhnosti-1/viewer> (дата обращения: 21.03.2022).

25. Масляные трансформаторы [Электронный ресурс] : Официальный дилер высоковольтного электрооборудования РОСТРЭЙДКОМ. URL: <http://rostradecom.ru/equipment/transformers/oil-transformers/> (дата обращения 24.05.2021).

26. Методические рекомендации по использованию теплоты грунтового массива для теплохладоснабжения здания [Электронный ресурс]. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293720/4293720506.htm> (дата обращения: 09.02.2024).

27. Монтаж и демонтаж бетонных плит [Электронный ресурс] : Официальный сайт строительной компании ООО «МосОблТротуар». URL: <https://www.mosobltrotuar.ru/uslugi/montazh-betonnykh-plit-dorozhnykh-aerodromnykh/> (дата обращения: 09.02.2024).

28. На ПС 500 кВ «Нижегородская» внедряют инновационные технологии [Электронный ресурс] : Электротехнический интернет-портал. URL: <https://www.elec.ru/news/2019/10/23/na-ps-500-kv-nizhegorodskaya-vnedryayut-innovacion.html> (дата обращения: 09.02.2024).

29. Назаров М.А., Александров Н.М., Хренников А.Ю. Классификация энергоэффективных трансформаторов собственных нужд // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы XIII Всерос. науч.-техн. конф. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2022. 528 с.

30. Назаров М.А. Направления снижения потерь на подстанциях. – «Молодежь. Наука. Общество» : Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция (Тольятти, 5 декабря 2020

года) : сборник студенческих работ / отв. за вып. С.Х. Петерайтис. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021.

31. Назаров М. А. Повышение энергоэффективности трансформаторов собственных нужд. Ч54 Международная научно-практическая конференция «Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты» матер. конф. (Казань 7 апреля 2021 г.) / редкол. В.В. Максимов (отв. редактор) и др. Казань: Казан гос. энерг. ун-т, 2021. 226 с. ISBN 978-5-89873-554-8.

32. Назаров М.А. Применение циркуляционных насосов в системах отопления. – «Молодежь. Наука. Общество» : Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция (Тольятти, 5 декабря 2019 года) : сборник студенческих работ / отв. за вып. С.Х. Петерайтис. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2020. С. 628.

33. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Актуальность внедрения энергоэффективных трансформаторов собственных нужд // Электрооборудование: Эксплуатация и ремонт. №12(210) декабрь / 2021. С. 48-52.

34. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Аккумуляция тепловой энергии для собственных нужд подстанций // Сборник трудов III всероссийской научно-практической конференции. Липецк, 14-15 декабря 2022 г. Издательство: Липецкий государственный технический университет (Липецк). С.151-154

35. Назаров М.А., Хренников А.Ю., Александров Н.М. Внедрение преобразователей частоты для снижения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности: материалы VI Междунар. науч.-техн. конф. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2022. 404 с.

36. Назаров, М. А., Хренников А.Ю., Александров Н.М. Энергоэффективные трансформаторы собственных нужд серии ТМГ // Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных

систем : Материалы XV Всероссийской научно-технической конференции, Чебоксары, 02 июня 2023 года. Чебоксары: Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, 2023. С. 246-247.

37. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Анализ затрат энергоносителей на собственные нужды подстанции с учетом утилизации тепловой энергии силовых трансформаторов // Вопросы электротехнологии. 2023. № 2(39). С. 46-52.

38. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Внедрение энергоэффективных трансформаторов собственных нужд // Инновационные научные исследования в современном мире : Теория, методология, практика / Сборник научных статей по материалам VI Международной научно-практической конференции (29 октября 2021 г., г. Уфа) / Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2021. 185 с.

39. Назаров М. А., Хренников А.Ю. Использование грунтового аккумулирования тепловой энергии для собственных нужд подстанций // Энергетик. 2023. № 6. С. 18-21.

40. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Направления энергосбережения на подстанциях [Электронный ресурс] : V Международная Студенческая Научная Конференция. Междисциплинарный научный форум. URL: <https://studconf.com/conference/3-2020/engineering/1939/> (дата обращения: 16.06.2021).

41. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Применение преобразователей частоты для снижения расхода энергии на собственные нужды подстанций // Фёдоровские чтения – 2022. LII Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием, с элементами научной школы для молодежи. 15-18 ноября 2022 г. Издательство: Издательский дом МЭИ (Москва). С. 184-187.

42. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Проблемы внедрения энергоэффективных трансформаторов собственных нужд // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности.

Материалы V Междунар. Науч.-техн. Конф. Чебоксары: Изд-во Чуваш. Ун-та, 2021. 424 с.

43. Назаров, М. А., Хренников А.Ю. Снижение потерь на собственные нужды подстанции с использованием трансформаторов серии ТМГ // Проблемы и перспективы развития электроэнергетикии электротехники : Материалы V Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции, посвященной празднованию 55-летия КГЭУ. В 2-х томах, Казань, 11–12 октября 2023 года. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. С. 298-302.

44. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Снижение потерь на собственные нужды подстанций // Студенческие Дни науки в ТГУ – 2021 : научно-практическая конференция (Тольятти, 5–30 апреля 2021 года) : сборник студенческих работ / отв. за вып. С.Х. Петерайтис. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021.

45. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Снижение потерь электроэнергии в трансформаторах собственных нужд. Молодежный научный форум «Молодые исследователи – регионам», Вологодский Гос. Универ., 19 – 23 апреля 2021 года.

46. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Техничко-экономический анализ эффективности применения грунтового аккумулирования тепловой энергии для собственных нужд подстанций // Энергия Единой Сети, 2024, № 1(72). С. 58-64.

47. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Энергосберегающие трансформаторы собственных нужд // Естественные и технические науки. Тезисы докладов XLVII-й Самарской областной студенческой научной конференции. 11-21 мая 2021 года. Часть I. Самара, 2021. 290 с.

48. Назаров М.А., Хренников А.Ю. Энергоэффективные трансформаторы собственных нужд серии ТМГ // Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей (РУМ). Научно-технический журнал. Издание АО «НТЦ ФСК ЕЭС» №6/2021. 70 с.

49. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] : Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 г. N 1523-р. URL: <https://docs.cntd.ru/document/565068231> (дата обращения : 04.05.2021).

50. Отопление. Водоснабжение. Водоотведение. Трубопроводная арматура. Инженерная сантехника [Электронный ресурс] : Официальный сайт ООО «ТРУБА МАКС». Интернет-каталог. URL: <https://www.trubamax.ru/> (дата обращения: 09.02.2024).

51. Охлаждение тепловым насосом [Электронный ресурс] : Официальный сайт Lumax инжиниринг. URL: <https://lumax.com.ua/ohlazhdenie-teplovym-nasosom/> (дата обращения: 04.05.2021).

52. Патент РФ № 2717890. Способ подземного аккумулирования тепла или холода/ Греш К.О., 2020, Бюл. №9, 7 с.

53. Плотность воздуха: виды, формула, расчет онлайн, зависимость от других параметров [Электронный ресурс] : интернет-сайт. URL: <https://www.aboutdc.ru/page/1761.php> (дата обращения: 18.03.2023).

54. Применение электроприводов с частотными регуляторами [Электронный ресурс] : Энциклопедия теплоснабжения. URL: https://www.rosteplo.ru/w/Применение_электроприводов_с_частотными_регуляторами (дата обращения: 04.05.2021).

55. Принцип работы инфракрасного обогревателя [Электронный ресурс] : Интернет-сайт Chip Stock. URL: <https://chipstock.ru/obzory/printsip-raboty-infrakrasnogo-obogrevatelya.html> (дата обращения: 04.05.2021).

56. Программа энергосбережения ПАО «ФСК ЕЭС» на период 2020-2024 гг. Утверждена решением Правления ПАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 12.08.2019 № 1653/8). М., 2019. 49 с.

57. Программа инновационного развития [Электронный ресурс] : Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС». URL: <https://www.fsk->

ees.ru/innovation/innovative_development/innovative_development_program/
(дата обращения: 16.06.2021).

58. Расчет толщины тепловой изоляции по СП 61.13330.2012 [Электронный ресурс] : Официальный сайт производителя тепловой изоляции ISOTEC. URL: <https://www.isotecti.ru/raschet-tolshchiny-teplovoy-izolyacii-po-sp-61133302012> (дата обращения: 23.05.2024).

59. Рекуперация [Электронный ресурс] : Портал климатического оборудования. URL: <http://www.topclimat.ru/publications/61.html> (дата обращения: 04.05.2021).

60. Рытье и устройство котлованов под все виды фундаменты [Электронный ресурс] : Официальный сайт строительной компании ООО «РУСАВ». URL: <https://progressavtostroi.ru/zemlyanye-raboty/razrabotka-kotlovana/pod-fundament/> (дата обращения: 09.02.2024).

61. Рябин Т.В., Давыдов Е.Ю., Паринов И.А. Возможности снижения расхода энергии на собственные нужды подстанций // Энергосбережение, 2016, № 6 С. 36–42.

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

63. СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция [Электронный ресурс] : Строительные нормы и правила 41-02-2003. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200095545/> (дата обращения: 04.05.2021).

64. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция [Электронный ресурс] : Строительные нормы и правила СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2). URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659358> (дата обращения: 18.03.2023).

65. СП 23-101-2004. Проектирование тепловой защиты зданий [Электронный ресурс] : Свод правил 23-101-2004. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200037434> (дата обращения: 09.02.2024).

66. СП 50.13330.2012. Тепловая защита зданий [Электронный ресурс] : Свод правил 50.13330.201. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095525> (дата обращения: 09.02.2024).

67. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция [Электронный ресурс] : Строительные нормы и правила 41-03-2003 (с Изменением N 1). URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050/> (дата обращения: 18.03.2022).

68. СП 89.13330.2016. Котельные установки. Актуализированная редакция [Электронный ресурс] : Строительные нормы и правила II-35-76. URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054199/> (дата обращения: 18.03.2022).

69. Сравнительная таблица эксплуатационных свойств полиэтиленовых и стальных труб [Электронный ресурс] : Официальный сайт производителя полиэтиленовых труб ООО «Омский завод трубной изоляции». URL: <http://www.ozti.org/upload/iblock/2d5/PE%20pipes%20advantages.pdf> (дата обращения: 15.11.21).

70. Стоимость утепления [Электронный ресурс] : Официальный сайт строительной компании ООО «ГПК». URL: <https://faraon-remont.ru/service/floor/warming/penoplex/> (дата обращения: 09.02.2024).

71. Теплоизоляция: классификация материалов, основные параметры [Электронный ресурс] : Официальный сайт завода вентиляции «ВЕНТПРОМ». URL: https://wentprom.ru/articles_1-38-11.htm (дата обращения: 21.03.2022).

72. Теплообменные аппараты: виды, устройство, принцип работы [Электронный ресурс] : Официальный сайт ООО «ПроТепло». URL: <https://proteplo.org/blog/teploobmenniki-obzor> (дата обращения: 04.05.2021).

73. Теплофизические свойства грунтов [Электронный ресурс] : Официальный сайт инженерной сантехники MINKOR. URL: <https://minkor.ru/upload/spravochnik/190609-2.pdf> (дата обращения: 18.03.2023).

74. Теплофизические свойства трансформаторного масла [Электронный ресурс] : Справочник свойств трансформаторного масла. URL: https://openedu.urfu.ru/files/book/_static/pages/2.12.html (дата обращения: 09.02.2024).

75. Тихомиров П.М.. Расчет трансформаторов: Учеб. Пособие для вузов. 5-е изд., перераб. И доп.. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 8-9.

76. Трёхходовой смесительный клапан — управление, применение, особенности. [Электронный ресурс] : интернет-сайт. URL: <http://lazysmart.ru/osnovy-avtomatiki/upravlenie-trehhodovy-m-klapanom/> (дата обращения: 18.03.2023).

77. Труба из ПНД: температура эксплуатации [Электронный ресурс] : Официальный сайт производителя резинотехнических изделий ТД РТИ «ЮНИВЕСТ». URL: <https://xn----dtbegn3a5abh8i.xn--p1ai/articles/truba-pnd-temperatura-ekspluatacii/?ysclid=laqxg77gvc317839041> (дата обращения: 15.11.2021).

78. Устройство и принцип работы ветрогенератора [Электронный ресурс] : Официальный сайт ООО "Комбител". URL: <https://kombitel.ru/catalog/alternative/vetrogeneratory/~-ustroystvo-i-printsip-raboty-vetrogeneratora/> (дата обращения: 04.05.2021).

79. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 23.11.2009 №261 (ред. от 26.01.2020). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения: 04.05.2021).

80. Химическая стойкость полиэтиленовых труб [Электронный ресурс] : Официальный сайт производителя полиэтиленовых труб и фитингов ООО «ПКФ Трубополимер». URL: <http://pnd-truby.ru/himicheskaya-stoykost-polietilenovy?ysclid=laqxedb4za181483161> (дата обращения: 15.11.2021).

81. Хренников А.Ю., Точилкин В.Г. Наладка и эксплуатация релейной защиты и автоматики. Учеб.-метод. пособие для магистратуры. М.: Директ-Медиа, 2021. 212 с.

82. Хренников А.Ю., Молодюк В.В., Исамухамедов Я.Ш. Перспективные технологии для электроэнергетики и электрификации // Вести в электроэнергетике, 2023, № 5. С. 56-58.

83. Чиллер или VRF? Сравнительный анализ систем кондиционирования [Электронный ресурс] : Официальный сайт производителя климатического оборудования Dantex Industries Ltd. URL: https://dantex.ru/articles/vrf_ili_chiller/ (дата обращения: 18.05.22).

84. Шкафы управления охлаждением трансформаторов ШАОТ [Электронный ресурс] : Официальный сайт ГК «Плутон». URL: <https://etc-pluton.ru/products/komponenti-transformatorov/transformers-cooling-control-cabinets-shaot> (дата обращения: 04.05.2021).

85. Электронасосы трансформаторов [Электронный ресурс] : Официальный сайт поставщика электротехнического, энергетического и контроль-измерительного оборудования ООО «ЭнергоВолга». URL: <https://envolga.ru/articles/4009/> (дата обращения: 18.03.2023).

86. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве : учебное пособие / В.А. Комков, Н.С. Тимахова. 2-е изд. Москва : ИНФРА-М, 2022. 204 с.

87. Энергосбережение в системах теплогазоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха : учебное пособие / А.М. Протасевич. Минск : Новое знание ; Москва : ИНФРА-М, 2021. 286 с.

88. Энергоэффективность распределительного трансформатора — это управляемое состояние [Электронный ресурс] : Электротехнический интернет-портал. URL: <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/5938/> (дата обращения: 09.02.2024).

89. Этиленгликоль [Электронный ресурс] : Официальный сайт «Solventis». URL: <https://www.eglikol.ru/nash-glikol/> (дата обращения: 09.02.2024).

90. Farid Akmal Saipul Bahri, Hasril Hasini Flow and Heat Dissipation Analysis in Transformer Substation with Minimal Ventilation using CFD // International Journal of Engineering & Technology, 2018 URL: https://www.researchgate.net/publication/330192910_Flow_and_Heat_Dissipation_Analysis_in_Transformer_Substation_with_Minimal_Ventilation_using_CFD (дата обращения: 15.11.2020).

91. Fernandes H.S., Moura M.B., Guadalupe P.C., Fortes M.Z., and Fernandes. N.C. Software to manage transformers using intelligent electronic device // Ingenieria Investigacion vol. 36 n. 1, april - 2016 (85-89). URL: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/ingevinv/article/view/48104> (дата обращения: 15.11.2020).

92. Janie Ling-Chin, Huashan Bao, Zhiwei Ma, Wendy Taylor, Anthony Paul Roskilly State-of-the-Art Technologies on Low-Grade Heat Recovery and Utilization in Industry // Provisional chapter 2018 URL: <https://www.intechopen.com/books/energy-conversion-current-technologies-and-future-trends/state-of-the-art-technologies-on-low-grade-heat-recovery-and-utilization-in-industry> (дата обращения: 15.11.2020).

93. Kerry D. McBee, Jacquelyn Chong, Prasanth Rudraraju Demand Side Management Effects on Substation Transformer Capacity Limits // Department of Electrical and Computer Engineering, 2019 URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/16/3266/htm> (дата обращения: 15.11.2020).

94. Maciej Kuniewski FRA Diagnostics Measurement of Winding Deformation in Model Single-Phase Transformers Made with Silicon-Steel, Amorphous and Nanocrystalline Magnetic Cores // Department of Electrical and Power Engineering, 2020 URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2424/htm> (дата обращения: 15.11.2020).

95. Radu Godina, Eduardo M. G. Rodrigues, João C. O. Matias, João P. S. Catalão Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges // Department of Electrical and Power Engineering , 2016 URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/10/12147/htm> (дата обращения: 15.11.2020).

96. Shady S. Refaat, Amira Mohamed Smart management system for improving the reliability and availability of substations in smart grid with distributed generation // Volume 2019, Issue 17, June 2019, p. 4236 – 4240 URL: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/joe.2018.8215> (дата обращения: 15.10.2020).

97. Songhai Fan, Tianyu Li, Yicen Liu, Yiyu Gong, and Kunjian Yu Infrared image-based detection method of electrical equipment overheating area in substation // E3S Web of Conferences, 2020 URL: <https://doaj.org/article/009686c9e031488394ba0ab78badb901> (дата обращения: 15.11.2020).

98. Stefan Petrovic, Fabian Buhler, Uros Radoman Power transformers as excess heat sources // Proceedings of ECOS 2019: 32nd International Conference on Efficiency, 2019 URL: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/power-transformers-as-excess-heat-sources> (дата обращения: 15.11.2020).

99. V. Badri Rama Krishnan, Keerthana Sandepudi, Shaista Gazal An optimised system for energy monitoring and data acquisition in substations/domestic applications using IoT // E3S Web of Conferences, 2019 URL: <https://doaj.org/article/196545bc26a14ca78ec24102aaa1589e> (дата обращения: 15.11.2020).

100. Xinzhou Dong, Delin Wang, Manyong Zhao, Bin Wang, Shenxing Shi Smart Power Substation Development in China // CSEE Journal of Power and Energy Systems (JPES), 2016 URL: <https://search.proquest.com/openview/83db49b0875e8027bb7e65deb5c2cda5/1?pq-origsite=gscholar&cbl=4445997> (дата обращения: 15.11.2020).

101. Yeuntae Yoo, Seungmin Jung, Sungwoo Kang, Sungyoon Song, Jaehyeong Lee, Changhee Han, Gilsoo Jang Dispatchable Substation for Operation and Control of Renewable Energy Resources // Department of Electrical and Power Engineering, 2020 URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/21/7938/htm> (дата обращения: 15.11.2020).

102. Yisheng Wu, Lefeng Cheng, Mingjie Cai, Shunhao Li, Zhengjia Li Transformer Energy Conservation and Reconstruction Methods and Technologies in Low-voltage Area of Distribution Network // 2017 3rd Asian Pacific Conference on Energy, Environment and Sustainable Development URL: https://www.researchgate.net/publication/316346240_Transformer_Energy_Conservation_and_Reconstruction_Methods_and_Technologies_in_Low-voltage_Area_of_Distribution_Network (дата обращения: 15.11.2020).

103. Yue Liu Energy Saving of Power System // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, 2020 URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/750/1/012140/pdf> (дата обращения: 15.11.2020).

Приложение А
Экспериментальные данные

Таблица А.1 – Сводная таблица экспериментальных данных существующей модели без грунтового аккумулятора

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, °С
1	95,50	0,4	48	12	3,5	0
2	73,50	0,5	48	12	3,5	0
3	50,39	0,6	48	12	3,5	0
4	32,97	0,7	48	12	3,5	0
5	163,42	0,4	48	16	3,5	0
6	137,61	0,5	48	16	3,5	0
7	109,44	0,6	48	16	3,5	0
8	84,19	0,7	48	16	3,5	0
9	246,81	0,4	54	18	3,5	0
10	217,97	0,5	54	18	3,5	0
11	185,83	0,6	54	18	3,5	0
12	150,03	0,7	54	18	3,5	0
13	434,72	0,4	64	22	3,5	0
14	401,39	0,5	64	22	3,5	0
15	330,83	0,6	64	22	3,5	0
16	305,28	0,7	64	22	3,5	0
17	89,92	0,4	36	12	7	0
18	62,33	0,5	36	12	7	0
19	40,78	0,6	36	12	7	0
20	24,15	0,7	36	12	7	0
21	126,22	0,4	42	12	7	0
22	102,28	0,5	42	12	7	0
23	76,56	0,6	42	12	7	0
24	50,53	0,7	42	12	7	0
25	164,81	0,4	48	12	7	0
26	138,94	0,5	48	12	7	0
27	110,64	0,6	48	12	7	0
28	81,33	0,7	48	12	7	0
29	243,81	0,4	48	16	7	0
30	215,08	0,5	48	16	7	0
31	183,06	0,6	48	16	7	0
32	147,44	0,7	48	16	7	0
33	342,78	0,4	54	18	7	0
34	311,39	0,5	54	18	7	0
35	275,39	0,6	54	18	7	0
36	230,31	0,7	54	18	7	0

Продолжение таблицы А.1

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, °С
37	556,67	0,4	64	22	7	0
38	520,56	0,5	64	22	7	0
39	473,06	0,6	64	22	7	0
40	394,44	0,7	64	22	7	0
41	288,89	0,4	48	12	3,5	-15
42	254,83	0,5	48	12	3,5	-15
43	217,03	0,6	48	12	3,5	-15
44	176,75	0,7	48	12	3,5	-15
45	215,75	0,4	48	12	3,5	-10
46	185,5	0,5	48	12	3,5	-10
47	152,25	0,6	48	12	3,5	-10
48	117,33	0,7	48	12	3,5	-10
49	151,14	0,4	48	12	3,5	-5
50	124,89	0,5	48	12	3,5	-5
51	96,42	0,6	48	12	3,5	-5
52	67,28	0,7	48	12	3,5	-5
53	55,64	0,4	48	12	3,5	5
54	32,58	0,5	48	12	3,5	5
55	16,01	0,6	48	12	3,5	5
56	2,77	0,7	48	12	3,5	5

Таблица А.2 – Сводная таблица экспериментальных данных модели с грунтовым аккумулятором

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$V_{ГА}$, м ³	$S_{ГА}$, м ²	$T_{ср}$, °С	$n_{тр}$
1	12,22	0,4	48	12	3,5	1053	630	0	1
2	11,22	0,5	48	12	3,5	1053	630	0	1
3	9,50	0,6	48	12	3,5	1053	630	0	1
4	7,03	0,7	48	12	3,5	1053	630	0	1
5	12,17	0,4	48	12	3,5	1053	630	0	2
6	11,14	0,5	48	12	3,5	1053	630	0	2
7	9,47	0,6	48	12	3,5	1053	630	0	2
8	6,72	0,7	48	12	3,5	1053	630	0	2
9	71,03	0,4	48	16	3,5	1053	630	0	1
10	68,53	0,5	48	16	3,5	1053	630	0	1
11	64,86	0,6	48	16	3,5	1053	630	0	1
12	59,31	0,7	48	16	3,5	1053	630	0	1
13	70,92	0,4	48	16	3,5	1053	630	0	2
14	68,61	0,5	48	16	3,5	1053	630	0	2
15	64,58	0,6	48	16	3,5	1053	630	0	2

Продолжение таблицы А.2

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{опу}}$, м	$b_{\text{опу}}$, м	$h_{\text{опу}}$, м	$V_{\text{ГА}}$, м ³	$S_{\text{ГА}}$, м ²	$T_{\text{ср}}$, °С	$n_{\text{тр}}$
16	58,81	0,7	48	16	3,5	1053	630	0	2
17	153,11	0,4	54	18	3,5	1053	630	0	1
18	149,81	0,5	54	18	3,5	1053	630	0	1
19	144,36	0,6	54	18	3,5	1053	630	0	1
20	132,39	0,7	54	18	3,5	1053	630	0	1
21	152,69	0,4	54	18	3,5	1053	630	0	2
22	149,22	0,5	54	18	3,5	1053	630	0	2
23	143,69	0,6	54	18	3,5	1053	630	0	2
24	131,36	0,7	54	18	3,5	1053	630	0	2
25	334,44	0,4	64	22	3,5	1053	630	0	1
26	328,06	0,5	64	22	3,5	1053	630	0	1
27	323,61	0,6	64	22	3,5	1053	630	0	1
28	288,89	0,7	64	22	3,5	1053	630	0	1
29	334,17	0,4	64	22	3,5	1053	630	0	2
30	327,5	0,5	64	22	3,5	1053	630	0	2
31	322,5	0,6	64	22	3,5	1053	630	0	2
32	286,67	0,7	64	22	3,5	1053	630	0	2
33	8,47	0,4	36	12	7	1053	630	0	1
34	7,58	0,5	36	12	7	1053	630	0	1
35	6,12	0,6	36	12	7	1053	630	0	1
36	4,03	0,7	36	12	7	1053	630	0	1
37	8,44	0,4	36	12	7	1053	630	0	2
38	7,53	0,5	36	12	7	1053	630	0	2
39	6,12	0,6	36	12	7	1053	630	0	2
40	3,81	0,7	36	12	7	1053	630	0	2
41	36,89	0,4	42	12	7	1053	630	0	1
42	35,31	0,5	42	12	7	1053	630	0	1
43	32,61	0,6	42	12	7	1053	630	0	1
44	28,14	0,7	42	12	7	1053	630	0	1
45	36,78	0,4	42	12	7	1053	630	0	2
46	35,11	0,5	42	12	7	1053	630	0	2
47	32,42	0,6	42	12	7	1053	630	0	2
48	27,97	0,7	42	12	7	1053	630	0	2
49	72,33	0,4	48	12	7	1053	630	0	1
50	69,83	0,5	48	12	7	1053	630	0	1
51	66,17	0,6	48	12	7	1053	630	0	1
52	60,50	0,7	48	12	7	1053	630	0	1
53	72,19	0,4	48	12	7	1053	630	0	2
54	69,86	0,5	48	12	7	1053	630	0	2
55	65,86	0,6	48	12	7	1053	630	0	2
56	60,03	0,7	48	12	7	1053	630	0	2
57	150,03	0,4	48	16	7	1053	630	0	1
58	146,83	0,5	48	16	7	1053	630	0	1

Продолжение таблицы А.2

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{опу}}$, м	$b_{\text{опу}}$, м	$h_{\text{опу}}$, м	$V_{\text{ГА}}$, м ³	$S_{\text{ГА}}$, м ²	$T_{\text{ср}}$, °С	$n_{\text{тр}}$
59	141,5	0,6	48	16	7	1053	630	0	1
60	129,78	0,7	48	16	7	1053	630	0	1
61	149,69	0,4	48	16	7	1053	630	0	2
62	146,28	0,5	48	16	7	1053	630	0	2
63	140,78	0,6	48	16	7	1053	630	0	2
64	128,75	0,7	48	16	7	1053	630	0	2
65	250,67	0,4	54	18	7	1053	630	0	1
66	245,78	0,5	54	18	7	1053	630	0	1
67	236,83	0,6	54	18	7	1053	630	0	1
68	213,47	0,7	54	18	7	1053	630	0	1
69	250,08	0,4	54	18	7	1053	630	0	2
70	245,42	0,5	54	18	7	1053	630	0	2
71	235,67	0,6	54	18	7	1053	630	0	2
72	211,69	0,7	54	18	7	1053	630	0	2
73	456,39	0,4	64	22	7	1053	630	0	1
74	449,17	0,5	64	22	7	1053	630	0	1
75	427,22	0,6	64	22	7	1053	630	0	1
76	400,28	0,7	64	22	7	1053	630	0	1
77	455,83	0,4	64	22	7	1053	630	0	2
78	448,33	0,5	64	22	7	1053	630	0	2
79	425,56	0,6	64	22	7	1053	630	0	2
80	397,5	0,7	64	22	7	1053	630	0	2
81	117,75	0,4	48	12	3,5	1053	630	-15	1
82	108,92	0,5	48	12	3,5	1053	630	-15	1
83	105,28	0,6	48	12	3,5	1053	630	-15	1
84	100,61	0,7	48	12	3,5	1053	630	-15	1
85	115,39	0,4	48	12	3,5	1053	630	-15	2
86	108,33	0,5	48	12	3,5	1053	630	-15	2
87	105	0,6	48	12	3,5	1053	630	-15	2
88	99,86	0,7	48	12	3,5	1053	630	-15	2
89	73,92	0,4	48	12	3,5	1053	630	-10	1
90	68,64	0,5	48	12	3,5	1053	630	-10	1
91	66,08	0,6	48	12	3,5	1053	630	-10	1
92	61,67	0,7	48	12	3,5	1053	630	-10	1
93	70,53	0,4	48	12	3,5	1053	630	-10	2
94	68,64	0,5	48	12	3,5	1053	630	-10	2
95	66,08	0,6	48	12	3,5	1053	630	-10	2
96	61,67	0,7	48	12	3,5	1053	630	-10	2
97	37,25	0,4	48	12	3,5	1053	630	-5	1
98	36	0,5	48	12	3,5	1053	630	-5	1
99	33,64	0,6	48	12	3,5	1053	630	-5	1
100	30,14	0,7	48	12	3,5	1053	630	-5	1
101	37,28	0,4	48	12	3,5	1053	630	-5	2

Продолжение таблицы А.2

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$V_{ГА}$, м ³	$S_{ГА}$, м ²	$T_{ср}$, °С	$n_{тр}$
102	35,81	0,5	48	12	3,5	1053	630	-5	2
103	33,47	0,6	48	12	3,5	1053	630	-5	2
104	29,67	0,7	48	12	3,5	1053	630	-5	2
105	23,81	0,4	48	12	3,5	20	48	0	1
106	23,76	0,5	48	12	3,5	20	48	0	1
107	23,71	0,6	48	12	3,5	20	48	0	1
108	22,74	0,7	48	12	3,5	20	48	0	1
109	23,77	0,4	48	12	3,5	20	48	0	2
110	23,71	0,5	48	12	3,5	20	48	0	2
111	23,65	0,6	48	12	3,5	20	48	0	2
112	22,84	0,7	48	12	3,5	20	48	0	2
105	21,94	0,4	48	12	3,5	45	78	0	1
106	22	0,5	48	12	3,5	45	78	0	1
107	21,94	0,6	48	12	3,5	45	78	0	1
108	21,71	0,7	48	12	3,5	45	78	0	1
109	21,9	0,4	48	12	3,5	45	78	0	2
110	22	0,5	48	12	3,5	45	78	0	2
111	21,86	0,6	48	12	3,5	45	78	0	2
112	21,79	0,7	48	12	3,5	45	78	0	2
113	18,81	0,4	48	12	3,5	54	90	0	1
114	18,84	0,5	48	12	3,5	54	90	0	1
115	18,71	0,6	48	12	3,5	54	90	0	1
116	18,98	0,7	48	12	3,5	54	90	0	1
117	18,73	0,4	48	12	3,5	54	90	0	2
118	18,93	0,5	48	12	3,5	54	90	0	2
119	19	0,6	48	12	3,5	54	90	0	2
120	18,83	0,7	48	12	3,5	54	90	0	2
121	18,66	0,4	48	12	3,5	96	128	0	1
122	18,66	0,5	48	12	3,5	96	128	0	1
123	18,76	0,6	48	12	3,5	96	128	0	1
124	18,8	0,7	48	12	3,5	96	128	0	1
125	18,89	0,4	48	12	3,5	96	128	0	2
126	18,7	0,5	48	12	3,5	96	128	0	2
127	18,72	0,6	48	12	3,5	96	128	0	2
128	18,82	0,7	48	12	3,5	96	128	0	2
121	16,64	0,4	48	12	3,5	112	144	0	1
122	16,54	0,5	48	12	3,5	112	144	0	1
123	16,34	0,6	48	12	3,5	112	144	0	1
124	16,4	0,7	48	12	3,5	112	144	0	1
125	16,42	0,4	48	12	3,5	112	144	0	2
126	16,54	0,5	48	12	3,5	112	144	0	2
127	16,6	0,6	48	12	3,5	112	144	0	2
128	16,44	0,7	48	12	3,5	112	144	0	2

Продолжение таблицы А.2

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{опу}}$, м	$b_{\text{опу}}$, м	$h_{\text{опу}}$, м	$V_{\text{ГА}}$, м ³	$S_{\text{ГА}}$, м ²	$T_{\text{ср}}$, °С	$n_{\text{тр}}$
129	15,25	0,4	48	12	3,5	200	210	0	1
130	15,31	0,5	48	12	3,5	200	210	0	1
131	15,08	0,6	48	12	3,5	200	210	0	1
132	15,19	0,7	48	12	3,5	200	210	0	1
133	15,21	0,4	48	12	3,5	200	210	0	2
134	15,16	0,5	48	12	3,5	200	210	0	2
135	15,25	0,6	48	12	3,5	200	210	0	2
136	15,23	0,7	48	12	3,5	200	210	0	2
137	14,36	0,4	48	12	3,5	324	288	0	1
138	14,42	0,5	48	12	3,5	324	288	0	1
139	14,4	0,6	48	12	3,5	324	288	0	1
140	13,13	0,7	48	12	3,5	324	288	0	1
141	14,57	0,4	48	12	3,5	324	288	0	2
142	14,55	0,5	48	12	3,5	324	288	0	2
143	14,38	0,6	48	12	3,5	324	288	0	2
144	13	0,7	48	12	3,5	324	288	0	2
145	13,21	0,4	48	12	3,5	360	312	0	1
146	13,21	0,5	48	12	3,5	360	312	0	1
147	13,23	0,6	48	12	3,5	360	312	0	1
148	11,65	0,7	48	12	3,5	360	312	0	1
149	13,27	0,4	48	12	3,5	360	312	0	2
150	13,29	0,5	48	12	3,5	360	312	0	2
151	13,15	0,6	48	12	3,5	360	312	0	2
152	11,76	0,7	48	12	3,5	360	312	0	2
153	14,19	0,4	48	12	3,5	490	378	0	1
154	14,11	0,5	48	12	3,5	490	378	0	1
155	13,34	0,6	48	12	3,5	490	378	0	1
156	11,06	0,7	48	12	3,5	490	378	0	1
157	14,21	0,4	48	12	3,5	490	378	0	2
158	14,23	0,5	48	12	3,5	490	378	0	2
159	13,42	0,6	48	12	3,5	490	378	0	2
160	11,01	0,7	48	12	3,5	490	378	0	2
161	13,06	0,4	48	12	3,5	539	406	0	1
162	12,96	0,5	48	12	3,5	539	406	0	1
163	12,08	0,6	48	12	3,5	539	406	0	1
164	9,91	0,7	48	12	3,5	539	406	0	1
165	12,96	0,4	48	12	3,5	539	406	0	2
166	12,98	0,5	48	12	3,5	539	406	0	2
167	12,04	0,6	48	12	3,5	539	406	0	2
168	9,82	0,7	48	12	3,5	539	406	0	2
169	13,84	0,4	48	12	3,5	704	480	0	1
170	13,44	0,5	48	12	3,5	704	480	0	1
171	11,8	0,6	48	12	3,5	704	480	0	1

Продолжение таблицы А.2

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$V_{ГА}$, м ³	$S_{ГА}$, м ²	$T_{ср}$, °С	$n_{тр}$
172	9,22	0,7	48	12	3,5	704	480	0	1
173	14,03	0,4	48	12	3,5	704	480	0	2
174	13,42	0,5	48	12	3,5	704	480	0	2
175	11,78	0,6	48	12	3,5	704	480	0	2
176	9,18	0,7	48	12	3,5	704	480	0	2
177	12,84	0,4	48	12	3,5	768	512	0	1
178	12,26	0,5	48	12	3,5	768	512	0	1
179	10,78	0,6	48	12	3,5	768	512	0	1
180	8,29	0,7	48	12	3,5	768	512	0	1
181	12,86	0,4	48	12	3,5	768	512	0	2
182	12,31	0,5	48	12	3,5	768	512	0	2
183	10,66	0,6	48	12	3,5	768	512	0	2
184	8,22	0,7	48	12	3,5	768	512	0	2
185	14,44	0,4	48	12	3,5	891	558	0	1
186	13,4	0,5	48	12	3,5	891	558	0	1
187	11,55	0,6	48	12	3,5	891	558	0	1
188	8,85	0,7	48	12	3,5	891	558	0	1
189	14,47	0,4	48	12	3,5	891	558	0	2
190	13,38	0,5	48	12	3,5	891	558	0	2
191	11,49	0,6	48	12	3,5	891	558	0	2
192	8,64	0,7	48	12	3,5	891	558	0	2
193	12,22	0,4	48	12	3,5	972	594	0	1
194	11,22	0,5	48	12	3,5	972	594	0	1
195	9,5	0,6	48	12	3,5	972	594	0	1
196	7,03	0,7	48	12	3,5	972	594	0	1
197	12,17	0,4	48	12	3,5	972	594	0	2
198	11,14	0,5	48	12	3,5	972	594	0	2
199	9,47	0,6	48	12	3,5	972	594	0	2
200	6,72	0,7	48	12	3,5	972	594	0	2
201	12,18	0,4	48	12	3,5	1300	720	0	1
202	10,89	0,5	48	12	3,5	1300	720	0	1
203	9,22	0,6	48	12	3,5	1300	720	0	1
204	6,63	0,7	48	12	3,5	1300	720	0	1
205	12,14	0,4	48	12	3,5	1300	720	0	2
206	10,8	0,5	48	12	3,5	1300	720	0	2
207	9,01	0,6	48	12	3,5	1300	720	0	2
208	6,33	0,7	48	12	3,5	1300	720	0	2
209	18,17	0,4	48	12	3,5	1573	814	0	1
210	10,85	0,5	48	12	3,5	1573	814	0	1
211	8,96	0,6	48	12	3,5	1573	814	0	1
212	6,37	0,7	48	12	3,5	1573	814	0	1
213	11,91	0,4	48	12	3,5	1573	814	0	2
214	10,55	0,5	48	12	3,5	1573	814	0	2

Продолжение таблицы А.2

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{ОПУ}}$, м	$b_{\text{ОПУ}}$, м	$h_{\text{ОПУ}}$, м	$V_{\text{ГА}}$, м ³	$S_{\text{ГА}}$, м ²	$T_{\text{ср}}$, °С	$n_{\text{тр}}$
215	8,64	0,6	48	12	3,5	1573	814	0	2
216	6,02	0,7	48	12	3,5	1573	814	0	2
217	13,33	0,4	48	12	3,5	1872	912	0	1
218	10,55	0,5	48	12	3,5	1872	912	0	1
219	8,7	0,6	48	12	3,5	1872	912	0	1
220	6,01	0,7	48	12	3,5	1872	912	0	1
221	12,23	0,4	48	12	3,5	1872	912	0	2
222	10,23	0,5	48	12	3,5	1872	912	0	2
223	8,42	0,6	48	12	3,5	1872	912	0	2
224	5,59	0,7	48	12	3,5	1872	912	0	2

Таблица А.3 – Расчет потерь электроэнергии, относительных и абсолютных погрешностей модели с грунтовым аккумулятором

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{ОПУ}}$, м	$b_{\text{ОПУ}}$, м	$h_{\text{ОПУ}}$, м	$T_{\text{ср}}$, К	$a_{\text{ГА}}$, м	$h_{\text{ГА}}$, м	$n_{\text{тр}}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
1	12,22	0,4	48	12	3,5	273	9	13	1	143,547	0,23%	12,55	2,70	0,33
2	11,22	0,5	48	12	3,5	273	9	13	1	142,235	0,00%	11,23	0,04	0,00
3	9,50	0,6	48	12	3,5	273	9	13	1	140,403	0,07%	9,40	1,02	-0,10
4	7,03	0,7	48	12	3,5	273	9	13	1	138,127	0,08%	7,13	1,61	0,11
5	12,17	0,4	48	12	3,5	273	9	13	2	143,839	0,46%	12,84	5,43	0,66
6	11,14	0,5	48	12	3,5	273	9	13	2	142,025	0,08%	11,03	1,00	-0,11
7	9,47	0,6	48	12	3,5	273	9	13	2	140,196	0,20%	9,20	3,00	-0,28
8	6,72	0,7	48	12	3,5	273	9	13	2	138,147	0,31%	7,15	6,36	0,43
9	71,03	0,4	48	16	3,5	273	9	13	1	207,286	2,60%	76,29	7,40	5,26
10	68,53	0,5	48	16	3,5	273	9	13	1	204,024	2,25%	73,02	6,56	4,49
11	64,86	0,6	48	16	3,5	273	9	13	1	201,397	2,83%	70,40	8,54	5,54
12	59,31	0,7	48	16	3,5	273	9	13	1	194,482	2,19%	63,48	7,03	4,17
13	70,92	0,4	48	16	3,5	273	9	13	2	206,981	2,51%	75,98	7,14	5,06
14	68,61	0,5	48	16	3,5	273	9	13	2	203,724	2,06%	72,72	6,00	4,11
15	64,58	0,6	48	16	3,5	273	9	13	2	201,100	2,82%	70,10	8,55	5,52
16	58,81	0,7	48	16	3,5	273	9	13	2	191,295	0,78%	60,30	2,53	1,48
17	153,11	0,4	54	18	3,5	273	9	13	1	277,197	2,43%	146,20	4,52	-6,91
18	149,81	0,5	54	18	3,5	273	9	13	1	272,835	2,84%	141,83	5,32	-7,98
19	144,36	0,6	54	18	3,5	273	9	13	1	269,322	2,19%	138,32	4,18	-6,04
20	132,39	0,7	54	18	3,5	273	9	13	1	266,387	1,14%	135,39	2,26	3,00
21	152,69	0,4	54	18	3,5	273	9	13	2	276,789	2,43%	145,79	4,52	-6,90
22	149,22	0,5	54	18	3,5	273	9	13	2	272,433	2,78%	141,43	5,22	-7,79
23	143,69	0,6	54	18	3,5	273	9	13	2	268,925	2,10%	137,93	4,01	-5,76
24	131,36	0,7	54	18	3,5	273	9	13	2	265,995	1,39%	134,99	2,77	3,63

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, К	$a_{ГА}$, м	$h_{ГА}$, м	$n_{тр}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
25	334,44	0,4	64	22	3,5	273	9	13	1	438,141	5,87%	307,14	8,16	-27,30
26	328,06	0,5	64	22	3,5	273	9	13	1	431,246	6,06%	300,25	8,48	-27,81
27	323,61	0,6	64	22	3,5	273	9	13	1	425,694	6,36%	294,69	8,94	-28,92
28	288,89	0,7	64	22	3,5	273	9	13	1	421,055	0,28%	290,05	0,40	1,16
29	334,17	0,4	64	22	3,5	273	9	13	2	437,496	5,95%	306,50	8,28	-27,67
30	327,5	0,5	64	22	3,5	273	9	13	2	430,611	6,08%	299,61	8,52	-27,89
31	322,5	0,6	64	22	3,5	273	9	13	2	425,067	6,27%	294,07	8,82	-28,43
32	286,67	0,7	64	22	3,5	273	9	13	2	420,435	0,66%	289,43	0,96	2,76
33	8,47	0,4	36	12	7	273	9	13	1	140,421	0,68%	9,42	11,23	0,95
34	7,58	0,5	36	12	7	273	9	13	1	139,214	0,46%	8,21	8,36	0,63
35	6,12	0,6	36	12	7	273	9	13	1	137,421	0,22%	6,42	4,92	0,30
36	4,03	0,7	36	12	7	273	9	13	1	135,248	0,16%	4,25	5,41	0,22
37	8,44	0,4	36	12	7	273	9	13	2	139,492	0,04%	8,49	0,62	0,05
38	7,53	0,5	36	12	7	273	9	13	2	138,291	0,17%	7,29	3,17	-0,24
39	6,12	0,6	36	12	7	273	9	13	2	137,483	0,26%	6,48	5,93	0,36
40	3,81	0,7	36	12	7	273	9	13	2	134,655	0,11%	3,66	4,07	-0,15
41	36,89	0,4	42	12	7	273	9	13	1	166,999	0,53%	36,00	2,42	-0,89
42	35,31	0,5	42	12	7	273	9	13	1	164,371	1,17%	33,37	5,49	-1,94
43	32,61	0,6	42	12	7	273	9	13	1	162,254	0,83%	31,25	4,16	-1,36
44	28,14	0,7	42	12	7	273	9	13	1	160,486	0,85%	29,49	4,78	1,35
45	36,78	0,4	42	12	7	273	9	13	2	166,753	0,61%	35,75	2,79	-1,03
46	35,11	0,5	42	12	7	273	9	13	2	164,129	1,19%	33,13	5,64	-1,98
47	32,42	0,6	42	12	7	273	9	13	2	162,015	0,86%	31,02	4,33	-1,40
48	27,97	0,7	42	12	7	273	9	13	2	160,250	0,81%	29,25	4,58	1,28

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, К	$a_{ГА}$, м	$h_{ГА}$, м	$n_{тр}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
49	72,33	0,4	48	12	7	273	9	13	1	196,374	3,42%	65,37	9,62	-6,96
50	69,83	0,5	48	12	7	273	9	13	1	193,284	3,76%	62,28	10,81	-7,55
51	66,17	0,6	48	12	7	273	9	13	1	190,795	3,23%	59,80	9,63	-6,37
52	60,50	0,7	48	12	7	273	9	13	1	188,716	1,45%	57,72	4,60	-2,78
53	72,19	0,4	48	12	7	273	9	13	2	196,085	3,50%	65,09	9,85	-7,11
54	69,86	0,5	48	12	7	273	9	13	2	192,999	3,91%	62,00	11,25	-7,86
55	65,86	0,6	48	12	7	273	9	13	2	190,514	3,22%	59,51	9,64	-6,35
56	60,03	0,7	48	12	7	273	9	13	2	188,438	1,36%	57,44	4,31	-2,59
57	150,03	0,4	48	16	7	273	9	13	1	281,683	0,23%	150,68	0,44	0,65
58	146,83	0,5	48	16	7	273	9	13	1	277,250	0,21%	146,25	0,39	-0,58
59	141,5	0,6	48	16	7	273	9	13	1	273,680	0,43%	142,68	0,83	1,18
60	129,78	0,7	48	16	7	273	9	13	1	270,698	3,80%	139,70	7,64	9,92
61	149,69	0,4	48	16	7	273	9	13	2	281,268	0,21%	150,27	0,39	0,58
62	146,28	0,5	48	16	7	273	9	13	2	276,842	0,16%	145,84	0,30	-0,44
63	140,78	0,6	48	16	7	273	9	13	2	273,277	0,55%	142,28	1,06	1,50
64	128,75	0,7	48	16	7	273	9	13	2	270,299	4,06%	139,30	8,19	10,55
65	250,67	0,4	54	18	7	273	9	13	1	376,686	1,31%	245,69	1,99	-4,98
66	245,78	0,5	54	18	7	273	9	13	1	370,758	1,60%	239,76	2,45	-6,02
67	236,83	0,6	54	18	7	273	9	13	1	365,984	0,50%	234,98	0,78	-1,85
68	213,47	0,7	54	18	7	273	9	13	1	361,996	5,09%	231,00	8,21	17,53
69	250,08	0,4	54	18	7	273	9	13	2	376,131	1,30%	245,13	1,98	-4,95
70	245,42	0,5	54	18	7	273	9	13	2	370,212	1,65%	239,21	2,53	-6,21
71	235,67	0,6	54	18	7	273	9	13	2	365,445	0,33%	234,45	0,52	-1,22
72	211,69	0,7	54	18	7	273	9	13	2	361,463	5,48%	230,46	8,87	18,77

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{опу}}$, м	$b_{\text{опу}}$, м	$h_{\text{опу}}$, м	$T_{\text{ср}}$, К	$a_{\text{ГА}}$, м	$h_{\text{ГА}}$, м	$n_{\text{тр}}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
73	456,39	0,4	64	22	7	273	9	13	1	595,394	1,36%	464,39	1,75	8,00
74	449,17	0,5	64	22	7	273	9	13	1	586,025	1,01%	455,03	1,30	5,86
75	427,22	0,6	64	22	7	273	9	13	1	578,479	3,63%	447,48	4,74	20,26
76	400,28	0,7	64	22	7	273	9	13	1	572,175	7,70%	441,18	10,22	40,90
77	455,83	0,4	64	22	7	273	9	13	2	594,517	1,31%	463,52	1,69	7,69
78	448,33	0,5	64	22	7	273	9	13	2	585,162	1,01%	454,16	1,30	5,83
79	425,56	0,6	64	22	7	273	9	13	2	577,627	3,79%	446,63	4,95	21,07
80	397,5	0,7	64	22	7	273	9	13	2	571,333	8,10%	440,33	10,78	42,83
81	117,75	0,4	48	12	3,5	258	9	13	1	242,178	2,64%	111,18	5,58	-6,57
82	108,92	0,5	48	12	3,5	258	9	13	1	238,367	0,65%	107,37	1,43	-1,55
83	105,28	0,6	48	12	3,5	258	9	13	1	235,298	0,42%	104,30	0,93	-0,98
84	100,61	0,7	48	12	3,5	258	9	13	1	232,733	0,49%	101,73	1,12	1,12
85	115,39	0,4	48	12	3,5	258	9	13	2	241,821	1,85%	110,82	3,96	-4,57
86	108,33	0,5	48	12	3,5	258	9	13	2	238,016	0,55%	107,02	1,21	-1,31
87	105	0,6	48	12	3,5	258	9	13	2	234,951	0,44%	103,95	1,00	-1,05
88	99,86	0,7	48	12	3,5	258	9	13	2	232,391	0,66%	101,39	1,53	1,53
89	73,92	0,4	48	12	3,5	263	9	13	1	203,222	0,83%	72,22	2,30	-1,70
90	68,64	0,5	48	12	3,5	263	9	13	1	200,024	0,19%	69,02	0,56	0,38
91	66,08	0,6	48	12	3,5	263	9	13	1	197,449	0,19%	66,45	0,56	0,37
92	61,67	0,7	48	12	3,5	263	9	13	1	195,297	1,36%	64,30	4,26	2,63
93	70,53	0,4	48	12	3,5	263	9	13	2	202,923	0,69%	71,92	1,97	1,39
94	68,64	0,5	48	12	3,5	263	9	13	2	199,729	0,04%	68,73	0,13	0,09
95	66,08	0,6	48	12	3,5	263	9	13	2	197,158	0,04%	66,16	0,12	0,08
96	61,67	0,7	48	12	3,5	263	9	13	2	195,009	1,21%	64,01	3,79	2,34

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{\text{опу}}$, м	$b_{\text{опу}}$, м	$h_{\text{опу}}$, м	$T_{\text{ср}}$, К	$a_{\text{ГА}}$, м	$h_{\text{ГА}}$, м	$n_{\text{тр}}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
97	37,25	0,4	48	12	3,5	268	9	13	1	171,097	1,69%	40,10	7,64	2,85
98	36	0,5	48	12	3,5	268	9	13	1	168,404	0,84%	37,40	3,90	1,40
99	33,64	0,6	48	12	3,5	268	9	13	1	166,236	0,97%	35,24	4,74	1,60
100	30,14	0,7	48	12	3,5	268	9	13	1	164,424	2,04%	33,42	10,90	3,28
101	37,28	0,4	48	12	3,5	268	9	13	2	170,845	1,52%	39,84	6,88	2,56
102	35,81	0,5	48	12	3,5	268	9	13	2	168,156	0,81%	37,16	3,76	1,35
103	33,47	0,6	48	12	3,5	268	9	13	2	165,991	0,92%	34,99	4,54	1,52
104	29,67	0,7	48	12	3,5	268	9	13	2	164,182	2,19%	33,18	11,84	3,51
105	23,81	0,4	48	12	3,5	273	2	5	1	156,824	1,30%	25,82	8,46	2,01
106	23,76	0,5	48	12	3,5	273	2	5	1	154,356	0,26%	23,36	1,70	-0,40
107	23,71	0,6	48	12	3,5	273	2	5	1	152,369	1,51%	21,37	9,87	-2,34
108	22,74	0,7	48	12	3,5	273	2	5	1	152,110	1,06%	21,11	7,17	-1,63
109	23,77	0,4	48	12	3,5	273	2	5	2	156,593	1,18%	25,59	7,67	1,82
110	23,71	0,5	48	12	3,5	273	2	5	2	154,129	0,38%	23,13	2,45	-0,58
111	23,65	0,6	48	12	3,5	273	2	5	2	152,144	1,62%	21,14	10,60	-2,51
112	22,84	0,7	48	12	3,5	273	2	5	2	151,952	1,23%	20,95	8,27	-1,89
105	21,94	0,4	48	12	3,5	273	3	5	1	154,358	0,93%	23,36	6,46	1,42
106	22	0,5	48	12	3,5	273	3	5	1	152,930	0,05%	21,93	0,32	-0,07
107	21,94	0,6	48	12	3,5	273	3	5	1	150,961	1,29%	19,96	9,02	-1,98
108	21,71	0,7	48	12	3,5	273	3	5	1	150,120	1,70%	19,12	11,93	-2,59
109	21,9	0,4	48	12	3,5	273	3	5	2	155,147	1,47%	24,15	10,26	2,25
110	22	0,5	48	12	3,5	273	3	5	2	152,705	0,19%	21,71	1,34	-0,29
111	21,86	0,6	48	12	3,5	273	3	5	2	150,739	1,39%	19,74	9,70	-2,12
112	21,79	0,7	48	12	3,5	273	3	5	2	153,439	0,42%	22,44	2,98	0,65

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, К	$a_{ГА}$, м	$h_{ГА}$, м	$n_{тр}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
113	18,81	0,4	48	12	3,5	273	3	6	1	151,439	1,09%	20,44	8,66	1,63
114	18,84	0,5	48	12	3,5	273	3	6	1	151,132	0,86%	20,13	6,86	1,29
115	18,71	0,6	48	12	3,5	273	3	6	1	149,603	0,07%	18,60	0,57	-0,11
116	18,98	0,7	48	12	3,5	273	3	6	1	147,973	1,34%	16,97	10,57	-2,01
117	18,73	0,4	48	12	3,5	273	3	6	2	151,489	1,17%	20,49	9,39	1,76
118	18,93	0,5	48	12	3,5	273	3	6	2	151,331	0,93%	20,33	7,40	1,40
119	19	0,6	48	12	3,5	273	3	6	2	149,383	0,41%	18,38	3,25	-0,62
120	18,83	0,7	48	12	3,5	273	3	6	2	147,755	1,38%	16,75	11,02	-2,08
121	18,66	0,4	48	12	3,5	273	4	6	1	151,211	1,04%	20,21	8,31	1,55
122	18,66	0,5	48	12	3,5	273	4	6	1	150,560	0,60%	19,56	4,82	0,90
123	18,76	0,6	48	12	3,5	273	4	6	1	148,621	0,76%	17,62	6,07	-1,14
124	18,8	0,7	48	12	3,5	273	4	6	1	149,214	0,39%	18,21	3,12	-0,59
125	18,89	0,4	48	12	3,5	273	4	6	2	151,433	1,03%	20,43	8,17	1,54
126	18,7	0,5	48	12	3,5	273	4	6	2	150,338	0,43%	19,34	3,41	0,64
127	18,72	0,6	48	12	3,5	273	4	6	2	148,403	0,88%	17,40	7,04	-1,32
128	18,82	0,7	48	12	3,5	273	4	6	2	149,349	0,31%	18,35	2,50	-0,47
121	16,64	0,4	48	12	3,5	273	4	7	1	149,221	1,07%	18,22	9,50	1,58
122	16,54	0,5	48	12	3,5	273	4	7	1	148,876	0,91%	17,88	8,08	1,34
123	16,34	0,6	48	12	3,5	273	4	7	1	147,490	0,10%	16,49	0,92	0,15
124	16,4	0,7	48	12	3,5	273	4	7	1	145,883	1,03%	14,88	9,25	-1,52
125	16,42	0,4	48	12	3,5	273	4	7	2	149,002	1,07%	18,00	9,63	1,58
126	16,54	0,5	48	12	3,5	273	4	7	2	148,124	0,40%	17,12	3,53	0,58
127	16,6	0,6	48	12	3,5	273	4	7	2	147,273	0,22%	16,27	1,97	-0,33
128	16,44	0,7	48	12	3,5	273	4	7	2	147,214	0,15%	16,21	1,37	-0,23

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, К	$a_{ГА}$, м	$h_{ГА}$, м	$n_{тр}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
129	15,25	0,4	48	12	3,5	273	5	8	1	148,002	1,20%	17,00	11,49	1,75
130	15,31	0,5	48	12	3,5	273	5	8	1	147,672	0,93%	16,67	8,90	1,36
131	15,08	0,6	48	12	3,5	273	5	8	1	145,771	0,21%	14,77	2,05	-0,31
132	15,19	0,7	48	12	3,5	273	5	8	1	146,212	0,02%	15,21	0,14	0,02
133	15,21	0,4	48	12	3,5	273	5	8	2	147,822	1,10%	16,82	10,60	1,61
134	15,16	0,5	48	12	3,5	273	5	8	2	147,455	0,89%	16,45	8,54	1,29
135	15,25	0,6	48	12	3,5	273	5	8	2	145,556	0,47%	14,56	4,55	-0,69
136	15,23	0,7	48	12	3,5	273	5	8	2	145,345	0,61%	14,35	5,81	-0,89
137	14,36	0,4	48	12	3,5	273	6	9	1	146,756	0,96%	15,76	9,72	1,40
138	14,42	0,5	48	12	3,5	273	6	9	1	146,201	0,54%	15,20	5,42	0,78
139	14,4	0,6	48	12	3,5	273	6	9	1	144,319	0,74%	13,32	7,51	-1,08
140	13,13	0,7	48	12	3,5	273	6	9	1	142,746	0,96%	11,75	10,54	-1,38
141	14,57	0,4	48	12	3,5	273	6	9	2	146,376	0,55%	15,38	5,53	0,81
142	14,55	0,5	48	12	3,5	273	6	9	2	145,986	0,30%	14,99	3,00	0,44
143	14,38	0,6	48	12	3,5	273	6	9	2	144,106	0,88%	13,11	8,86	-1,27
144	13	0,7	48	12	3,5	273	6	9	2	144,112	0,08%	13,11	0,86	0,11
145	13,21	0,4	48	12	3,5	273	6	10	1	145,637	0,99%	14,64	10,80	1,43
146	13,21	0,5	48	12	3,5	273	6	10	1	145,440	0,85%	14,44	9,31	1,23
147	13,23	0,6	48	12	3,5	273	6	10	1	143,567	0,46%	12,57	5,01	-0,66
148	11,65	0,7	48	12	3,5	273	6	10	1	142,003	0,45%	11,00	5,56	-0,65
149	13,27	0,4	48	12	3,5	273	6	10	2	145,324	0,73%	14,32	7,94	1,05
150	13,29	0,5	48	12	3,5	273	6	10	2	145,226	0,65%	14,23	7,04	0,94
151	13,15	0,6	48	12	3,5	273	6	10	2	143,356	0,55%	12,36	6,04	-0,79
152	11,76	0,7	48	12	3,5	273	6	10	2	141,793	0,68%	10,79	8,22	-0,97

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, К	$a_{ГА}$, м	$h_{ГА}$, м	$n_{тр}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
153	14,19	0,4	48	12	3,5	273	7	10	1	145,324	0,09%	14,32	0,94	0,13
154	14,11	0,5	48	12	3,5	273	7	10	1	144,928	0,13%	13,93	1,29	-0,18
155	13,34	0,6	48	12	3,5	273	7	10	1	143,061	0,89%	12,06	9,58	-1,28
156	11,06	0,7	48	12	3,5	273	7	10	1	141,502	0,39%	10,50	5,04	-0,56
157	14,21	0,4	48	12	3,5	273	7	10	2	145,123	0,06%	14,12	0,61	-0,09
158	14,23	0,5	48	12	3,5	273	7	10	2	144,714	0,36%	13,71	3,63	-0,52
159	13,42	0,6	48	12	3,5	273	7	10	2	144,574	0,11%	13,57	1,15	0,15
160	11,01	0,7	48	12	3,5	273	7	10	2	141,294	0,50%	10,29	6,50	-0,72
161	13,06	0,4	48	12	3,5	273	7	11	1	145,321	0,88%	14,32	9,66	1,26
162	12,96	0,5	48	12	3,5	273	7	11	1	144,245	0,20%	13,24	2,20	0,28
163	12,08	0,6	48	12	3,5	273	7	11	1	142,387	0,48%	11,39	5,73	-0,69
164	9,91	0,7	48	12	3,5	273	7	11	1	140,836	0,05%	9,84	0,75	-0,07
165	12,96	0,4	48	12	3,5	273	7	11	2	145,126	0,81%	14,13	9,00	1,17
166	12,98	0,5	48	12	3,5	273	7	11	2	144,032	0,04%	13,03	0,40	0,05
167	12,04	0,6	48	12	3,5	273	7	11	2	142,178	0,60%	11,18	7,16	-0,86
168	9,82	0,7	48	12	3,5	273	7	11	2	140,628	0,14%	9,63	1,95	-0,19
169	13,84	0,4	48	12	3,5	273	8	11	1	146,104	0,87%	15,10	9,13	1,26
170	13,44	0,5	48	12	3,5	273	8	11	1	143,804	0,44%	12,80	4,73	-0,64
171	11,8	0,6	48	12	3,5	273	8	11	1	141,953	0,59%	10,95	7,18	-0,85
172	9,22	0,7	48	12	3,5	273	8	11	1	140,406	0,13%	9,41	2,02	0,19
173	14,03	0,4	48	12	3,5	273	8	11	2	145,888	0,59%	14,89	6,12	0,86
174	13,42	0,5	48	12	3,5	273	8	11	2	143,593	0,57%	12,59	6,17	-0,83
175	11,78	0,6	48	12	3,5	273	8	11	2	141,744	0,73%	10,74	8,80	-1,04
176	9,18	0,7	48	12	3,5	273	8	11	2	140,199	0,01%	9,20	0,21	0,02

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, К	$a_{ГА}$, м	$h_{ГА}$, м	$n_{тр}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
177	12,84	0,4	48	12	3,5	273	8	12	1	144,984	0,80%	13,98	8,91	1,14
178	12,26	0,5	48	12	3,5	273	8	12	1	143,186	0,05%	12,19	0,61	-0,07
179	10,78	0,6	48	12	3,5	273	8	12	1	141,342	0,31%	10,34	4,06	-0,44
180	8,29	0,7	48	12	3,5	273	8	12	1	139,802	0,37%	8,80	6,17	0,51
181	12,86	0,4	48	12	3,5	273	8	12	2	145,260	0,97%	14,26	10,89	1,40
182	12,31	0,5	48	12	3,5	273	8	12	2	142,975	0,23%	11,97	2,72	-0,34
183	10,66	0,6	48	12	3,5	273	8	12	2	141,134	0,37%	10,13	4,94	-0,53
184	8,22	0,7	48	12	3,5	273	8	12	2	139,596	0,27%	8,60	4,57	0,38
185	14,44	0,4	48	12	3,5	273	9	11	1	145,710	0,19%	14,71	1,87	0,27
186	13,4	0,5	48	12	3,5	273	9	11	1	143,417	0,68%	12,42	7,33	-0,98
187	11,55	0,6	48	12	3,5	273	9	11	1	141,571	0,69%	10,57	8,48	-0,98
188	8,85	0,7	48	12	3,5	273	9	11	1	140,028	0,13%	9,03	2,01	0,18
189	14,47	0,4	48	12	3,5	273	9	11	2	145,496	0,02%	14,50	0,18	0,03
190	13,38	0,5	48	12	3,5	273	9	11	2	143,206	0,81%	12,21	8,77	-1,17
191	11,49	0,6	48	12	3,5	273	9	11	2	141,362	0,79%	10,36	9,82	-1,13
192	8,64	0,7	48	12	3,5	273	9	11	2	139,822	0,13%	8,82	2,10	0,18
193	12,22	0,4	48	12	3,5	273	9	12	1	144,475	0,88%	13,48	10,27	1,25
194	11,22	0,5	48	12	3,5	273	9	12	1	142,800	0,41%	11,80	5,17	0,58
195	9,5	0,6	48	12	3,5	273	9	12	1	140,961	0,33%	9,96	4,86	0,46
196	7,03	0,7	48	12	3,5	273	9	12	1	138,477	0,32%	7,48	6,36	0,45
197	12,17	0,4	48	12	3,5	273	9	12	2	144,322	0,80%	13,32	9,47	1,15
198	11,14	0,5	48	12	3,5	273	9	12	2	142,590	0,32%	11,59	4,04	0,45
199	9,47	0,6	48	12	3,5	273	9	12	2	140,754	0,20%	9,75	3,00	0,28
200	6,72	0,7	48	12	3,5	273	9	12	2	138,112	0,28%	7,11	5,83	0,39

Продолжение таблицы А.3

Опыт	ΔW , МВт·ч	k_3	$a_{опу}$, м	$b_{опу}$, м	$h_{опу}$, м	$T_{ср}$, К	$a_{ГА}$, м	$h_{ГА}$, м	$n_{тр}$	ΔW_p , МВт·ч	δ , %	$\Delta W_p'$, МВт·ч	δ' , %	Δ' , МВт·ч
201	12,18	0,4	48	12	3,5	273	10	13	1	144,161	0,68%	13,16	8,05	0,98
202	10,89	0,5	48	12	3,5	273	10	13	1	141,892	0,00%	10,89	0,02	0,00
203	9,22	0,6	48	12	3,5	273	10	13	1	140,065	0,11%	9,07	1,68	-0,15
204	6,63	0,7	48	12	3,5	273	10	13	1	138,337	0,51%	7,34	10,66	0,71
205	12,14	0,4	48	12	3,5	273	10	13	2	143,948	0,56%	12,95	6,66	0,81
206	10,8	0,5	48	12	3,5	273	10	13	2	141,683	0,08%	10,68	1,08	-0,12
207	9,01	0,6	48	12	3,5	273	10	13	2	139,859	0,11%	8,86	1,68	-0,15
208	6,33	0,7	48	12	3,5	273	10	13	2	138,011	0,50%	7,01	10,76	0,68
209	18,17	0,4	48	12	3,5	273	11	13	1	149,127	0,03%	18,13	0,24	-0,04
210	10,85	0,5	48	12	3,5	273	11	13	1	141,583	0,19%	10,58	2,46	-0,27
211	8,96	0,6	48	12	3,5	273	11	13	1	139,760	0,14%	8,76	2,23	-0,20
212	6,37	0,7	48	12	3,5	273	11	13	1	137,927	0,41%	6,93	8,74	0,56
213	11,91	0,4	48	12	3,5	273	11	13	2	143,635	0,51%	12,63	6,08	0,72
214	10,55	0,5	48	12	3,5	273	11	13	2	141,374	0,12%	10,37	1,66	-0,18
215	8,64	0,6	48	12	3,5	273	11	13	2	139,554	0,06%	8,55	0,99	-0,09
216	6,02	0,7	48	12	3,5	273	11	13	2	137,123	0,08%	6,12	1,71	0,10
217	13,33	0,4	48	12	3,5	273	12	13	1	143,560	0,53%	12,56	5,77	-0,77
218	10,55	0,5	48	12	3,5	273	12	13	1	141,301	0,18%	10,30	2,36	-0,25
219	8,7	0,6	48	12	3,5	273	12	13	1	139,482	0,16%	8,48	2,51	-0,22
220	6,01	0,7	48	12	3,5	273	12	13	1	137,627	0,45%	6,63	10,27	0,62
221	12,23	0,4	48	12	3,5	273	12	13	2	143,349	0,08%	12,35	0,97	0,12
222	10,23	0,5	48	12	3,5	273	12	13	2	141,093	0,10%	10,09	1,34	-0,14
223	8,42	0,6	48	12	3,5	273	12	13	2	139,276	0,10%	8,28	1,71	-0,14
224	5,59	0,7	48	12	3,5	273	12	13	2	137,221	0,46%	6,22	11,29	0,63

Приложение Б

Расчет толщины тепловой изоляции по СП 61.13330.2012 по заданной температуре на поверхности изоляции

Толщина изоляции

<u>ISOTEC Wired mat 100</u> материал	<u>22</u> расчетная толщина, мм	<u>20</u> закупочная толщина
---	------------------------------------	---------------------------------

Параметры расчета

<u>Горизонтальная</u> ориентация трубопровода	<u>подвижные</u> опоры трубопровода	<u>на открытом воздухе</u> характер расположения
<u>Оцинкованная сталь</u> покрытие изоляции	<u>125</u> условный проход, мм	<u>Металл</u> материал стенки трубопровода
<u>Нижегородская область</u> регион	<u>город</u>	<u>60</u> среднегодовая температура теплоносителя
<u>25</u> температура наружной поверхности изоляции	<u>23.5</u> Температура окружающей среды	<u>25</u> температура на поверхности изоляции

Объем работ

<u>544</u> площадь покрытия	<u>12 м³</u> объем теплоизоляции	<u>644 м²</u> объем заказа покрытия
<u>66 591 руб.</u> стоимость теплоизоляции	<u>198 920 руб.</u> стоимость покрытия	<u>150 000 руб.</u> стоимость монтажных работ
<u>415 511 руб.</u> затраты на утепление	<u>319 008 руб./год</u> снижение энергозатрат	<u>300 Вт/м</u> теплопотери неизолированного трубопровода
<u>34 Вт/м</u> теплопотери изолированного трубопровода	<u>1.3 года</u> срок возврата инвестиций	