

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Дальневосточный федеральный университет»
Министерства образования и науки РФ

На правах рукописи

СЛЕСАРЕНКО Илья Вячеславович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
С СОЛНЕЧНЫМИ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫМИ
УСТАНОВКАМИ (на примере Дальневосточного региона)**

**Специальность: 05.23.03 – Теплоснабжение, вентиляция,
кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение**

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д.т.н., профессор
А.Н. Гульков

Владивосток – 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ПРИМЕНЕНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	12
1.1 Особенности использования солнечных водонагревательных установок в системах теплоснабжения	12
1.2 Интегральная оценка ресурсов солнечной энергии (на примере Приморского края)	18
1.3 Основные принципы конструирования комбинированных систем солнечного теплоснабжения	28
Выводы по главе 1.....	36
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ...	38
2.1 Испытания солнечных коллекторов в климатических условиях Дальневосточного региона.....	38
2.2. Методика определения характеристик солнечных коллекторов при конструировании солнечных водонагревательных установок.....	48
2.3 Особенности эксплуатации солнечных вакуумных коллекторов в структуре экспериментальной гелиоустановки	54
Выводы по главе 2.....	59
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	60

3.1 Технологические решения для повышения эффективности работы солнечных водонагревательных установок в системах теплоснабжения	60
3.2 Моделирование как метод оценки режимов работы солнечных водонагревательных установок	68
3.3 Разработка математической модели комбинированной солнечной водонагревательной установки.....	72
3.4 Анализ расчетных и экспериментальных данных при исследовании переходных процессов в системе солнечного теплоснабжения	87
Выводы по главе 3.....	96
4 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	98
4.1 Особенности применения тепловых насосов и аккумуляторов теплоты в структуре солнечных водонагревательных установок.....	98
4.2 Разработка и исследование системы автоматизации солнечных водонагревательных установок	110
4.3 Оценка технико-экономических показателей солнечных водонагревательных установок	128
Выводы по главе 4.....	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	139
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ А	157
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ В	160
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	162
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	163

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	166
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	173
ПРИЛОЖЕНИЕ И	178
ПРИЛОЖЕНИЕ К	182
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	185
ПРИЛОЖЕНИЕ М	186
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	189
ПРИЛОЖЕНИЕ П	190
ПРИЛОЖЕНИЕ Р	192
ПРИЛОЖЕНИЕ С	197
ПРИЛОЖЕНИЕ Т.....	200

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность избранной темы. Активное использование возобновляемых источников энергии относится к одному из главных направлений развития современной энергетики. Насущная необходимость решения этого вопроса является инженерной, экономической и экологической задачей.

Плотность потока солнечного излучения в Приморском крае, на юге Хабаровского края и в пределах Сахалинской области является достаточной для применения солнечных водонагревательных установок (СВНУ), что подтверждается данными метеонаблюдений в течение последних 20 лет. Длительность солнечного излучения на Дальнем Востоке составляет около 1700-2000 часов в год, поэтому значительная часть региона является благоприятной для развития солнечной энергетики.

Реализация комплексного подхода к созданию гелиоустановок, энергетический потенциал которых используется в совокупности с известными способами теплоснабжения (включая тепловые насосы и аккумуляторы теплоты), показала, что существует техническая возможность нагрева воды в СВНУ для ГВС потребителей независимо от нестабильности генерации солнечной энергии.

Задача разработки энергоэффективных решений для применения СВНУ при замещении ГВС и части отопительной нагрузки промышленных, социальных и жилых объектов поставлена в ряде Программ энергосбережения субъектов Дальневосточного региона. Работа соответствует перечню технологий РФ, утвержденных Указом Президента Российской Федерации от 7 июля 2011 г. № 899 («Технологии новых и возобновляемых источников энергии, включая водородную энергетику»).

Степень разработанности темы исследования. Вопросам использования солнечных водонагревательных установок в системах теплоснабжения уделено внимание в работах Аббасова П.А., Анисимова С.М., Валова М.И.,

Виссарионова В.И., Безруких П.П., Бутузова В.А., Гулькова А.Н., Ильина А.К., Ковалева О.П., Коломиец Ю.Г., Кондратьева К.Я, Матвеева А.В, Митиной И.В., Тарнижевского Б.В., Тютюнникова А.И., Пивоваровой З.И., Полушкина В.И., Попеля О.С., Сивораки В.Е., Слесаренко В.В., Стенникова В.А., Судаева Е.М., Фрида С.Е., Штым А.С., Харченко И.В. , и др.

Цель и задачи исследования.

Цель исследования заключается в теоретическом и практическом обосновании комплексного использования гелиоустановок, тепловых насосов и аккумуляторов теплоты, современных средств автоматизации для совершенствования и повышения энергоэффективности существующих и проектируемых систем централизованного и локального теплоснабжения на социальных и промышленных объектах.

Задачи исследования:

- определить основные направления использования гелиоустановок при конструировании систем теплоснабжения для социальных и промышленных объектов с учетом климатических особенностей Дальневосточного региона;
- выполнить оценку современных тенденций развития систем солнечного теплоснабжения и обосновать технико-экономические преимущества использования солнечной энергии, теплоты из низкотемпературных источников и систем длительного аккумулирования тепловой энергии для ГВС и отопления;
- предложить новый подход к формированию структуры комбинированной системы теплоснабжения, сформулировать основные принципы создания комбинированных гелиоустановок для обеспечения большой заводской готовности основных узлов СВНУ, сокращения сроков монтажа и снижения капитальных затрат;
- выполнить поверочные расчеты и испытания солнечных коллекторов различного типа, и определить их показатели в режимах тепловой генерации;
- в процессе экспериментальных и теоретических исследований выполнить оптимизацию технологической схемы СВНУ, определить диапазоны основных технических характеристик, позволяющие с достаточной достоверностью переносить результаты гидравлических и тепловых расчетов гелиосистем на натурные объекты;

– апробировать автоматизированную систему управления технологическим процессом экспериментальной СВНУ при включении реверсивного теплового насоса и аккумуляторов теплоты в структуру системы теплоснабжения.

Объект исследования – комбинированные системы теплоснабжения, включающие солнечные водонагревательные установки, тепловые насосы и аккумуляторы теплоты, с автоматизированной системой управления технологическим процессом.

Предмет исследования – технологические решения в области применения СВНУ для целей теплоснабжения.

Научная новизна исследования:

1. Установлены зависимости потенциала солнечной энергии (плотности теплового потока суммарной солнечной радиации) от характера облачности и расчетного месторасположения объектов (на примере Приморского края) и угла наклона коллектора по отношению к солнцу, обеспечивающие уточнение данных актинометрических наблюдений и применяемые для расчетов систем теплоснабжения, оснащенных солнечными водонагревательными установками;

2. Разработан обобщающий показатель (комплексная энергетическая характеристика солнечного коллектора), определяемый как отношение количества тепловой энергии, фактически выработанной коллектором за день к количеству всей поступающей солнечной радиации в плоскость коллектора. Комплексная энергетическая характеристика солнечного коллектора позволяет проводить оценку эффективности применения солнечных коллекторов различных типов;

3. Разработаны математические модели элементов комбинированной системы теплоснабжения в составе СВНУ, теплового насоса и аккумуляторов теплоты, позволяющие исследовать и улучшать технологические характеристики, оптимизировать процессы управления и режимы работы оборудования гелиоустановок;

4. Предложено технологическое решение комбинированной СВНУ, включающей тепловой насос и специализированные аккумуляторы теплоты с

автоматизированной системой управления для наиболее эффективного применения гелиоустановок в системах теплоснабжения социальных и промышленных объектов в Дальневосточном регионе.

Теоретическая значимость работы.

Результаты работы, в основе которой лежат разработанные методики расчета основных узлов исследуемых СВНУ и математическая модель комбинированной гелиоустановки могут быть применены для оптимизационных расчетов структуры и режимов работы солнечных систем теплоснабжения.

Практическая значимость диссертационного исследования заключается в разработке и апробировании современных проектных и конструкторских решений, обеспечивающих внедрение комбинированных системы теплоснабжения, при эффективном использовании СВНУ на объектах различного назначения, обосновании целевого применения теплоснабжающих установок в составе СВНУ и тепловых насосов, как базового узла систем горячего водоснабжения и отопления на реконструируемых и строящихся социальных и промышленных объектах Дальневосточного региона, реализации методов регулирования основных параметров в системах солнечного теплоснабжения, основанных на использовании компьютерного управляющего комплекса и принципов диспетчеризации, реализующие преимущества автоматизированной системы управления технологическим процессом.

Методология и методы исследования. В работе использовались методы исследования солнечных систем теплоснабжения, основанные на применении информационно-измерительных комплексов при проведении экспериментов, натурных наблюдениях за климатическими условиями с математической обработкой полученных данных, математическая модель объекта исследования, анализе проектно-конструкторских решений действующих СВНУ. В частности, в диссертационной работе использованы методы планирования эксперимента и математической статистики, применяемые для комплексной оценки взаимосвязи параметров солнечного излучения и показателей энергетической эффективности солнечных коллекторов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Зависимости потенциала солнечной энергии (плотности теплового потока суммарной солнечной радиации) от характера облачности и расчетного месторасположения объектов (на примере Приморского края) и угла наклона коллектора по отношению к солнцу, обеспечивающие уточнение данных актинометрических наблюдений и применяемые для расчетов систем теплоснабжения, оснащенных солнечными водонагревательными установками;

2. Обобщающий показатель (комплексная энергетическая характеристика) солнечных коллекторов в режимах теплосъема в различные периоды года, определение граничных условий эффективной эксплуатации солнечных коллекторов (плоского типа и с вакуумными трубами) в структуре СВНУ расчетным и опытным путем, рекомендации для обеспечения эксплуатации солнечного контура СВНУ с максимальным КПД;

3. Математические модели элементов комбинированной системы теплоснабжения в составе СВНУ, теплового насоса и аккумуляторов теплоты, позволяющие повысить эффективность работы гелиоустановок в системах теплоснабжения и оптимизировать схемы комбинированной СВНУ;

4. Технологическое решение комбинированной СВНУ, включающей тепловой насос и специализированные аккумуляторы теплоты с автоматизированной системой управления, для обеспечения эффективной эксплуатации узлов солнечной системы теплоснабжения.

Область исследования соответствует требованиям паспорта научной специальности ВАК: 05.23.03 – Теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение, а именно: п. 1 «Совершенствование, оптимизация и повышение надежности систем теплогазоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования, методов их расчета и проектирования. Использование нетрадиционных источников энергии», а также п. 3 «Создание и развитие эффективных методов расчета и экспериментальных исследований систем теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования воздуха, газоснабжения, освещения, защиты от шума».

Степень достоверности и апробация результатов. Степень достоверности результатов базируется на использовании обоснованных исследований современных российских и зарубежных ученых, сопоставлении расчетных характеристик с экспериментальными и эксплуатационными данными, полученными на действующих опытно-промышленных гелиоустановках, использовании современных методов моделирования для повышения эффективности применения СВНУ, тепловых насосов и аккумуляторов теплоты в комбинированных системах теплоснабжения.

Основные теоретические положения и выводы диссертационной работы подтверждены апробацией на международных научно-практических конференциях:

- «ISES SWC2015». Южная Корея, Тэгу, 8-12 ноября 2015г.;
- «Современные технологии и развитие политехнического образования». Россия, Владивосток, 14 – 18 сентября 2015 г.;
- II Международная научная конференция Евразийского научного объединения «Современные концепции научных исследований». Россия, Москва, 27 – 28 февраля 2015г.;
- Второй Международный форум «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности» - REENFOR-2014. Россия, Москва, 10 – 11 ноября 2014г.;
- «Grand Renewable Energy». Япония, Токио, 27 июля – 1 августа 2014г.;
- II Международная научно-практическая конференция Актуальные направления фундаментальных и прикладных исследований. Россия, Москва, 10-11 октября 2013 г.

Рекомендации, представленные в работе (подготовленные совместно с сотрудниками Центра «Энергоэффективности и мониторинга энергоресурсов» ДВФУ, Лаборатории Нетрадиционной энергетики ДВО РАН, компании ООО «Энерджи-Сан»), были использованы при создании в Приморском крае СВНУ с площадью коллекторов более 400 м². Организациями представлены акты о внедрении научных результатов.

Публикации. Основные научные результаты диссертации опубликованы в 17 научных работах, объемом 6 п.л., лично автором - 3 п.л., в том числе 8 в рецензируемых изданиях из перечня, размещенного на официальном сайте ВАК.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 4 разделов, выводов, списка литературы из 170 наименований, изложена на 156 страницах машинописного текста, включает 19 таблиц и 64 иллюстрации (без учета приложений). Имеется 16 приложений на 45 страницах.

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель исследований, выделены научная новизна и практическая значимость полученных результатов, дана характеристика структуры диссертации.

В первой главе рассмотрены особенности использования солнечных водонагревательных установок в системах теплоснабжения, выполнена интегральная оценка ресурсов солнечной энергии в Дальневосточном регионе, проанализированы основные принципы создания комбинированных систем солнечного теплоснабжения.

Во второй главе представлены результаты испытаний солнечных коллекторов в климатических условиях Дальневосточного региона, методика определения характеристик вакуумных коллекторов, дана оценка эффективности эксплуатации вакуумных коллекторов в структуре экспериментальной гелиоустановки.

В третьей главе приведены технологические решения, обеспечивающие повышение эффективности работы солнечных водонагревательных установок в системах теплоснабжения, обоснованные экспериментальными данными и расчетами на математической модели комбинированной солнечной водонагревательной установки.

В четвертой главе рассмотрены особенности применения тепловых насосов и аккумуляторов теплоты в схеме СВНУ и принципы автоматизации гелиоустановок, выполнена оценка технико-экономических показателей солнечной системы теплоснабжения.

В заключении изложены основные итоги выполненного исследования, сделаны предложения о возможных направлениях продолжения исследования.

1 ПРИМЕНЕНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Особенности использования солнечных водонагревательных установок в системах теплоснабжения

Теплоснабжению объектов в климатических условиях Российской Федерации, характерны высокие затраты на энергоресурсы. При использовании традиционных методов теплоснабжения в течение длительных отопительных периодов, затраты на потребляемые энергоресурсы почти двукратно превосходит затраты на электроснабжение. Сравнительно не высокая энергетическая эффективность, высокие затраты на транспортную тарификацию, и экологические факторы, сопутствующие использованию привычных систем теплоснабжения, приводят к экономической ситуации, в которой необходимо рассматривать альтернативные варианты. Рассматривая техническую область более глубоко, можно отметить, что эксплуатация традиционных систем теплоснабжения влечет за собой значительные термодинамические потери, что как следствие становится причиной снижения энергетического КПД всей системы, при использовании химической энергии топлива. Среднее значение данного показателя как правило находится в пределах 60 - 70%. Растут также и эксплуатационные расходы тепловых сетей и котельных, которые помимо данного фактора, являются слабым местом для надежности всей системы, и как правило являются причиной аварийных ситуаций. Суммарная протяженность тепловых сетей в России составляет более 650 тыс. км. На данный момент существует потребность в замене не менее 300 тыс. км магистральных сетей. Параметр удельной аварийности равен одной аварии в год для 1 км трубопровода диаметром более 500 мм, и не менее шести аварии в год для труб меньшего диаметра. Таким образом, затраты на реконструкцию и поддержку рабочего технического состояния тепловых сетей равносильны затратам на строительство новых локальных котельных.

Перечисленные факторы, учитываемые при использовании систем теплоснабжения в городах и поселках, заставляют рассматривать СВНУ в качестве альтернативного варианта для ГВС и отопления.

Развитие применения солнечной энергетики способствует увеличению численности разнообразных архитектур систем данного рода, для покрытия нагрузок потребления электрической и тепловой энергии. При новом строительстве солнечные модули, встроенные в фасады и кровлю, преобразовывают солнечную энергию в электрический ток и тепловую энергию, что позволяет экономить на теплоснабжении здания до 60-80% энергии.

Как показали проведенные исследования [36, 62, 83, 85], солнечные модули и коллекторы выдерживают критические температуры и влажность окружающей среды. Имеющиеся данные позволяют утверждать, что при проектировании и строительстве новых жилых и промышленных объектов, активное использование солнечной энергии будет возможным в ближайшем будущем. Устройство "солнечных домов" уже трансформировалось в отдельное направление современной архитектуры, характеризуемое вполне определенной системой технических и конструктивных решений [1, 39, 59, 61, 139, 150, 156].

При проектировании энергоэффективных зданий необходимо создать систему теплоснабжения, экономичную как при строительстве, так и в эксплуатации. Поставленные задачи решаются за счет использования утилизации теплоты геотермальных источников или тепловых выбросов: тепловой насос, управляемый через систему автоматизации, снабжает здание тепловой энергией для ГВС, отопления и кондиционирования. В ряде случаев повышение энергоэффективности офисных зданий и социальных объектов за счет оснащения гелиосистемами и тепловыми насосами позволяет производить в летний период энергии больше, чем потреблять [17, 37, 63, 83, 123].

Главная проблема, тормозящая широкое внедрение солнечной энергии в практическое энергоснабжение заключается в том, что на значительной территории РФ среднегодовой уровень солнечной инсоляции ограничен. В среднем по РФ это не более 1530 часов в год [5, 7, 12, 74, 82, 90]. В пасмурную

погоду КПД коллекторов гелиоустановки падает до 20 – 30%. Однако, для южных районов Дальневосточного региона, эффективность использования СВНУ значительно выше из-за увеличения количества солнечных дней в году (особенно в зимний период).

Современные методологии проектирования и внедрения СВНУ имеют достаточно широкое распространение и наработки, так же как и важнейшие методы оптимизации. [16, 23, 24, 28, 34, 57, 128]. Определены наиболее перспективные направления использования солнечной энергии на основе СВНУ, применяемых в системах теплоснабжения для отопления и ГВС производственных, социальных и жилых объектов [49, 58, 87, 118, 122].

Анализ современных решений, направленных на снижение энергетических потерь и повышение эффективности процессов преобразования энергии в гелиоустановках показывает, что совершенствование систем теплоснабжения на базе СВНУ связано не только с применением новых технологий и способов использования солнечной энергии [8, 21, 22, 24, 72, 79, 111], но и возможностью реализации различных комбинированных методов генерации и утилизации тепловой энергии, разработкой перспективных схем для конструирования систем теплоснабжения с тепловыми насосами и аккумуляторами теплоты, повышением уровня автоматизации технологических процессов [19, 30, 37, 58, 98, 101, 124, 143, 152].

Это направление исследований по совершенствованию СВНУ, применяемых в системах теплоснабжения, является одним из наиболее актуальных. Значительная часть исследований посвящена оценке эффективности гелиоустановок на основании технико-экономических расчетов [3, 4, 7, 25, 26, 34, 85, 99, 154]. Наряду с этим, энергетический анализ, натурное и аналитическое моделирование процессов в узлах СВНУ, являются эффективными методами по оптимизации гелиоустановок. Результаты таких исследований приводятся в работах известных отечественных ученых: Валова М.И., Виссарионова В.И., Безруких П.П., Бутузова В.А., Гулькова А.Н., Ильина А.К., Ковалева О.П., Коломиец Ю.Г., Кондратьева К.Я, Матвеева А.В, Митиной И.В., Тарнижевского

Б.В., Тютюнникова А.И., Пивоваровой З.И., Попеля О.С., Сивораки В.Е., Слесаренко В.В., Стенникова В.А., Судаева Е.М., Фрида С.Е., Штым А.С., Харченко И.В. и др.

Разработка и совершенствование перспективных типов солнечных водонагревательных установок и солнечных коллекторов продолжается в ряде организаций РФ и компаний-изготовителей энергооборудования. Основные научные исследования по оптимизации процессов использования солнечной энергии развернуты в институтах РАН и университетах РФ (ГНУ ВИЭСХ, ГГО им. А.И. Воейкова, ИПМТ ДВО РАН, Кубанский аграрный университет, Ленинградский кораблестроительный институт, Московский энергетический институт, Дальневосточный федеральный университет и др.).

При этом плановые задачи исследований в рассматриваемой области знаний чаще всего посвящены созданию модернизированных видов солнечных коллекторов, новых типов тепловых аккумуляторов для СВНУ, более эффективному использованию солнечных водонагревательных установок в типовых системах теплоснабжения.

В то же время дальнейшее решение проблем, связанных с оптимизацией солнечных систем теплоснабжения, повышением технико-экономических показателей СВНУ, невозможно без учета взаимосвязи гелиоустановок с процессами энергопотребления и использования различных традиционных источников теплоты, тепловых аккумуляторов и тепловых насосов. Особенно важным и актуальным является совершенствование структуры комбинированных систем теплоснабжения, включающих СВНУ и другие источники теплоты, требующих высокого уровня автоматизации гелиоустановок.

Важным вопросом является применение комплексных гелиосистем, включающих тепловые насосы и баки-аккумуляторы, известных как модульные гелиоустановки в системах теплоснабжения. Производство модульных установок обладает рядом преимущественных свойств перед централизованной системой теплоснабжения: они представляют экологически чистые технологии,

обладают автономностью, и, соответственно, высоким уровнем надежности. Экономичность обусловлена модульностью исполнения и наличием системы автоматического регулирования параметров теплоносителей. Эти свойства являются наиболее перспективными для развития гелиосистем и применения их в целях теплоснабжения.

Оценка термодинамических и теплофизических характеристик солнечных коллекторов, а также моделирование процессов, протекающих в основных узлах систем теплоснабжения, оснащенных СВНУ, показывает, что при комплексном подходе к созданию гелиоустановок, энергетический потенциал которых используется в совокупности с известными способами теплоснабжения, существует техническая возможность обеспечить подогрев воды в СВНУ для ГВС потребителей независимо от нестабильного уровня генерации солнечной энергии [1, 20, 27, 39, 40, 58, 61, 89, 94, 113, 114, 145].

Актуальным остается вопрос разработки энергоэффективных решений для применения СВНУ при замещении ГВС и части отопительной нагрузки промышленных, социальных и жилых объектов. Эта задача поставлена в ряде Программ энергосбережения субъектов Дальневосточного региона. Например, в «Приложении №8 к долгосрочной целевой программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» на 2010-2014 годы», утвержденной постановлением Администрации Приморского края от 08 декабря 2009 г. № 346-ПА рекомендовано устанавливать СВНУ на социальных объектах края, где имеются отопительные котельные с низким коэффициентом полезного действия.

Практика показывает, что проекты с большей тепловой мощностью существенно выигрывают у установок малой мощности по показателю срока окупаемости. Так, при строительстве объекта жилого фонда, при тепловой нагрузке в пределах 20 кВт на нужды ГВС, внедрение СВНУ окупается за период до 10 лет, а при установке системы солнечного теплоснабжения, при нагрузке более 50 кВт, система окупается за 5-6 лет. Если рассматривать удаленные объекты, теплофикация которых крайне затруднительна, и логистические затраты на энергоресурсы существенны, либо промышленные предприятия, с

потребностью в горячей воде для производства, то срок окупаемости СВНУ при внедрении может находиться в пределах 3-4 лет [22, 27, 59, 98].

Для аналитики экономических показателей, необходимо учитывать установленные на данный момент региональные тарифы на тепловую и электрическую энергию.

Рекомендуемые основные пути сокращения энергопотребления с учетом возможностей гелиотехники включают:

- повышение тепловой изоляции ограждающих конструкций (стены, окна и др.) за счет применения элементов со встроенными солнечными коллекторами;
- использование пассивных солнечных систем, применения специальных суточных и сезонных аккумуляторов и массивов для накопления тепловой энергии в сочетании с СВНУ;
- использование активных солнечных систем (солнечных водонагревательных установок, солнечных калориферов и т.д.);
- применение эффективной вентиляции зданий с рекуперацией тепловой энергии за счет использования воздухо-воздушных теплообменников и тепловых насосов;
- утилизацию теплоты сточных вод в системах с разделением канализационных потоков и в промежуточных накопителях сточных вод в дублирующих источниках теплоты для системы теплоснабжения;
- использование геотермальных систем с сезонным (летним) накоплением теплоты от СВНУ и реверсивных тепловых насосов;
- конструирование и применение комбинированных систем теплоснабжения с высокой степенью автоматизации, включающих СВНУ, тепловые насосы, аккумуляторы теплоты различного типа, эффективные энергоустановки для резервного тепло и электроснабжения.

Области использования СВНУ в целом значительно шире, чем рассматриваемая направленность применения гелиоустановок как дублирующего теплоисточника в системах теплоснабжения. Опытно-промышленные СВНУ уже применяются:

- в производственных и сельскохозяйственных технологиях при использовании горячей воды с температурой до 80 °С;
- для теплоснабжения тепличных комплексов и оранжерей;
- для подогрева воды и отопления бассейнов;
- как источник теплоты для адсорбционных холодильных машин систем кондиционирования;
- для обогрева автостоянок, автодорог и тротуаров в зимний период;
- в установках локального и централизованного теплоснабжения для предварительного подогрева добавочной воды котельных, особенно при необходимости деаэрации теплоносителя.

В аспекте широкого применения СВНУ следует учитывать значительный экологический эффект солнечной энергетики. Солнечная установка с площадью коллекторов 50 м², замещая котел на твердом топливе, может снизить выбросы в атмосферу до 16850 кг CO₂, до 620 кг SO₂, до 60 кг NO₂, до 58600 кг загрязненных дымовых газов, будет снижено потребление атмосферного кислорода до 12300 кг, уменьшается количество твердых отходов до 1590 кг золы в год.

Развитие солнечной энергетики в Дальневосточном регионе экономически оправдано. Например, суммарная потребность Приморского края в СВНУ в пересчете на площадь солнечных коллекторов составляет более 1 млн. м².

1.2 Интегральная оценка ресурсов солнечной энергии (на примере Приморского края)

В Приморском регионе наблюдается более 2000 часов, и около 310 солнечных дней в году (таблица 1.1, рисунок 1.1). Это один из самых солнечных мест в России по показателю поступающей солнечной энергии [35, 55, 60, 75].

Таблица 1.1 – Сравнение продолжительности солнечного сияния по отдельным пунктам Приморского края с другими регионами

Приморский край		Другие регионы	
Город	Число часов	Город	Число часов
Владивосток	2138	Москва	1597
Сад-Город	2296	Харьков	1748
Новосельское	2398	Севастополь	2342
Пограничный	2511	Батуми	1958
Находка	2398	Томск	1958
Дальнереченск	2384	Новосибирск	2083
Кировский	2415	Хабаровск	2425
Посьет	2224	Барнаул	2025

Средняя выработка тепловой энергии СВНУ в значительной степени зависит от температуры окружающей среды. В Приморском климате, в зимнее время года выработка тепловой энергии составляет от $0,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, а в летнее время – в пределах $1,85 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, что подтверждается экспериментальными данными. По данным проведенных экспериментов максимальная удельная выработка тепловой энергии солнечными коллекторами за день составляла до $2,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ [36, 62, 98].

Ресурсы солнечной энергии в Приморском крае значительны, особенно в холодный период, что позволяет активно использовать солнечную энергию для нужд теплоснабжения. Однако при этом возникает целый ряд вопросов по аккумулярованию или реализации избыточного количества солнечной энергии, производимой СВНУ в теплый период времени. Эти вопросы нельзя решить только путем теоретических исследований. Необходимо проведение экспериментальных исследований на специальных стендах.

Территория края районирована по интенсивности и продолжительности поступления солнечной энергии, есть районы, где число дней без солнца всего 26 в году, продолжительность солнечного сияния 2494 часа (п. Пограничный). На северном побережье продолжительность солнечного сияния 1900-2100 часов, на

южном – 2000-2200 часов (число дней без солнца в г. Владивостоке может превышать 60 в летний период).

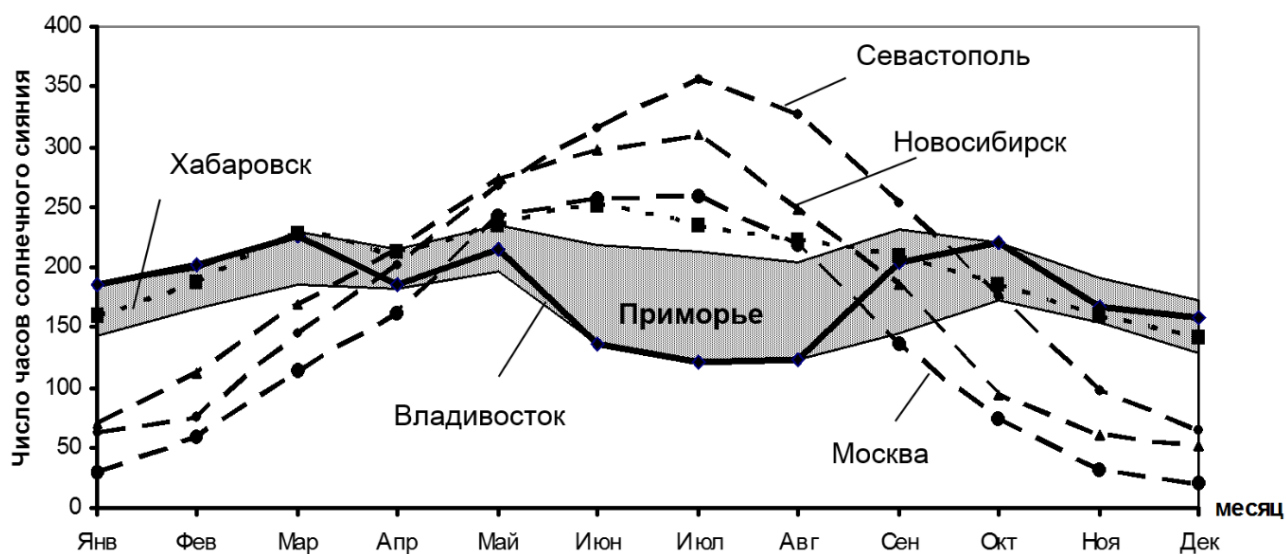


Рисунок 1.1 – Сравнение показателей солнечной энергии: данные измерения продолжительности солнечного сияния для некоторых метеостанций РФ

Решение о целесообразности использования солнечной энергии либо только для горячего водоснабжения в теплое время года, либо для систем отопления и горячего водоснабжения в круглогодичном варианте можно принимать только при наличии достоверной информации по ресурсам.

Для оценки ресурсов солнечной энергии и эффективности солнечных энергетических систем в энергоснабжении объектов необходимо знать общий приход суммарной радиацией Q_c на горизонтальную поверхность, состоящий из прямой и рассеянной радиации. Однако, большинство метеостанций, при актинометрических наблюдениях, регистрируют данные, который не позволяют непосредственно оценить приход солнечной энергии [5, 11, 54, 74, 108].

Прямые измерения потока солнечной радиации на Дальнем Востоке ведутся на ограниченном числе метеостанций (актинометрические станции): в Приморском крае – 4 из 37, в Хабаровском крае – 5 из 23, в Амурской области – 4 из 21, в Еврейской автономной области – 1 из 4.

По наблюдениям существующих актинометрических станций трудно судить о радиационном режиме Приморского края в целом, и возникает необходимость в пересчете данных, характеризующих солнечное сияние,

регистрируемое на большинстве метеостанций, в количестве поступающей солнечной энергии [35, 59].

Поглотитель коллектора воспринимает наибольшее количество энергии под прямым углом по отношению к направлению инсоляции (рисунок 1.2). Интенсивность солнечного излучения зависит от долготы дня и периода года, поэтому направление наклона плоскости коллектора нужно выбирать по высоте Солнца, когда наблюдается наибольшее количество поступления солнечной энергии. В зависимости от сезона года, практически рекомендуется принимать угол наклона в пределах от 25° до 70° .

Азимут (рисунок 1.3) показывает отклонение (угол B) от южного направления поглощающей плоскости коллектора A . Когда коллектор ориентирован точно на юг, тогда азимут равен нулю градусов. Интенсивная инсоляция наблюдается в полдень. При этом важно, чтобы плоскость коллектора должны быть направлена на юг. В реальных условиях этого достичь при неподвижных коллекторах сложно, однако, коллектор будет эффективно работать при отклонении от южного направления до 45° .

В условиях Приморского края, имеющего погодные условия утреннего тумана, угол наклона коллекторов составит $42\dots47^\circ$, что будет соответствовать азимуту 15° к западу от южного направления.

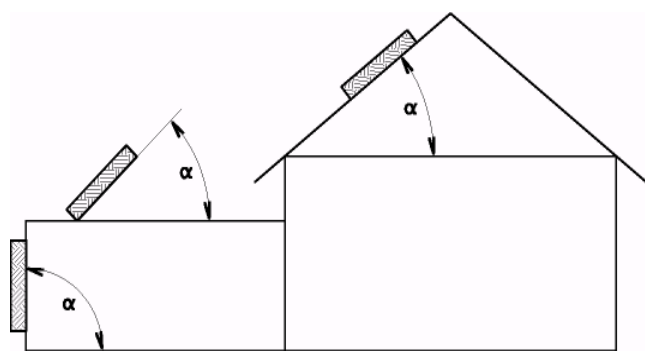


Рисунок 1.2 – Схема размещения коллекторов

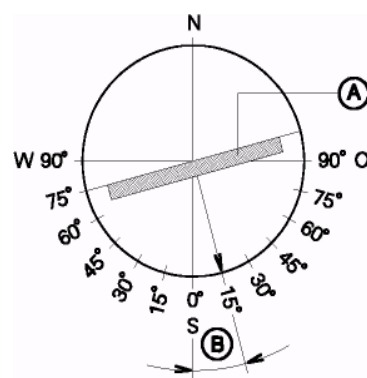


Рисунок 1.3 – Размещение коллекторов относительно направления на юг. А – плоскость коллектора, В – азимут

В таблице 1.2 приведена интегральная оценка суммарной радиации, поступающей на 1 м^2 солнечных коллекторов в зависимости от угла наклона установки коллектора, измеренная нами на специализированном стенде в период 2010-2015 гг. для южных районов Приморского края.

Таблица 1.2 – Суммарная солнечная радиация, поступающая на поверхность коллектора, расположенную под различными углами (для г. Владивостока)

Периоды испытаний	Плотность потока солнечной энергии, $\text{кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$, при различных углах наклона коллектора		
	0°	45°	90°
За год	1240	1552	1255
Май - октябрь	713	717	468
Ноябрь - апрель	527	835	787

Годовой ход продолжительности солнечного сияния для некоторых метеостанций показан на рисунке 1.4. Анализ графиков показывает, что в холодное время года поступление солнечной энергии в г. Владивостоке выше, чем в большинстве городов Юго-Запада РФ, что позволяет рассматривать вопрос о круглогодичном использовании солнечной энергии для систем теплоснабжения в Приморском крае.

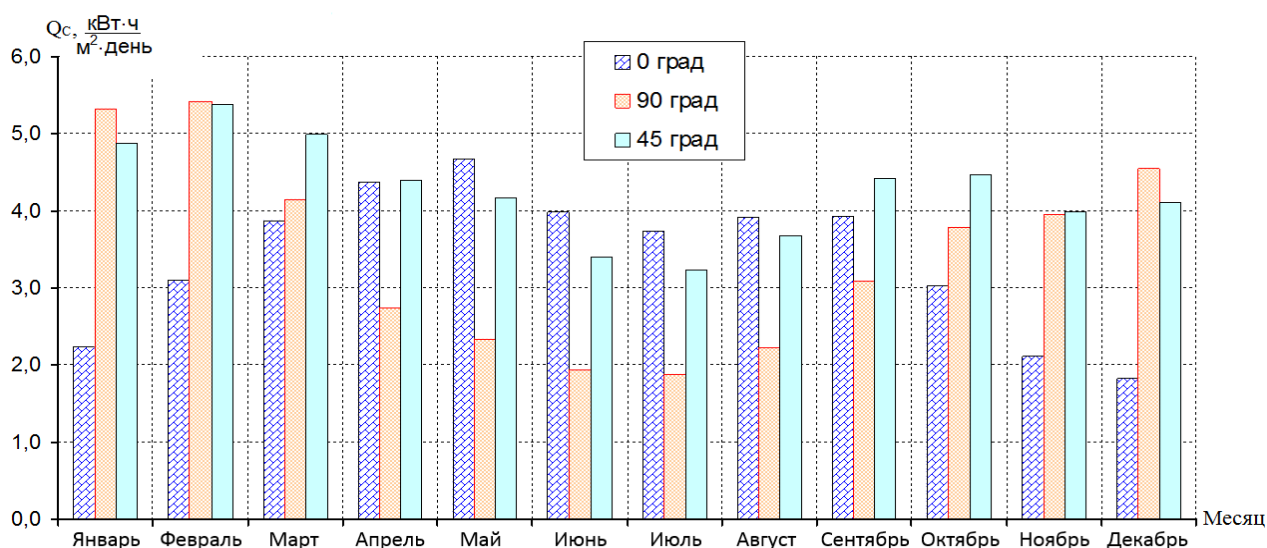


Рисунок 1.4 – Расчетная зависимость поступления солнечной энергии в плоскость солнечных коллекторов от угла наклона к горизонту при средних условиях облачности (г. Владивосток, ориентация на юг)

Для выбора методики расчета поступления солнечной энергии в плоскость солнечных коллекторов рассмотрены известные уравнения, адаптированные к условиям Дальневосточного региона.

1. Соотношение, связывающее средние суточные суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность и суточную продолжительность солнечного сияния [5, 11, 90]:

$$Q_{\text{ср}}^{\text{сут}} = 0,0419 \cdot (m' \cdot S + n'), \quad (1.1)$$

где $Q_{\text{ср}}^{\text{сут}}$ - средняя суточная сумма солнечной радиации на горизонтальную поверхность, S – средняя суточная продолжительность солнечного сияния в часах, m' , n' – эмпирические коэффициенты, осредненные по широтам. Для исследуемого диапазона северных широт значения коэффициентов приведены в таблице приложения А.

2. Зависимость для расчета рассеянной радиации с учетом выражения (1.1) имеет вид:

$$Q_{\text{ср}} = 0,0419[m' \cdot S + n' \cdot (n_n - l)] + l \cdot D_{\text{ср}}^{\text{сут}}, \quad (1.2)$$

где: n_n – число дней в месяце, l – число дней без солнца, $D_{\text{ср}}^{\text{сут}}$ – средние за сутки суммы рассеянной радиации, МДж/м².

3. Уравнения, связывающие интегральную среднюю радиацию $Q_{\text{ср}}$ с месячными суммами радиации на горизонтальную поверхность в ясный день $Q_{\text{я}}$ и относительную продолжительности солнечного сияния [132, 144, 147]:

$$Q_{\text{ср}} = Q_{\text{я}} \cdot \left(a + b \cdot \frac{N}{N_{\text{в}}} \right), \quad (1.3)$$

$$Q_{\text{ср}} = Q_{\text{о}} \cdot \left(a + b \cdot \frac{N}{N_{\text{в}}} \right), \quad (1.4)$$

где N , дней – наблюдавшаяся за месяц продолжительность солнечного сияния; $N_{\text{в}}$, дней – возможная (максимальная) продолжительность солнечного сияния; a , b – постоянные, зависящие от географического расположения местности и других климатических условий. Для Приморского края используются значения, рекомендуемые в работах [2, 40], $a = 0,36$, $b = 0,23$.

Q_0 – плотность внеатмосферной солнечной радиации на горизонтальную поверхность, усредненная за рассматриваемый период времени в МДж /м², рассчитывается по формуле:

$$Q_0 = \frac{24}{\pi} \cdot I_{SC} \left\{ \left[1 + 0,33 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot k}{365} \right) \right] \cdot \left[\cos \varphi \cdot \cos \sigma \cdot \sin \omega_S + \left(\frac{2\pi \cdot \omega_S}{360} \right) \cdot \sin \varphi \cdot \sin \sigma \right] \right\}$$

где: I_{SC} - солнечная постоянная, $I_{SC} = 1,353$ кВт / м² (4,871 МДж / м² · час); k - день года; φ – широта местности; ω_S – часовой угол восхода солнца, $\cos \omega_S = = - \operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \sigma$; σ -склонение солнца, $\sigma = 23,45 \sin [360 \cdot (284 + k / 365)]$, град.

4. Зависимость (1.3), учитывающая широту местности, коэффициенты для различных времен года и плотность потока внеатмосферной солнечной радиации на горизонтальную поверхность [64, 65, 132]:

$$Q_{cp} = Q_0 \cdot \left(0,29 \cdot \cos \varphi + 0,49 \cdot \frac{N}{N_B} \right) - \text{для периода октябрь – февраль} \quad (1.5a)$$

$$Q_{cp} = Q_0 \cdot \left(0,29 \cdot \cos \varphi + 0,45 \cdot \frac{N}{N_B} \right) - \text{для периода март – сентябрь} \quad (1.5b)$$

Анализ вышеприведенных формул и сравнение расчетных данных с данными актинометрических наблюдений показал, что степень точности определения суммарной радиации Q_{cp} прямым образом зависит от точности учета характера облачности для расчетного местоположения. В этих случае рекомендуется применять формулу для расчета Q_{cp} с учетом влияния облачности [12]:

$$Q_{cp} = Q_{я} \cdot [1 - (a + b \cdot \bar{n}) \cdot \bar{n}], \quad (1.6)$$

где: a и b – постоянные (a – зависит от широты места, $b=0,38$); \bar{n} - среднее месячное количество общей облачности в долях. Значения постоянной a для северных широт, приведены в таблице приложения А.

Как видно из (1.6), для расчетов Q_{cp} необходимо знать среднюю за месяц суммарную радиацию на горизонтальную поверхность в ясный день $Q_{я}$, что связано с определенными трудностями.

По данным расчетов по формулам (1.2), (1.3), (1.4), (1.5), (1.6) построены сравнительные графики месячных сумм суммарной радиации на горизонтальную поверхность и погрешности в ее определении для актинометрических станций. Один из таких графиков для метеостанции Сад-Город приведен на рисунке 1.5.

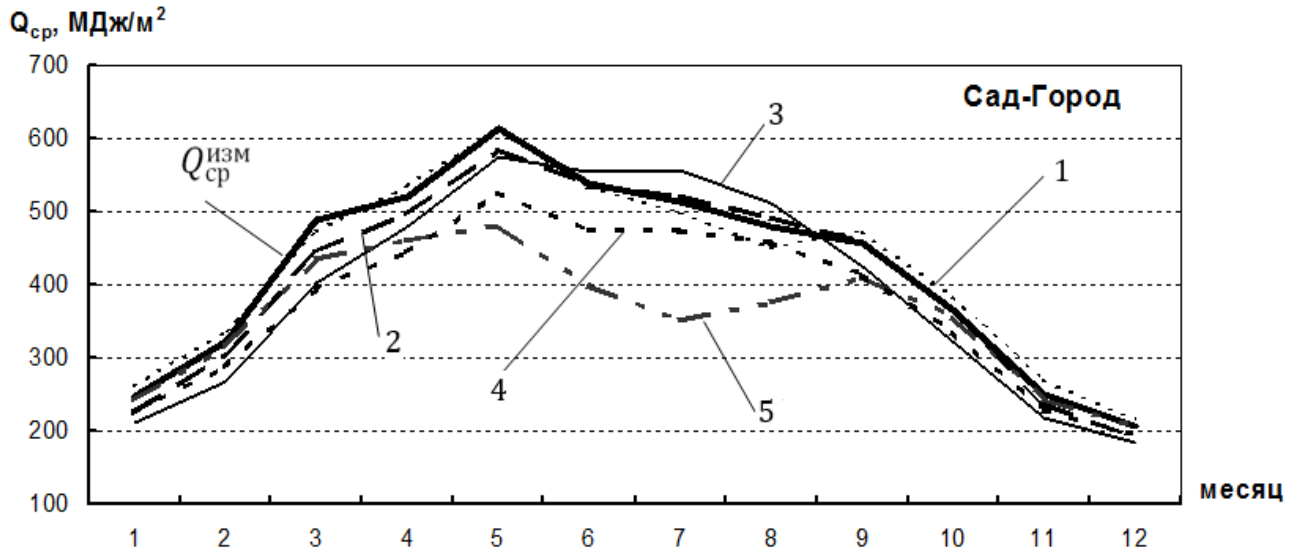


Рисунок 1.5 – Отклонение расчетных месячных значений суммарной радиации от среднемесячных значений $Q_{ср}^{изм}$ для актинометрической станции Сад-Город, суммарная радиация на горизонтальную поверхность за месяц: 1 – по зависимости (1.6); 2 – (1.5); 3 – (1.4); 4 – (1.3); 5 – (1.2)

Погрешность расчета месячных сумм интегральной радиации определилась как:

$$\delta = \left(1 - \frac{Q_{ср}}{Q_{ср}^{изм}} \right) \cdot 100\% ,$$

где $Q_{ср}$ - расчетное значение; $Q_{ср}^{изм}$ - среднемесячная сумма радиации при средних условиях облачности, рассчитанная за весь имеющийся период актинометрических наблюдений [75].

На рисунке 1.6 видно, что наиболее близкие совпадения расчетных значений $Q_{ср}$ с измеренными, получены при расчете по формулам (1.2), (1.3), но недостаточность данных по рассеянной радиации и определенные сложности в определении $Q_{я}$, ограничивают применение этих формул.

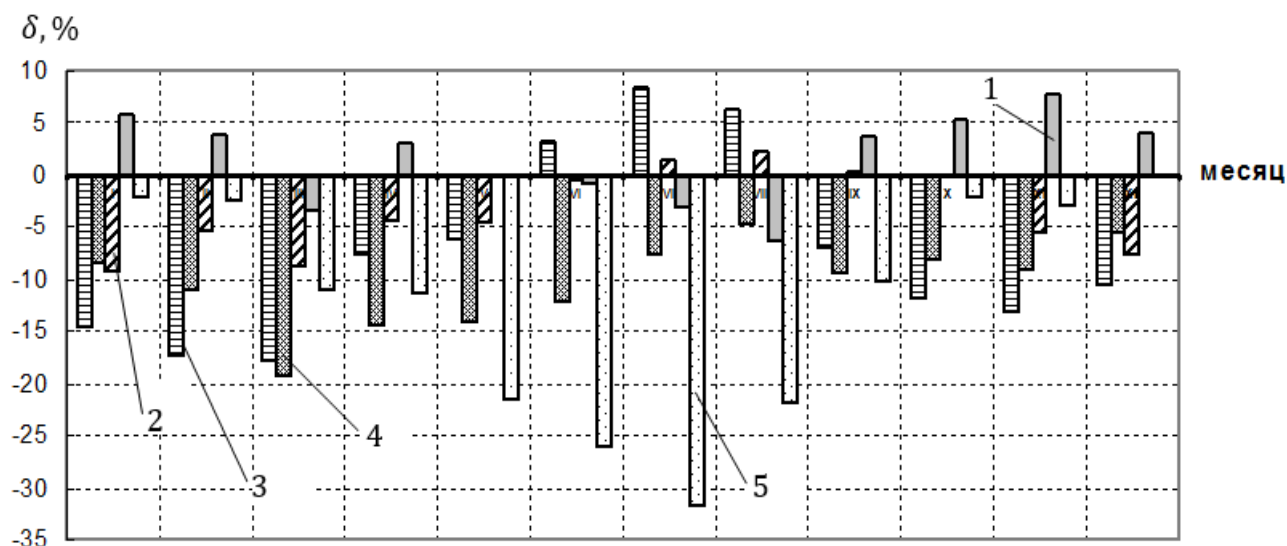


Рисунок 1.6 – Отклонение расчетных месячных значений суммарной радиации от среднемесячных значений $Q_{ср}^{изм}$ для актинометрической станции Сад-Город, погрешность расчетных данных. Цифрами обозначены номера формул: 1 – формула (1.2), 2 – формула (1.3), 3 – формула (1.4), 4 – формула (1.5), 5 – формула (1.6), по которым произведен расчет

Таким образом, в практике расчетов солнечной радиации для Дальневосточного региона отсутствуют зависимости, позволяющие с достаточной степенью точности определить поступление солнечной энергии.

Выполненный анализ позволил предложить интегральную формулу для расчета месячных сумм суммарной радиации на горизонтальную поверхность, которая учитывала бы климатические характеристики Приморского края и давала достаточную точность.

Для корректировки влияния облачности на суммарную и рассеянную радиацию нами предложено ввести дополнительный комплекс $\frac{\bar{n}}{\bar{n} + n_H}$.

Тогда приемлемая для расчета суммарной радиации $Q_{ср}$ на территории Приморского края формула (1.4) примет вид:

$$Q_{ср} = Q_0 \cdot \left(0,33 \cdot \frac{n}{\bar{n} + n_H} + 0,57 \cdot \frac{N}{N_B} \right), \quad (1.7)$$

где \bar{n} - среднее месячное количество общей облачности в баллах, n_n - среднее месячное количество нижней облачности в баллах [11, 74, 75]. Для проверки применимости выражения (1.7) на всей территории Приморского края были определены значения $Q_{\text{ср}}$ для актинометрических станций в Приморском крае, в Хабаровском крае и Амурской области. Погрешность расчетных значений $Q_{\text{ср}}$ по актинометрическим станциям Приморского края и близких к ее северной границе в Хабаровском крае приведена на рисунке 1.7.

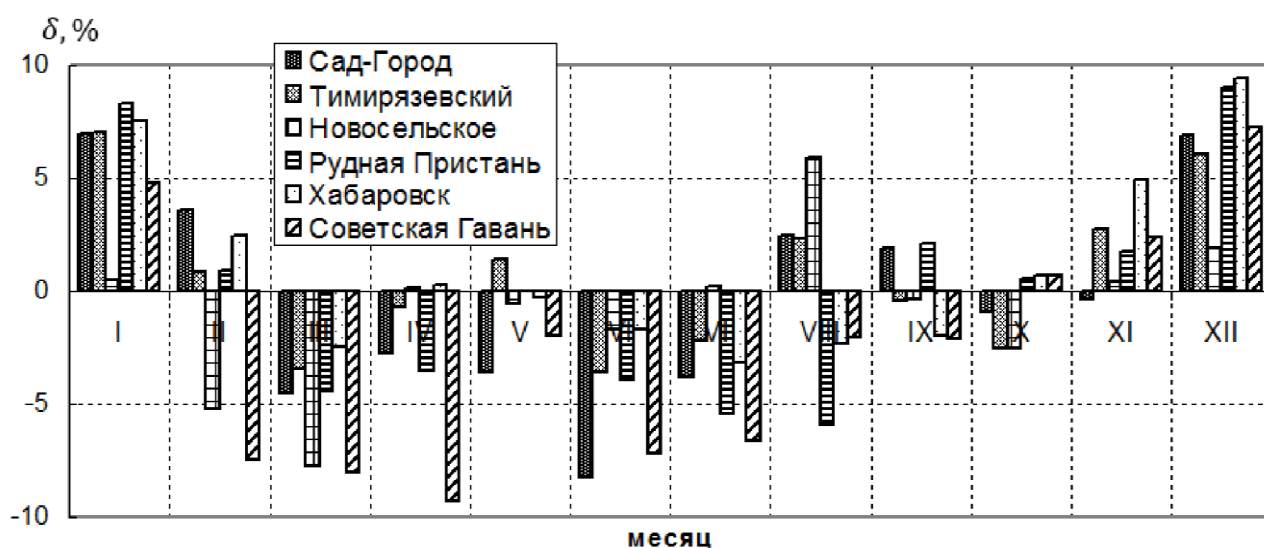


Рисунок 1.7 – Годовая изменчивость погрешности в определении месячных сумм суммарной радиации по выражению (1.7)

При сравнении расчетных $Q_{\text{ср}}$ (выражение 1.7) с измеренными $Q_{\text{ср}}^{\text{изм}}$, получаем завышенные значения в зимний период (до 9%) и заниженные в весенне - летний период (- 9%), кроме месяца мая в котором погрешность колеблется от 2,3% до - 3,6% в зависимости от типа станции метеоконтроля, что вызвано сложным влиянием облачности. Оценка погрешности вычислений показывает, что значения $Q_{\text{ср}}$, полученные по выражению (1.7), более точны, чем рассчитанные по известным формулам. Таким образом, это выражение можно рекомендовать для расчета месячных значений суммарной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность для Дальневосточного региона.

На основе методики, рекомендованной в [35, 89, 155], по выражению (1.7) разработана и в настоящее время широко используется карта поступления солнечной энергии на территорию Приморского края (рисунок 1.8).

При проведении исследований, установлено, что на территории Приморского края отчетливо прослеживаются участки со значительным поступлением солнечной энергии более 1400 кВт·ч/(м²·год) и минимальным 1100...1200 кВт·ч/(м²·год). Осредненные данные многолетних наблюдений за климатическими характеристиками Приморского края, использованные при исследованиях, а также карта среднегодового поступления солнечной энергии на горизонтальную поверхность на территории Приморского края, приведены в приложении Б.

1.3 Основные принципы конструирования комбинированных систем солнечного теплоснабжения

Основная цель создаваемых установок и систем, использующих солнечную энергию для ГВС и отопления - обеспечить теплоснабжение пользователя в полном объеме при минимальных затратах, несмотря на переменность поступления ресурса.

Выполнение поставленной цели возможно при разработке и создании комбинированных установок, использующих различные источники энергии. Необходимо различать два подхода к решению проблем энергоснабжения с использованием ВИЭ: создание комбинированных установок, объединяющих возобновляемые источники энергии и традиционную генерацию, и автономных систем (рисунок 1.9).

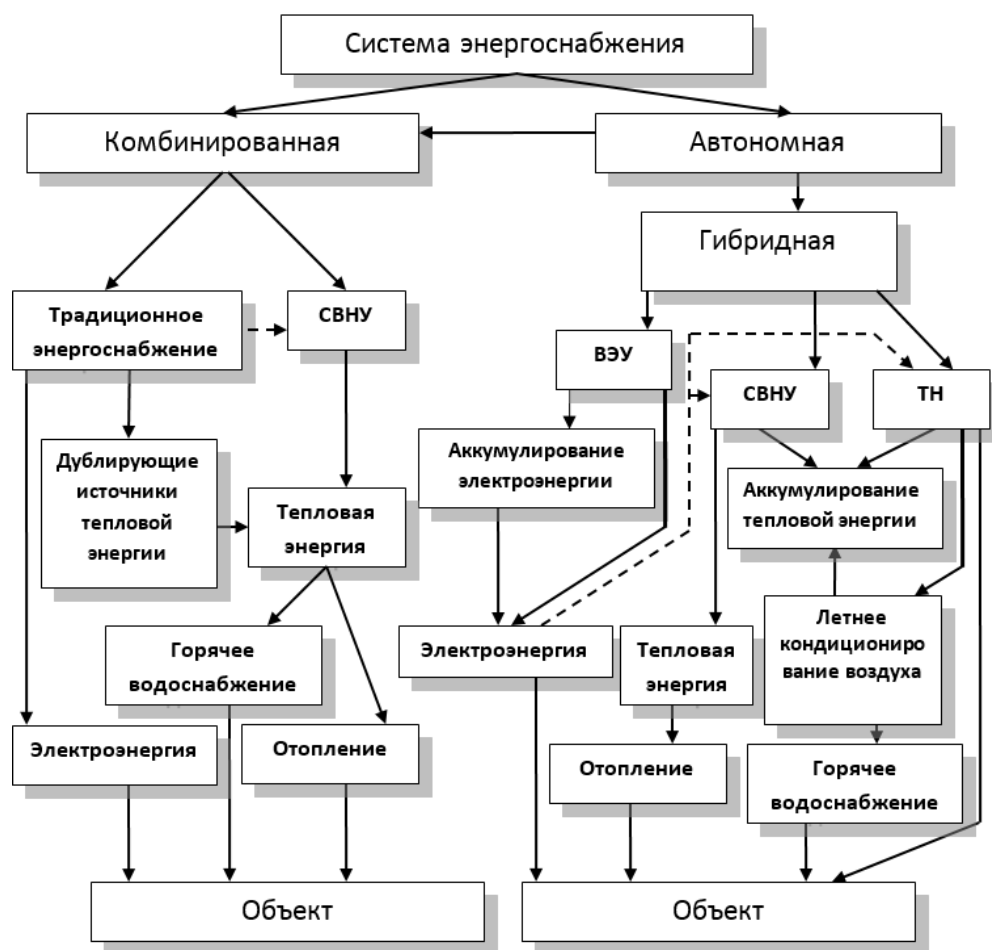


Рисунок 1.9 – Системы энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии

Комбинированные системы создаются при наличии и возможности оперативного подключения традиционного источника энергии. В этих системах теплоснабжение обеспечивается от СВНУ и при необходимости от дублирующего источника (электродкотел или котел на органическом топливе).

Комбинированные системы создаются для работы в автономном режиме при использовании только ВИЭ и обязательном наличии аккумулирующих устройств электрической и тепловой энергии. Электроэнергия в этих системах может производиться либо ветроэнергетической установкой, либо энергетической установкой на основе топливного элемента. В связи с непостоянством ветровой энергии во времени электроэнергия запасается в аккумулирующих устройствах. Она используется на удовлетворение

потребностей объекта и собственных потребностей комбинированной системы энергоснабжения.

Наиболее эффективны системы теплоснабжения, если тепловая энергия производится комплексом, включающим СВНУ, тепловой насос, и присутствует аккумулятор тепловой энергии. При сезонном аккумулировании экономически также целесообразно применить летнее кондиционирование воздуха в помещениях объекта, что позволяет обеспечить комфортные условия в помещениях объекта и вернуть в тепловой аккумулятор часть тепловой энергии, расходуемой в отопительный период.

Для исследования и определения наиболее эффективных режимов работы комбинированных гелиосистем разработана схема опытно-экспериментальной установки для теплоснабжения автономного объекта (рисунок 1.10).

Возможность регулирования расхода в контурах установки и наличие двух баков горячей и холодной воды позволяет изменять режимы работы СВНУ с тепловым насосом в широком диапазоне изменяемых параметров.

Представленная на схеме система отопления и летнего кондиционирования воздуха с тепловым насосом и грунтовым теплообменником может работать в двух режимах: в режиме отопления и в режиме летнего кондиционирования воздуха. Рекомендуется в качестве аккумулятора теплоты использовать грунтовой массив, в котором пробурены скважины, в которых размещены грунтовые теплообменники.

Избыток теплоты, вырабатываемый солнечной водонагревательной установкой в теплое время года, поступает в грунт и восстанавливает температуру грунта или даже несколько повышает ее, что обеспечит запас по производительности системы отопления при разрядке аккумулятора в отопительный период.

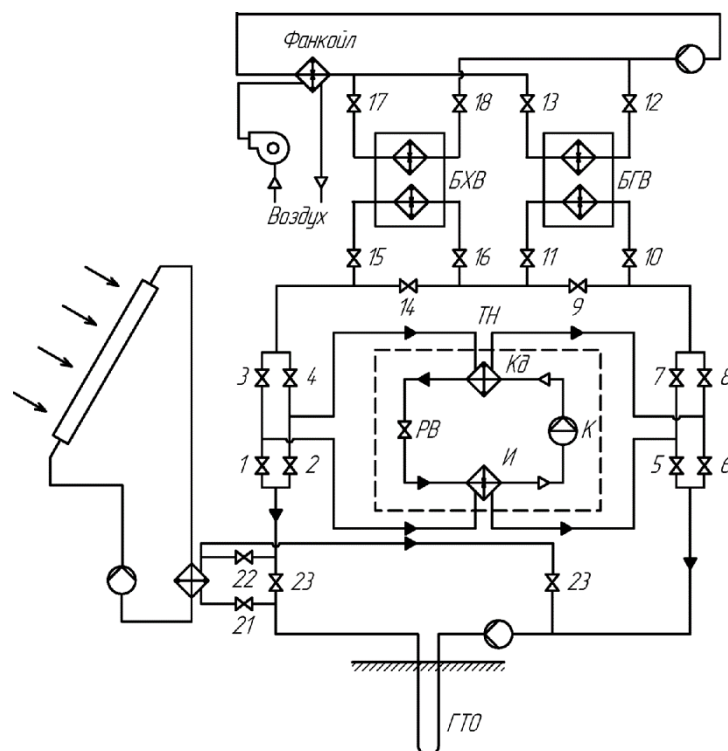


Рисунок 1.10 – Схема экспериментальной СВНУ для системы теплоснабжения с длительным аккумулярованием теплоты. ТН - тепловой насос, Кд - конденсатор, И – испаритель, К - компрессор, РВ - регулирующий клапан, ГТО - грунтовый теплообменник, БГВ - бак горячей воды, БХВ - бак холодной воды, 1-23 - регулирующие клапаны

В зимний период времени теплота грунта забирается тепловым насосом и используется для получения тепловой энергии более высокого потенциала, а в летнее время в грунт возвращается избыточная тепловая энергия, произведенная солнечной водонагревательной установкой.

При разработке комбинированных систем целесообразно применять принцип модульности, основные положения которого следующие:

- увеличение тепловой производительности и мощности системы обеспечивается набором определенного количества модулей;
- каждый модуль может работать как автономно, так и на общую систему;
- для соединения модулей при наращивании мощностей в схеме должны быть предусмотрены дополнительные присоединительные патрубки, штуцера, фланцы и т.п.;

- система автоматического контроля, регулирования и управления модулями должна обеспечивать работу модулей, как в автономном режиме, так и в общей системе.

Исследования рабочих режимов экспериментальной системы теплоснабжения с использованием СВНУ, теплового насоса и сезонного грунтового аккумулятора позволили разработать рекомендации по созданию комбинированных систем энергоснабжения с аккумулятированием теплоты, а в дальнейшем перейти к разработке комбинированных систем [49, 89, 99, 152].

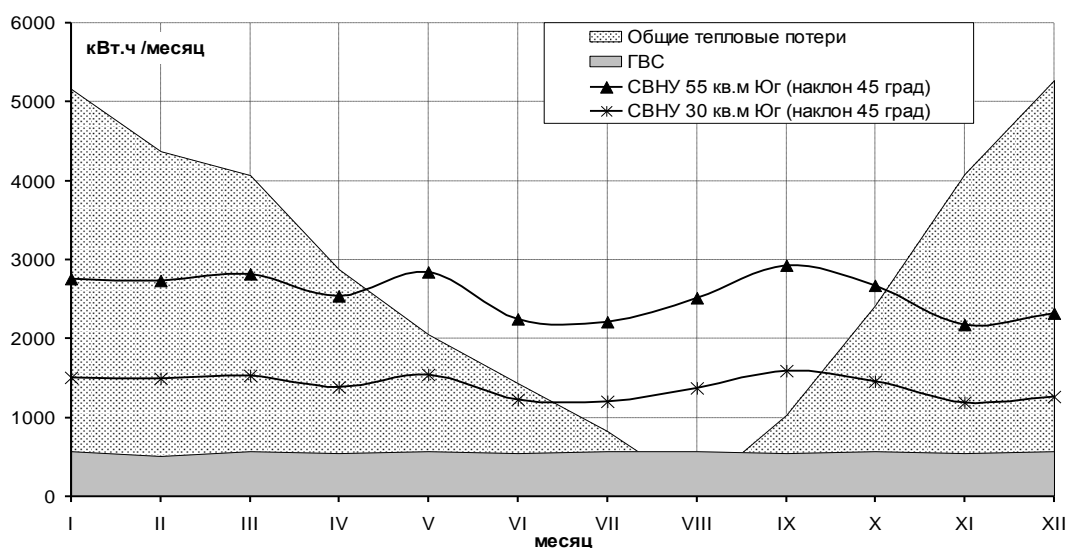


Рисунок 1.11 – Доля СВНУ в замещении тепловой нагрузки автономного объекта (г. Владивосток) в зависимости от площади солнечных коллекторов [98, 101]

Выполненными исследованиями было подтверждено, что установка тепловых насосов совместно с СВНУ в системах длительного аккумулятирования тепловой энергии является наиболее перспективным направлением применения нетрадиционных теплоэнергетических установок. Опыт эксплуатации СВНУ доказывает необходимость создания систем длительного аккумулятирования тепловой энергии избыточно производимой в теплое время года. Солнечные коллекторы генерируют в летний период значительный избыток тепловой энергии. При ее длительной аккумуляции тепловая нагрузка автономного объекта теплоснабжения может быть замещена на 50%, а при увеличении площади солнечных коллекторов - на 90% и более.

Принципиальная схема одной из внедренных в Приморском крае комбинированной системы теплоснабжения представлена на рисунке 1.12.

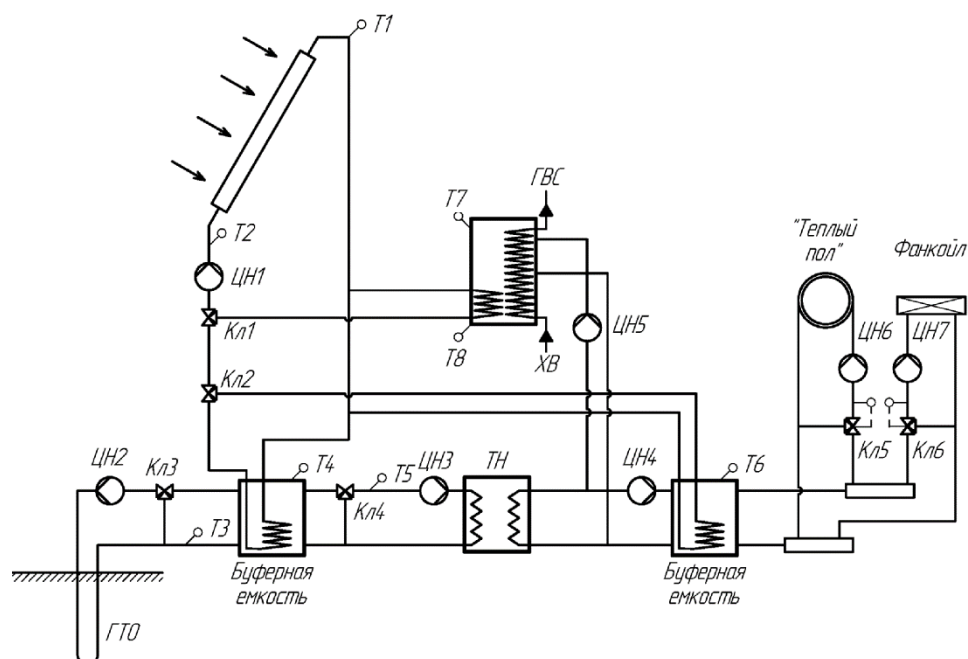


Рисунок 1.12 – Принципиальная схема комбинированной системы теплоснабжения. ТН – тепловой насос, Т1...Т8 – датчики температуры, ЦН1..ЦН7 – циркуляционные насосы, Кл1..Кл4 – трехходовые клапаны, Кл5..Кл6 – термостатические трехходовые клапаны

В соответствии с опытными данными среднегодовая эффективность солнечных коллекторов на комбинированно СВНУ достигает 0,40...0,50, коэффициент преобразования теплового насоса равен 3,0...3,5 [89]. Интегральный вклад СВНУ в теплоснабжение объекта приведен на рисунке 1.13.

Правильный выбор схемы СВНУ является важным условием для эффективного использования солнечной энергии. Существует значительное количество схем СВНУ, применяемых в системах теплоснабжения [9, 23, 34, 49, 69, 122, 139]. Все известные схемы являются различными вариантами двух основных типов СВНУ: без насоса (термосифонных или гравитационных, подключенных к водонапорным магистралям) и с насосом (с принудительной циркуляцией).

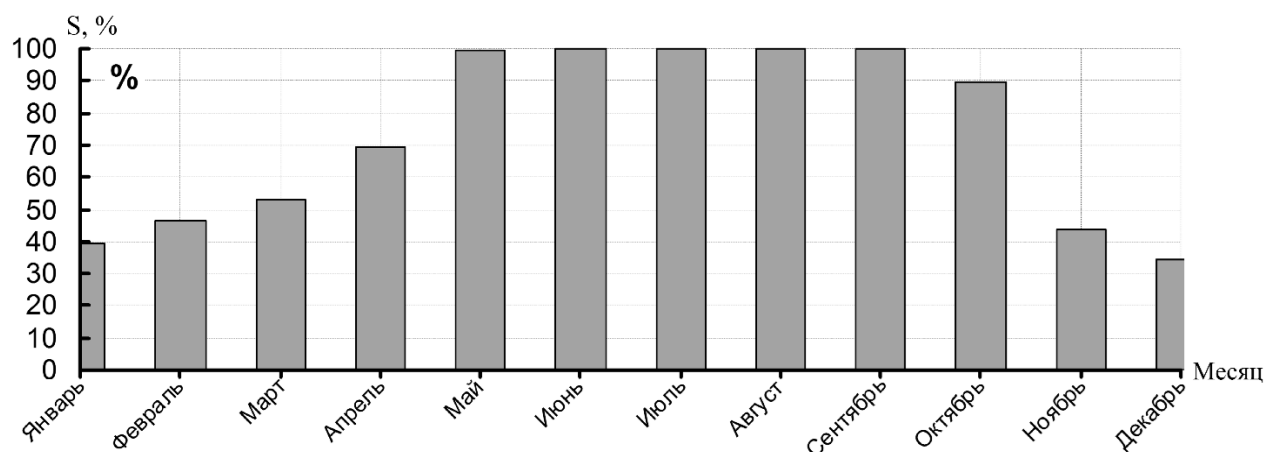


Рисунок 1.13 – Доля солнечной энергии в теплоснабжении объекта

Под конфигурацией СВНУ обычно понимается набор основных элементов солнечной водонагревательной установки, соединенных трубопроводами определенным образом, с целью обеспечения следующих требований:

- наиболее эффективное использование поступающей солнечной энергии в различные сезоны года;
- удовлетворение разнообразных запросов потребителя в наиболее полном объеме.

Использование в схемах СВНУ принудительной циркуляции теплоносителя позволяет создавать установки большой мощности, не нарушать архитектурные особенности зданий и сооружений, т.к. бак-аккумулятор может располагаться в любом удобном месте (от чердака до подвала), и изменять расход теплоносителя через солнечные коллекторы для обеспечения эффективной работы.

Даже самый высококачественный солнечный коллектор сам по себе еще не гарантирует оптимальной эксплуатации солнечной установки. Важно реализовать комплексное системное решение.

Основными компонентами, необходимыми для конструирования СВНУ, помимо солнечных коллекторов, являются:

- система автоматики управления СВНУ (для установок с принудительной циркуляцией);
- бак-аккумулятор с теплообменниками (контура солнечных коллекторов, системы горячей воды, системы отопления и др.);

- регулировочная арматура, позволяющие улучшать характеристики солнечной установки и таким образом добиваться ее максимальной тепловой производительности.

Анализ рассмотренных схем показывает, что комбинированные системы теплоснабжения (с дублирующим источником) являются наиболее эффективными при применении их на автономных объектах. Под автономными объектами понимаются отдельные производственные и технологические потребители, объекты коммунального хозяйства, отдельные фермерские хозяйства. Автономные объекты можно разделить на несколько групп по потребляемой тепловой мощности: малой мощности - 1...5 кВт (обеспечение горячей водой); средней - 10...100 кВт (отопление и горячее водоснабжение отдельных зданий, коттеджей); большой - до 1000 кВт (обеспечение тепловой энергией отдельных цехов, производственных предприятий).

Солнечную энергию успешно можно использовать, по мнению ряда исследователей [22, 83, 85, 116], для системы горячего водоснабжения, и не всегда - для систем отопления. Для определенных территорий необходимо проводить детальный анализ по продолжительности отопительного периода, а также точно учитывать количество поступающей солнечной энергии в рассматриваемом регионе перед размещением СВНУ.

Схема простейшей комбинированной системы приготовления горячей воды с использованием солнечной энергии, разработанная и внедренная на ряде автономных объектов г. Владивостока представлена на рисунке 1.14. СВНУ совместно с дублирующим источником (электрокотел) работают на один бак-аккумулятор и обеспечивают нагрев воды в нем до заданной температуры. В случае недостатка их мощности для отопления включается бойлер.

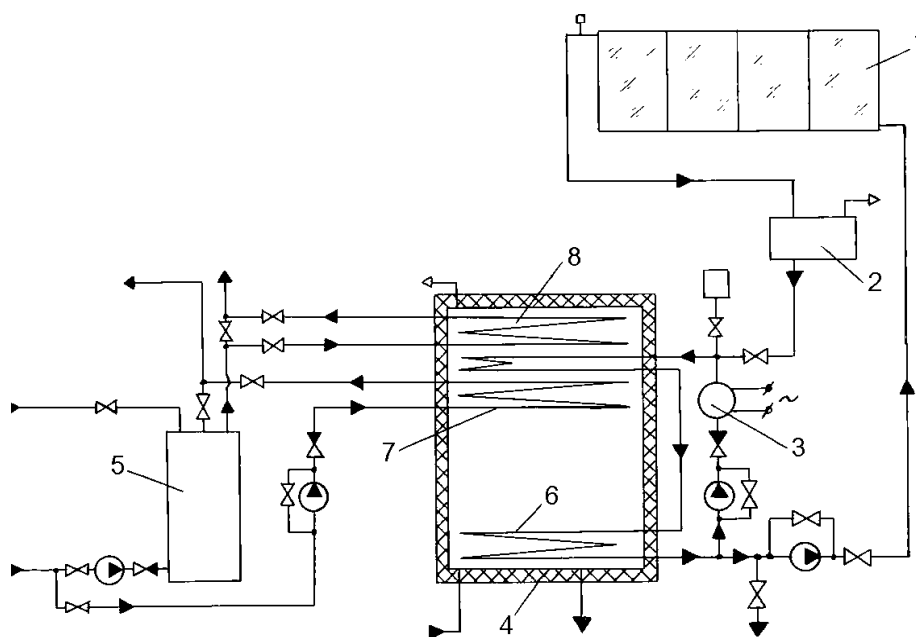


Рисунок 1.14 – Схема комбинированной солнечной установки отопления и горячего водоснабжения индивидуального объекта: 1 – солнечные коллекторы, 2 – бак для теплоносителя, 3 – электродкотел, 4 – бак-аккумулятор, 5 – бойлер, 6 – теплообменник солнечной установки, 7 – теплообменник системы отопления, 8 – теплообменник системы горячего водоснабжения

Выполненный анализ технологических решений действующих гелиоустановок и учет требований, оптимизирующих конфигурацию СВНУ, позволили разработать схему экспериментальной комбинированной СВНУ всепогодного исполнения.

Выбранная конфигурация дала возможность провести полноценные испытания СВНУ при изменении температур и расходов рабочих сред, а принятые к эксплуатации размеры коллекторов и бака-аккумулятора обеспечили достоверность при переносе результаты испытаний на разработанные и внедренные проекты СВНУ.

Выводы по главе 1

Результаты проделанной работы в объеме первого раздела обобщаются следующими положениями:

1.1. Разработана и апробирована методика для расчета интенсивности солнечного излучения с учетом климатических характеристик Дальневосточного

региона, использованная для оценки эффективности установок солнечного теплоснабжения;

1.2. На основе анализа конфигураций схем гелиоустановок, используемых в отечественной и мировой практике, предложены к реализации комбинированные системы теплоснабжения, оснащенные СВНУ, реверсивным тепловым насосом и аккумуляторами теплоты различного типа для суточного и сезонного накопления тепловой энергии;

1.3. Сформулированы основные принципы создания систем теплоснабжения с СВНУ модульного типа, позволившие разработать проекты гелиоустановок как для ГВС, так и установок для частичного покрытия отопительной нагрузки;

1.4. Обоснована конструкция экспериментальной СВНУ с тепловым насосом и аккумуляторами теплоты, при этом определены диапазоны основных показателей гелиоустановки, позволяющие с достаточной достоверностью переносить результаты расчетов и экспериментов на натурные объекты.

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Испытания солнечных коллекторов в климатических условиях Дальневосточного региона

Одной из важнейших задач при проектировании СВНУ на Дальнем востоке является определение рабочих характеристик солнечных коллекторов. В настоящее время существует множество данных по экспериментальным испытаниям коллекторов плоского типа в погодных условиях, характерных данному региону [68, 84, 113, 119, 120, 95, 122]. В то же время, исследования вакуумных коллекторов и оценка их рабочих характеристик существенно ограничено [27, 62, 89, 111].

Для проверки технических решений и испытания элементов солнечных установок и тепловых насосов был использован специализированный испытательный стенд [36, 62].

К основным параметрам, влияющим на эффективность солнечных коллекторов относят интенсивность солнечного излучения, воспринимаемого плоскостью коллектора, температуру окружающей среды, и температура теплоносителя в коллекторе [68, 71, 84, 111, 114, 120].

Эффективность солнечного коллектора определялась как отношение тепловой энергии, генерируемой коллектором, по отношению к энергии падающего излучения:

$$\eta_c = Q_{\text{пол}} / (I F_k) \quad (2.1)$$

Тепловая энергия, полученная от коллектора, определялась как разность энергии падающего солнечного излучения с учетом оптического КПД коллектора и тепловых потерь:

$$Q_{\text{пол}} = (\tau \alpha) I F_k - U_k F_k (T_k - T_v) \quad (2.2)$$

Откуда выражение для расчета эффективности солнечного коллектора можно представить в виде:

$$\eta_c = (\tau \alpha) - U_k(T_k - T_v)/I, \quad (2.3)$$

где: I – интегральная плотность солнечной энергии, падающая на m^2 абсорбера коллектора, τ – коэффициент пропускания стекла, α – поглощательная способность абсорбера, F_k – площадь коллектора, U_k – коэффициент тепловых потерь коллектора, T_k – температура теплоносителя, T_v – температура окружающей среды.

Коллектором воспринимается только количество солнечной энергии равное произведению $I \cdot (\tau \alpha) \cdot F_k$, остальная часть энергии фактически переходит в тепловые потери.

На рисунке 2.1 представлено сравнение эффективности солнечных коллекторов различных типов (неостекленных, плоских, вакуумных) и указан ориентировочный суммарный коэффициент тепловых потерь $U_k \approx 21 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ для неостекленных солнечных коллекторов; $U_k \approx 4 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ для остекленных плоских коллекторов и $U_k \approx 1,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ для коллекторов с вакуумными трубами [36, 133, 153, 167].



Рисунок 2.1 – Сравнение коллекторов по эффективности

Таким образом, при необходимости нагрева воды до средних и низких температур практически целесообразно применять плоские остекленные и

плоские неостекленные коллекторы соответственно; при необходимости нагрева воды до высоких температур – вакуумные трубчатые коллекторы.

В г. Владивостоке, с помощью специального экспериментального стенда, были проведены испытания двух основных типов коллекторов – плоского и вакуумного типов. В одно и то же время, были исследованы их рабочие характеристики, при различных расходах теплоносителя. По итогам исследования, было выявлено более эффективное применение вакуумных коллекторов за счет более длительного периода генерации, а также за счет восприятия рассеянного излучения. Также, данный тип коллекторов обладает лучшей тепловой изоляцией по сравнению с плоским типом коллекторов за счет особенностей конструкции. Процесс самоочищения от снега более длителен для коллекторов вакуумного типа, однако данному типу коллекторов характерны более высокие среднемесячные показатели по выработке тепловой энергии (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Испытание разных типов коллекторов (плоского и вакуумных трубчатых) на стенде лаборатории нетрадиционной энергетики ИПМТ ДВО РАН. Самоочищение от снега [95]

Несмотря на то, что вакуумные коллекторы очищаются от снега с задержкой по времени относительно коллекторов плоского типа, суммарные

показатели вырабатываемой энергии у коллекторов данного типа существенно выше (рисунок 2.3).

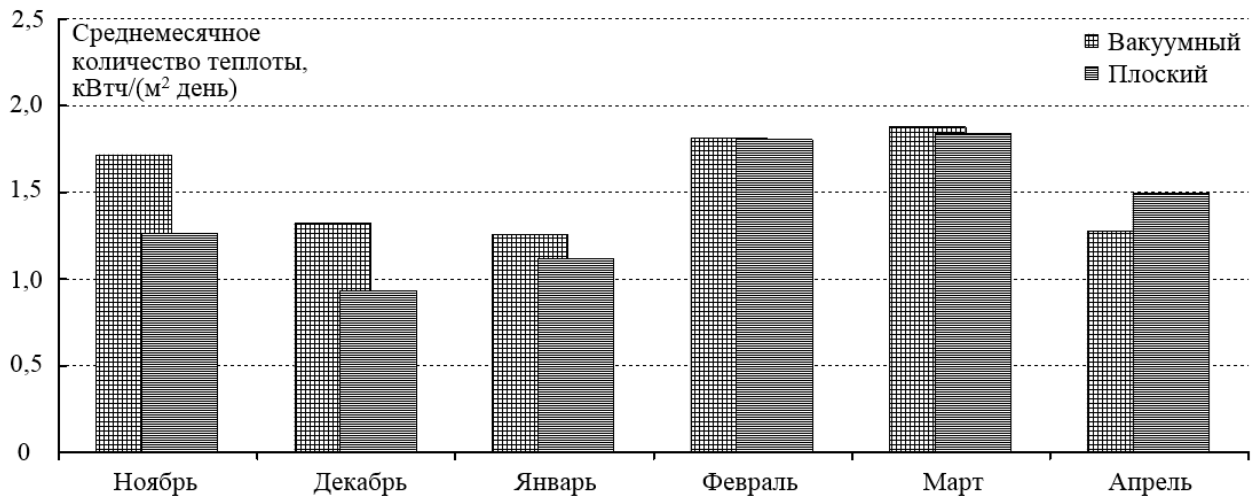


Рисунок 2.3 – Среднемесячное количество теплоты, выработанное коллекторами на опытном стенде в период с ноября 2012 по февраль 2013 гг. [95]

На основе имеющихся данных по стендовым испытаниям, дальнейшее исследование рабочих параметров проводилось для коллекторов вакуумного типа, как для наиболее часто используемых на объектах Дальневосточного региона. При проектировании систем, рассматриваются следующие технические характеристики коллектора типа ES58-1800-15R (рисунок 2.9), использованного при создании опытной СВНУ следующие [168]:

- количество труб: 30 штук;
- общая ширина (включая входные и выходные патрубки): 2575 мм;
- общая длина: 1950 мм;
- общая глубина: 155 мм;
- высота кожуха соединительного корпуса: 130 мм;
- глубина кожуха соединительного корпуса: 130 мм;
- общая площадь поверхности: 5,02 м²;
- площадь апертуры (по стеклу): 4,09 м²;
- площадь абсорбера: 2,44 м²;
- диаметр входных и выходящих патрубков: 22x1.



Рисунок 2.4 – Размещение вакуумного коллектора на стенде при проведении испытаний

Для испытаний коллекторов в качестве теплоносителя, не замерзающего при отрицательных температурах, был применен водный раствор 1,2-пропиленгликоля (40%). Комплексная энергетическая характеристика солнечного коллектора приводится в качестве определяющего показателя для сравнения данных в реальных условиях. Она определяет количество тепловой энергии, фактически выработанной коллектором за день, по отношению к количеству поступающей солнечной радиации в плоскость коллектора:

$$\mathcal{E} = f(\Delta T/Q_C),$$

где $\Delta T = (T_K - T_B)$, T_K – средняя температура теплоносителя в коллекторе, T_B – температура окружающего воздуха, Q_C – интенсивность солнечной радиации.

По итогам мониторинга характеристик рабочего процесса вакуумного коллектора, данные были проанализированы с помощью графиков аппроксимации (рисунок 2.5).

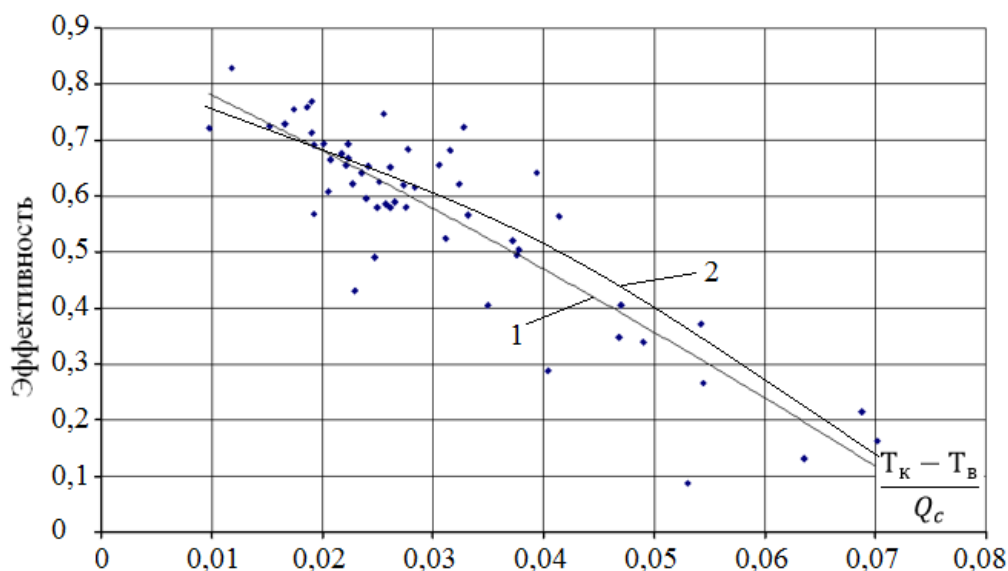


Рисунок 2.5 – Данные мониторинга рабочих процессов, энергетическая характеристика солнечного коллектора вакуумного типа $\mathcal{E} = f(\Delta T/Q_c)$; 1 – линейная аппроксимация, 2 – аппроксимация полиномом второй степени

Оценка параметров солнечного коллектора при помощи стендовых испытаний, и аппроксимация функции $\mathcal{E} = f(\Delta T/Q_c)$, помогли оценить КПД и коэффициенты потерь для вакуумного коллектора (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Показатели эффективности вакуумного коллектора

Оптический КПД	Коэффициент потерь		
	$U_k, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$	$k_1, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$	$k_2, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$
0,875	2,767	1,838	0,929

* k_1 – коэффициент потерь в окружающую среду за счет конвективного теплообмена с поверхности коллектора, k_2 – коэффициент потерь за счет отраженного радиационного излучения, $U_k = k_1 + k_2$.

В результате испытаний вакуумного коллектора определено, что за осенне-зимний период (с 23.09.2013 по 05.12.2013) удельный показатель выработки тепловой энергии коллектором составил 132 кВт·ч на 1 м² абсорбера. В течение дня, поступление солнечной радиации варьируется из-за периодической облачности, на что указывает удельная выработка тепловой энергии солнечным коллектором (рисунок 2.6). Таблица показателей работы вакуумного коллектора, полученных при проведении испытаний, приведена в приложении В.



Рисунок 2.6 – Диаграмма поступления солнечной радиации и удельной выработки тепловой энергии вакуумным солнечным коллектором (осенне-зимний сезон 2013 г.) [95]

Угол наклона коллектора и азимут являются основными параметрами, определяющими его ориентацию. Максимальное количество солнечной энергии будет воспринято абсорбером в случае, если он непрерывно расположен под прямым углом к источнику излучения. Поэтому, ориентация коллектора должна меняться, следуя за солнцем не только в зависимости от времени суток, но и в зависимости от времени года. Практически, целесообразно устанавливать статичное расположение коллектора под оптимальным углом, варьируемым в пределах от 25 до 70° . Так как пиковая инсоляция приходится на середину дня, рекомендуется ориентировать плоскость коллектора строго на юг. С целью проверки известной гипотезы, экспериментальный стенд был ориентирован в различных направлениях. Полученные данные по проверке поступления солнечной энергии на поверхность коллектора представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Показатели солнечных коллекторов вакуумного типа при различных углах наклона к горизонту (осредненные данные экспериментов, г. Владивосток)

Период	Угол наклона коллекторов		
	0°	45°	90°
Показатели работы вакуумных коллекторов	0°	45°	90°
Суммарная среднегодовая энергия солнечного излучения, кВт·ч/(м ²)	1240	1552	1255
Тепловая генерация коллектора, кВт·ч/(м ²)	1085	1350	1190
Температура воды за коллектором, °С	57	87	73

Измерения показателей работы солнечного коллектора проводились в период февраль – март 2012 г. Данные, полученные при снятии рабочих температур коллектора плоского типа в зимний период приведены на рисунке 2.7.

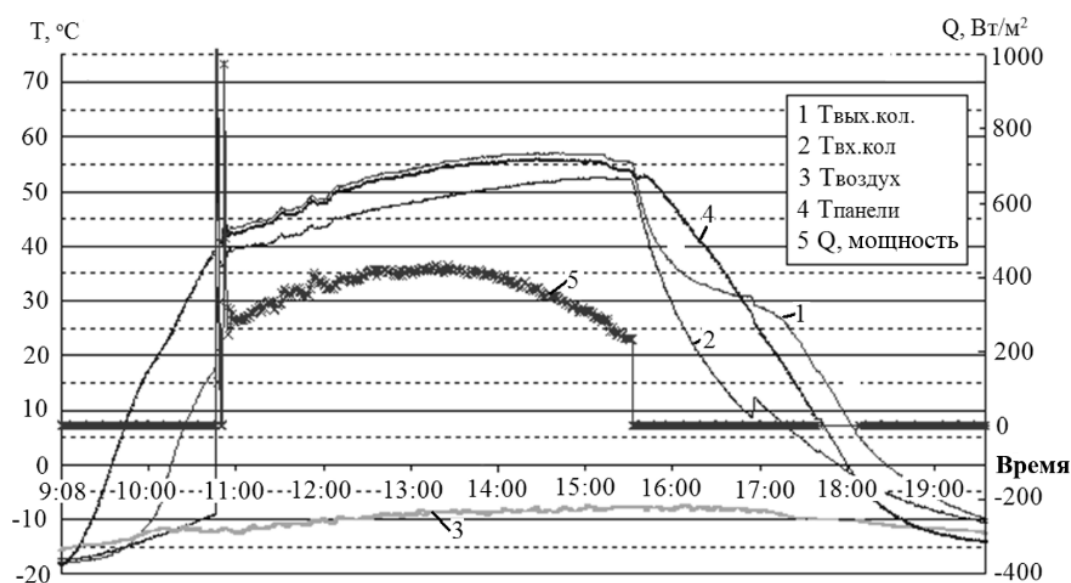


Рисунок 2.7 – Рабочие температуры стендовых испытаний коллектора плоского типа [95]

При аналогичном испытании коллектора с вакуумными трубами, максимальная эффективность коллекторов при интенсивности солнечной радиации 1000Вт/м² составила около 0,75%, что эквивалентно удельной тепловой мощности солнечного коллектора в 750 Вт/м². Эффективность обоих

типов коллекторов по результатам исследований представлены на рисунке 2.8, в сравнении с теоретическими данными.

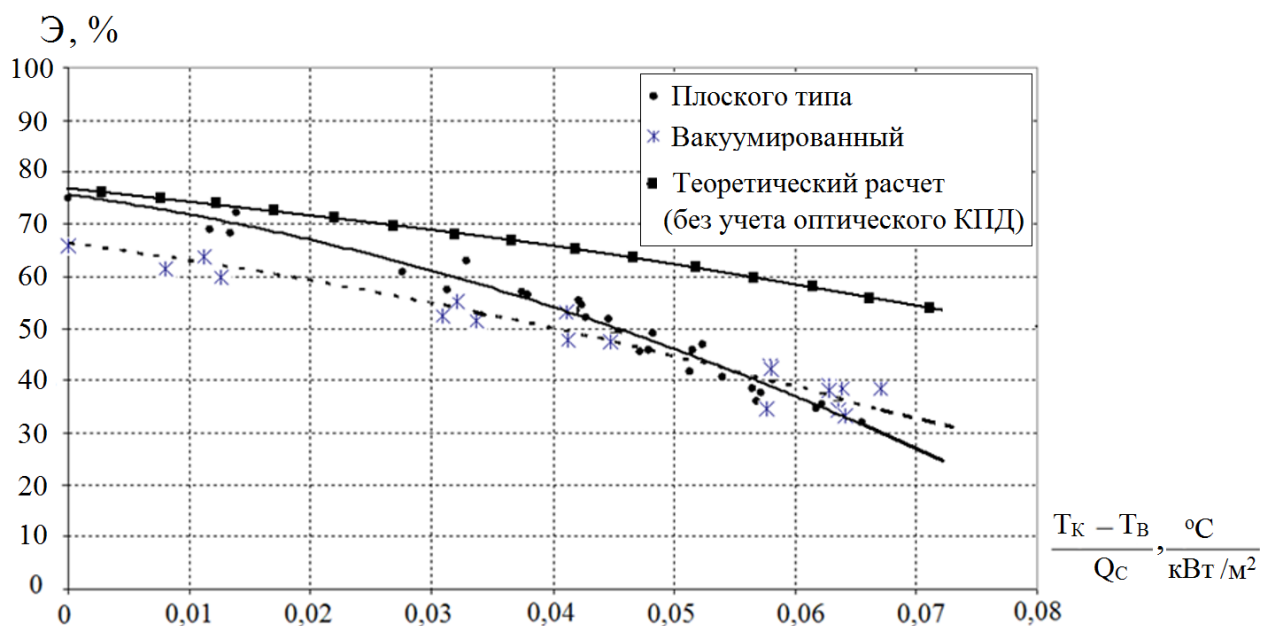


Рисунок 2.8 – Экспериментальные данные по определению энергетической характеристики солнечных коллекторов в сравнении с теоретическими данными [95]

Следующие рекомендации по монтажу и эксплуатации вакуумных коллекторов были установлены после проведения мониторинга режимов их работы:

1. На месте эксплуатации коллекторы устанавливаются так, чтобы азимут их расположения совпадал с направлением на юг с возможными отклонениями на восток до 20° , а на запад – до 30° . При превышении указанных отклонений, существенно снижается тепловая производительность коллекторов. Статичным задается угол наклона солнечного коллектора по отношению к уровню горизонта. Данный параметр устанавливается в соответствие с работой системы (принимается как исходное условие размещения коллектора);

2. Для круглогодично используемых коллекторов, угол наклона устанавливается равным географической широте местности, для используемых только в летний период – широте местности -15° , а для используемых только в зимний период – широте местности $+15^\circ$;

3. При монтаже и заполнении коллектора теплоносителем необходимо затенять остекление коллектора для предотвращения перегрева;

4. Без применения в системе компенсаторов теплового линейного расширения рекомендуется вводить в эксплуатацию до трех коллекторов;

5. Для предотвращения затенения части пространства солнечной системы, следует монтировать ряды установки на расстоянии более 1,7 высоты применяемого коллектора в случае использования системы круглый год, и не менее 1,2 высоты применяемого коллектора в случае использования системы только в летнее время года;

6. Заправка теплоносителя производится в холодные коллекторы для снижения влияния внутреннего теплового удара, с минимальной скоростью, чтобы избежать образования воздушных пробок в системе;

7. Коллекторы должны всегда устанавливаться таким образом, чтобы они не были под снегом при любом возможном снегопаде;

8. Максимальное давление, допустимое в системе циркуляции - 10 бар;

9. Теплоноситель должен проверяться раз в два года относительно морозостойкости и величины рН фактора;

10. Коллектор или батарея коллекторов должны быть осмотрены визуально один раз в год на предмет любого повреждения. Также, следует промывать поверхность при периодическом загрязнении остекления, с целью восстановления светопропускания.

Экспериментально подтверждено, что солнечные коллекторы с вакуумными трубками лучше всего удовлетворяют температурным требованиям, предъявляемым к теплоносителю (50 – 95 °С) в процессе эксплуатации СВНУ. Данный тип коллекторов имеет внутренний медный стержень, находящийся в запечатанной вакуумной трубке «термосе», и практически не имеющий тепловых потерь в окружающую среду. Средний период эксплуатации вакуумного коллектора составляет 20 - 25 лет. За свой срок службы солнечный коллектор производит порядка 80 000 кВт·ч тепловой

энергии. В день в среднем по году солнечный вакуумный коллектор ES 58/1800-30 R1 производит до 10 кВт·ч тепловой энергии, и около 3 500 кВт·ч в год.

Теоретические расчеты и практические эксперименты показывают, что эффективность солнечного коллектора возрастает при снижении температуры циркулирующего теплоносителя. Поэтому, оправдано снижение температуры воды, находящейся в основном баке-аккумуляторе за счет отбора теплоты в резервный контур, с применением теплового насоса. Данная схема позволила реализовать более эффективное решение комбинированной СВНУ, которую можно внедрить на сравнительно крупные социальные, и промышленные объекты в Дальневосточном регионе.

Основываясь на опыте эксплуатации вакуумных коллекторов и идей, заложенных в проекте комбинированной СВНУ как установки теплоснабжения с длительным аккумулированием тепловой энергии, дооснащенной тепловым насосом, были спроектированы и построены несколько систем горячего водоснабжения для промышленных, социальных объектов и индивидуальных потребителей в Приморском крае [89].

2.2. Методика определения характеристик солнечных коллекторов при конструировании солнечных водонагревательных установок

Для того, чтобы оценить эффективность солнечного водонагревателя с солнечным коллектором вакуумного типа (например, типа ES 58/1800-30R) в зависимости от места установки и времени года производится теплоэнергетический расчет. Средняя месячная сумма солнечной радиации $q_{ск}$ определена по таблице 2.4 при наиболее выгодном угле установки. Для расчета среднего значения теплоты, получаемого коллектором в течение одного дня и используемого для нагрева теплоносителя применяется зависимость:

$$Q_{сд} = q_{ск} F_{ск} \eta_{ск} , \quad (2.1)$$

где $F_{ск}$ - площадь абсорбера солнечного коллектора; $\eta_{ск}$ – КПД коллектора (см. таблицу 2.2).

Определяется объем воды V_B , нагреваемый солнечным коллектором в течение светового дня до требуемой температуры t_1 :

$$V_B = Q_{сд}/0,0011t_1. \quad (2.2)$$

При известном значении объема нагреваемой воды аналогично рассчитывается температура нагрева воды в баке-аккумуляторе СВНУ (без учета тепловых потерь в гидравлической схеме установки).

При высокой солнечной активности в январе в г. Владивостоке (широта 43,1) при угле установки 50° удельная производительность коллекторов ES 58/1800-30R составляет $169 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. При номинальной рабочей площади абсорбера солнечного коллектора $F_{ск} = 2,411 \text{ м}^2$, среднее дневное тепловосприятие равно $Q_{сд} = 10,86 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. Месячные и годовые среднеинтегральные значения суммарной солнечной радиации приведены в приложении Г.

Используя экспериментальные данные, определяется количество солнечных коллекторов, необходимых для СВНУ с заданным объемом теплового аккумулятора:

$$N_K = V_6 \cdot \rho_B \cdot C_B \cdot (t_1 - t_0)/Q_{сд}, \quad (2.3)$$

где V_6 - объем бака аккумулятора, t_0 - начальная температура нагрева воды в системе ГВС.

Часто солнечные коллекторы размещаются не в специально оборудованных местах и не под точно выверенным углом наклона к горизонту. Это означает, что угол между плоскостью солнечного коллектора и горизонтом, а также и отклонение положения солнечного коллектора относительно направления на юг могут быть любыми. В такой ситуации табличные данные о поступлении солнечной радиации для определенного региона не всегда приемлемы для инженерного расчета солнечной энергосистемы [170].

В работе предложена методика, обеспечивающая расчет выработки тепловой энергии солнечным коллектором без использования табличных данных о поступлении солнечной радиации.

Солнечный тепловой поток, падающий на произвольную плоскую поверхность равен:

$$Q = Q_{\text{пр}} + Q_{\text{рас}}, \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{пр}}$ – прямая составляющая солнечного теплового потока; $Q_{\text{рас}}$ – отраженный и рассеянный солнечный тепловой поток.

Прямой солнечный тепловой поток, падающий на произвольную плоскую поверхность в общем случае определяется формулой

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{макс.}} K_{AM} \cos \theta, \quad (2.5)$$

где $Q_{\text{макс.}} = 1367 \text{ Вт/м}^2$ – солнечная постоянная; θ – угол падения солнечных лучей на произвольную поверхность; K_{AM} – коэффициент, учитывающий поправку на воздушную массу, которую необходимо пройти световому лучу.

Косинус угла падения солнечных лучей для северного полушария Земли может определяться по формуле предложенной в [122]:

$$\cos \theta = \sin \beta [\cos \delta (\sin \varphi \cos \alpha \cos \omega + \sin \alpha \sin \omega) - \sin \delta \cos \varphi \cos \alpha] + \cos \beta (\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi), \quad (2.6)$$

где φ – географическая широта местности размещения солнечного коллектора; α – азимутальный угол поверхности солнечного коллектора, β – угол наклона плоскости гелиоколлектора к горизонтальной плоскости; δ – угол склонения Солнца; ω – временной угол Солнца, связанный с часовым временем формулой

$$\omega = t \cdot \frac{\pi}{12}, \quad (2.7)$$

где t – солнечное время, измеряемое относительно времени солнечного полдня и выраженное в часах.

Угол склонения определяется как

$$\delta = 23,45 \cdot \left[\frac{2\pi}{365} (284 + D) \right], \quad (2.8)$$

где D – порядковый номер дня в году.

Коэффициент K_{AM} приближенно вычисляется по эмпирической зависимости [9]

$$K_{AM} = 1,1254 - 0,1366 \cdot \frac{1}{\sin \gamma}, \quad (2.9)$$

где γ – угол положения Солнца над горизонтом в момент времени ω , синус которого определяется по формуле [64, 65]

$$\sin \gamma = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega. \quad (2.10)$$

Дополнительно к прямой солнечной радиации на поверхность поступает и рассеянная радиация (небесный свет). На основании ранее полученных данных [13] рассеянная радиация на горизонтальную поверхность рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{рас}} = 137,1 - 14,82 \cdot \frac{1}{\sin \gamma}. \quad (2.11)$$

Расчетная выработка тепла солнечным коллектором определяется выражением

$$Q_K = Q_\eta; \quad (2.12)$$

$$\eta_{\text{СКП}} = \eta_{\text{ОПТ}} - k_{1П} \frac{T_K - T_B}{Q_C} - k_{2П} \frac{(T_K - T_B)^2}{Q_C}, \quad (2.13)$$

где η – тепловая эффективность (КПД) солнечного коллектора; $\eta_{\text{ОПТ}}$, $k_{1П}$, $k_{2П}$ – оптический КПД и коэффициенты потерь солнечного коллектора (приводятся в паспорте и корректируются после проведения испытаний коллектора на стенде); T_B – температура окружающей среды; T_K – средняя температура теплоносителя внутри коллектора, ориентировочно может быть найдена по формуле:

– для плоских и проточных трубчатых коллекторов

$$T_K = (T_{\text{ВХ}} - T_{\text{ВЫХ}})/2, \quad (2.14)$$

– для вакуумных трубчатых коллекторов

$$T_K = T_{\text{ВЫХ}}, \quad (2.15)$$

где $T_{\text{ВХ}}$ и $T_{\text{ВЫХ}}$ – температура теплоносителя на входе и выходе коллектора.

Схема осредненных значений тепловых потерь с вакуумного коллектора приведена на рисунке 2.9.

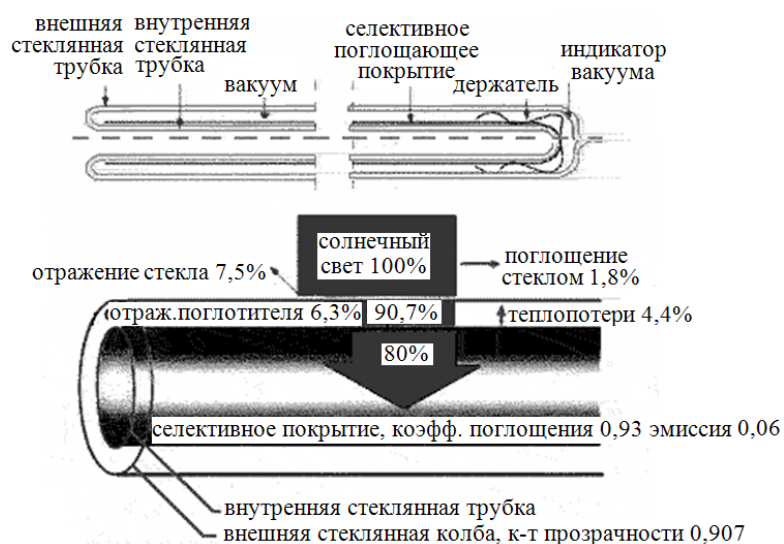


Рисунок 2.9 – Тепловые характеристики вакуумного коллектора

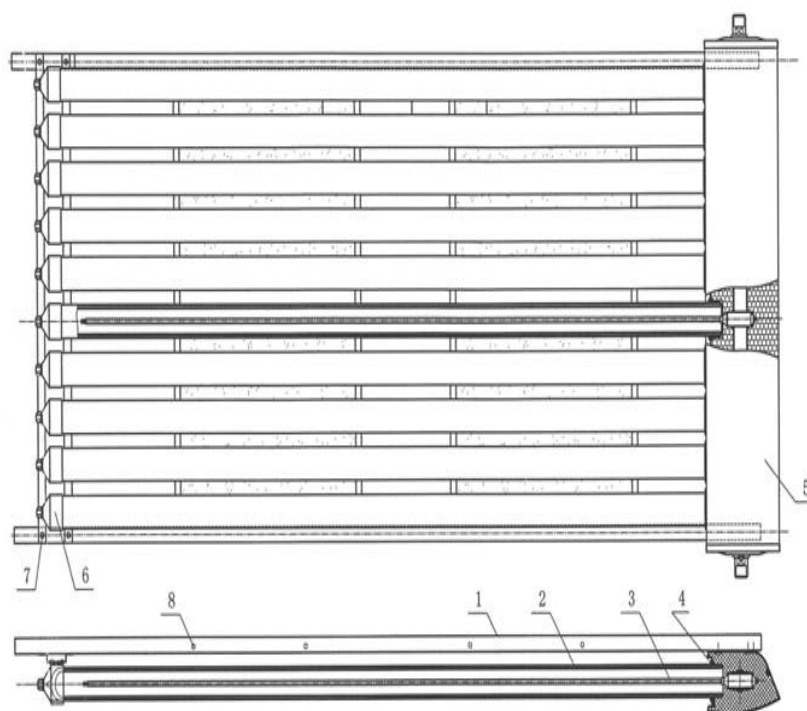


Рисунок 2.10 – Структурная схема вакуумного коллектора: 1 - подставка; 2 - вакуумная трубка; 3 - медный сердечник; 4 - уплотнение; 5 - манифольд; 6 - нижнее крепление; 7 - соединительные болты; 8 – опорная рама.

Расчетные параметры основаны на следующих данных: площадь апертуры (концентрирующего отражателя, расположенного внутри трубки) $0,936\text{м}^2$, площадь поглощения отражателя и медного сердечника $0,808\text{м}^2$, $\eta_1 = 0,734$; $\eta_2 = 0,850$.

Вакуумным коллекторам ES 58-1800-30R характерны следующие технические параметры: 30 вакуумных трубок; наружный диаметр вакуумной трубки равен 58мм; внутренний диаметр вакуумной трубки равен 47мм; длина вакуумной трубки составляет 1800мм; площадь апертуры составляет 2,791 м²; площадь поглощения составляет 2,411 м²; объем теплоносителя равен 2,3л; максимальное давление – 1МПа; рабочее давление – 6Мпа; диаметр конденсатора в тепловом сердечнике – 24мм; длина конденсатора в тепловом сердечнике – 90мм; диапазон рабочих температур – от -40°С до +300°С. Составные элементы коллектора ES 58-1800-30R: медный теплообменник и тепловой сердечник; алюминиевая рама и подставки; полиуретановая теплоизоляция.

По рассмотренной методике произведен расчет энергетической эффективности работы вакуумного солнечного коллектора ES 58-1800-30R (расчетная кривая на рисунке 2.8). Сравнение результатов расчета и экспериментальных данных показывает их близкое совпадение, что подтверждает возможность использования разработанной методики расчета солнечных коллекторов для практических задач. Технические данные исследуемых типов коллекторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Основные технические данные вакуумных коллекторов типа ES58 [168]

Наименование данных	Параметры данных				
	ES58-1800-10R	ES58-1800-15R	ES58-1800-20R	ES 58-1800-25R	ES 58-1800-30R
Тип коллектора	ES58-1800-10R	ES58-1800-15R	ES58-1800-20R	ES 58-1800-25R	ES 58-1800-30R
Общая площадь, м ²	1,1715	2,563	3,377	4,121	4,901
Глубина коллектора, м	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189
Площадь апертуры, м ²	0,936	1,395	1,860	2,326	2,791
Площадь поглощения, м ²	0,808	1,206	1,607	2,009	2,411
Масса пустого коллектора, кг	39,6	54,8	73,0	91,5	106,0
Объем теплоносителя, л	0,7	1,065	1,4	1,85	2,3

2.3 Особенности эксплуатации солнечных вакуумных коллекторов в структуре экспериментальной гелиоустановки

Экспериментальная часть исследований по определению характеристик солнечных коллекторов в промышленных условиях проводилась на опытной солнечной водонагревательной установке, смонтированной на одном из зданий ДВФУ в г. Владивостоке, предназначенной для горячего водоснабжения гостиницы при общежитии университета.

Установка состоит из 33 солнечных коллекторов типа ES 58-1800-30R, включенных параллельно (5 модулей по 5 коллекторов и 2 модуля по 4 коллектора), бака-аккумулятора, водо-водяных пластинчатых теплообменников, расширительного мембранного бака, циркуляционных насосов и соединительных трубопроводов. Схема установки трехконтурная: контур теплоносителя (тосола), контур бака-аккумулятора, контур горячего водоснабжения. Все солнечные коллектора работают на один бак-аккумулятор. Бак-аккумулятор, примененный в установке, состоит из трех секций заводского исполнения. На выходе из каждого модуля солнечных коллекторов установлены показывающие термометры для контроля за температурой теплоносителя.

В СВНУ применены два пластинчатых паяных теплообменника «ALFA LAVAL». Данные теплообменники имеют высокую прочность и надежность (рабочее давление для паяных теплообменников до 30 кг/см^2 , для разборных, со стойкими к тосолам уплотнениями, до 14 кг/см^2). Для того, чтобы исключить попадание теплоносителя в систему горячего водоснабжения принята схема с промежуточным баком-аккумулятором. В теплообменнике горячей воды давление со стороны горячей воды (более 2 кг/см^2), что исключает попадание теплоносителя из контура бака-аккумулятора (максимальное давление $0,4 \text{ кг/см}^2$) в системы горячего водоснабжения. На каждом теплообменнике, на входе и выходе, установлены контрольно-измерительные приборы (термометры и манометры).

На всасывающем и нагнетательном патрубке циркуляционных насосов установлены манометры и на каждом насосе, на всасывающем и нагнетательном

патрубке, установлены клапана. На циркуляционных насосах, установленных по два, на нагнетательном трубопроводе, перед каждым насосом, до клапана установлены обратные клапаны.

Для повышения надежности эксплуатации СВНУ предусмотрена установка двух циркуляционных насосов в каждом контуре (один – рабочий, второй – резервный). Рабочий ресурс применяемых насосов (фирмы Wilo) составляет не менее 10 лет. Емкость бака-аккумулятора позволяет накапливать тепловую энергию в количестве, достаточном для технического обслуживания насосов.

Данная солнечная водонагревательная установка является пилотной экспериментальной установкой средней мощности (тепловая мощность до 60 кВт). Установка также оснащена контрольно-измерительным оборудованием для дистанционного снятия характеристик системы (см. раздел 4). Основные технические характеристики опытной СВНУ:

Проектная мощность установки – 70 кВт;

Площадь солнечных коллекторов – 150 м²;

Объем баков теплоаккумулятора – 10 м³.

Общий вид поля солнечных коллекторов опытной СВНУ представлен на рисунке 2.11.



Рисунок 2.11 – Размещение и обвязка солнечных коллекторов СВНУ на крыше здания ДВФУ

Подробное описание структуры и режимов работы исследуемой СВНУ

приведено в разделе 3 и приложении Р. При проведении испытаний определялась характеристика тракта 1 контура, включая солнечные коллекторы. Установлено, что в случае использования в качестве теплоносителя в СВНУ этиленгликоля и подобных химических растворов необходимо учитывать влияние температурного режима на гидравлическое сопротивление тракта и качественные показатели теплоносителя (таблица 2.4).

Сравнение результатов гидравлического расчета и данных измерений сопротивления тракта комплекса приведено на рисунке 2.12. Как следует из приведенных графиков, при увеличении температуры в контуре циркуляции за счет снижения вязкости раствора этиленгликоля наблюдается некоторое снижение гидравлического сопротивления тракта ΔH_T . Однако в зоне принятых значений расхода среды ($G_T = 2 \dots 3$ т/час) этот показатель изменяется не более чем на 15 – 20%. Такое изменение гидравлического сопротивления не оказывает существенного влияния на режим работы циркуляционных насосов.

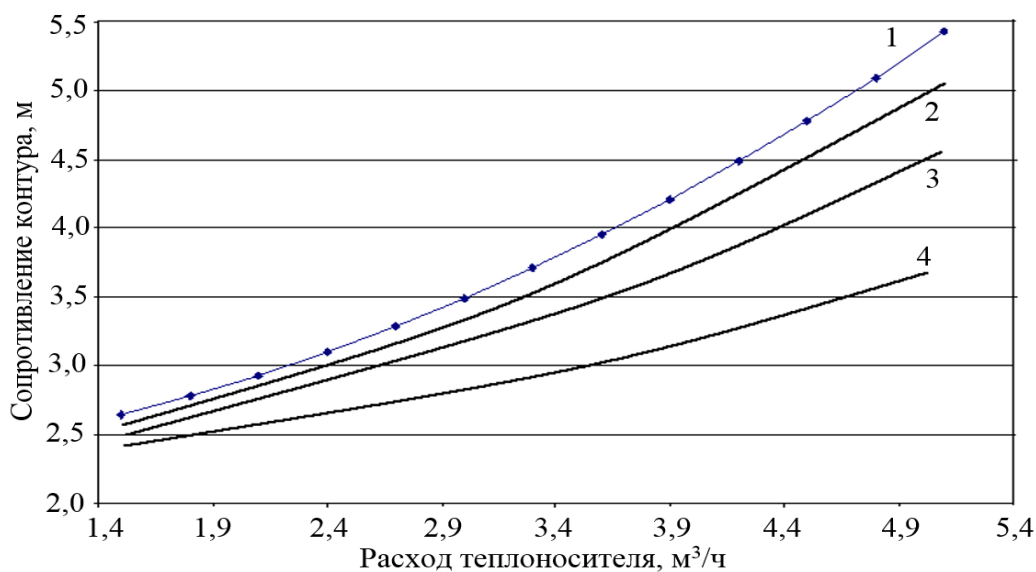


Рисунок 2.12 – Гидравлическая характеристика первого контура СВНУ: 1 - расчет при температуре теплоносителя за солнечным коллектором $T_1 = 20$ °C; 2, 3, 4 – опытные данные при $T_1 = 20, 40$ и 60 °C соответственно

Гидравлическая характеристика тракта (диапазон изменения гидравлических потерь в контуре) позволяет применить режим регулирования расхода теплоносителя в первом контуре (например, частотным регулированием насосов) при необходимости увеличения интегрального КПД солнечных

коллекторов. Плотность, кинематическая вязкость и удельная теплоемкость водного раствора этиленгликоля в зависимости от температуры и концентрации раствора указаны в приложении Н.

В таблице 2.4 приведены осредненные показатели вакуумных коллекторов, установленных на опытной СВНУ, рассчитанные на основе опытных данных, полученных в 2012 г.

С учетом климатических условий, характерных для Приморского края, повышенная выходная мощность одного солнечного коллектора в течение суток зимой связана с высокой солнечной активностью и минимальным количеством облачных дней. При значительно большем интервале времени солнечного сияния в летний период дневная и месячная выработка теплоты коллекторами в зимний период меньше только на 10 - 15%. В основном это обусловлено снижением эффективности (интегрального КПД) солнечных коллекторов в зимний период из-за повышенных тепловых потерь в окружающую среду.

Таблица 2.4 – Результаты испытаний солнечных вакуумных коллекторов в промышленных условиях

Месяц	Продолжительность работы, ч.	Эффективность	Средняя выходная мощность, Вт	Дневная выработка, Вт·ч	Месячная выработка, кВт·ч
1	7,4	0,521	1126	8330	258
2	8,6	0,546	1170	10063	281
3	10,0	0,578	1143	11430	354
4	11,4	0,566	879	10026	300
5	13,2	0,574	754	9946	308
6	13,0	0,567	698	9076	272
7	13,0	0,605	737	9584	297
8	12,2	0,635	812	9905	307
9	11,0	0,640	965	10614	318
10	9,4	0,625	1126	10588	328
11	8,2	0,581	1123	9205	276
12	7,4	0,522	1002	7416	229

Расчет эффективности коллекторов СВНУ был выполнен по формуле, аналогичной зависимости (2.1):

$$\eta = \rho C G (T_1 - T_2) / F I, \quad (2.16)$$

где T_1 и T_2 – температуры теплоносителя подающегося от солнечных коллекторов к теплообменнику, и от теплообменника к солнечным коллекторам, соответственно; G – расход теплоносителя; F – площадь апертуры солнечных коллекторов; Q_C – плотность прямого солнечного излучения перпендикулярно плоскости коллекторов.

Обобщающий график зависимости эффективности солнечных коллекторов (интегрального КПД) от температуры теплоносителя на входе в коллекторы T_1 и плотности потока солнечного излучения Q_C за период исследований (2010 – 2013 гг.) представлен на рисунке 2.13.

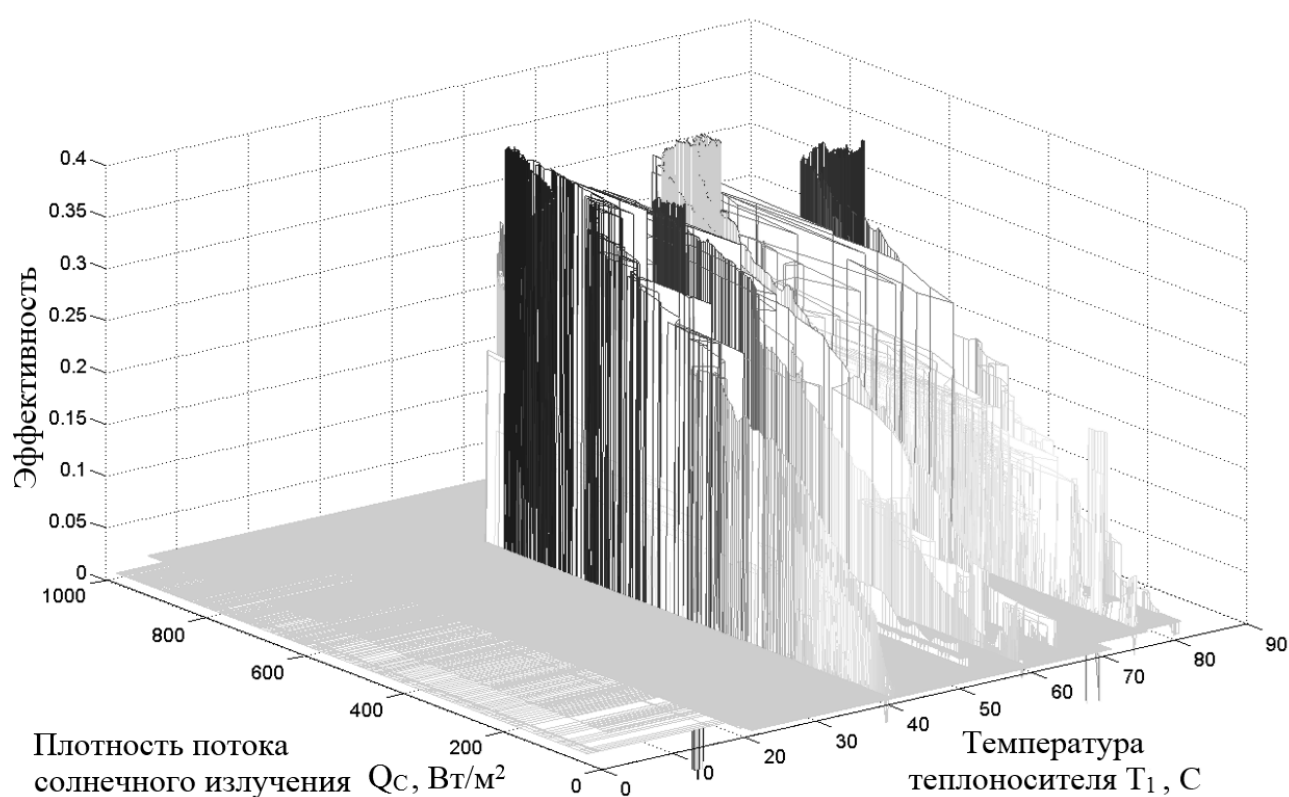


Рисунок 2.13 – Зависимость интегрального КПД солнечных коллекторов $\eta_{СК}$ от температуры теплоносителя T_1 и плотности потока солнечного излучения Q_C

На основе опытных данных определены средние значения тепловой производительности СВНУ по месяцам в виде расхода горячей воды за трехлетний период (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Отпуск горячей воды в систему ГВС при $T = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Производительность СВНУ по месяцам тонн в месяц												Годовая выработка горячей воды, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
186	168	186	225	232,5	210	217	232,5	225	186	180	186	2434

Выводы по главе 2

В процессе исследований, выполненных во второй главе работы получены следующие результаты:

1. Проведены поверочные расчеты и стендовые испытания солнечных коллекторов различных конструкций, определены их теплоэнергетические показатели в режимах теплосъема в различные сезоны года. Для южных районов Дальневосточного региона рекомендованы к приоритетному использованию коллекторы вакуумного типа;

2. Разработана методика определения характеристик солнечных коллекторов вакуумного типа, позволяющая с высокой достоверностью производить расчеты основных параметров первого контура СВНУ с учетом климатических и технологических факторов, влияющих на эксплуатацию гелиосистем;

3. На основе теоретических расчетов и экспериментов, выполненных на опытной СВНУ, определены граничные условия эффективной эксплуатации солнечных коллекторов (плоского типа и с вакуумными трубами) в структуре экспериментальной солнечной водонагревательной установки. Подготовлены рекомендации для обеспечения эксплуатации солнечного контура СВНУ с максимальным КПД.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Технологические решения для повышения эффективности работы солнечных водонагревательных установок в системах теплоснабжения

Для выбора эффективных режимов работы СВНУ в системе теплоснабжения и оптимизации схемы СВНУ с тепловым насосом на основе моделирования тепловых процессов рассмотрены возможные варианты модернизации действующей установки с целью определения необходимых изменений гидравлической, электрической и автоматизированной систем, обеспечивающих работу СВНУ [101].

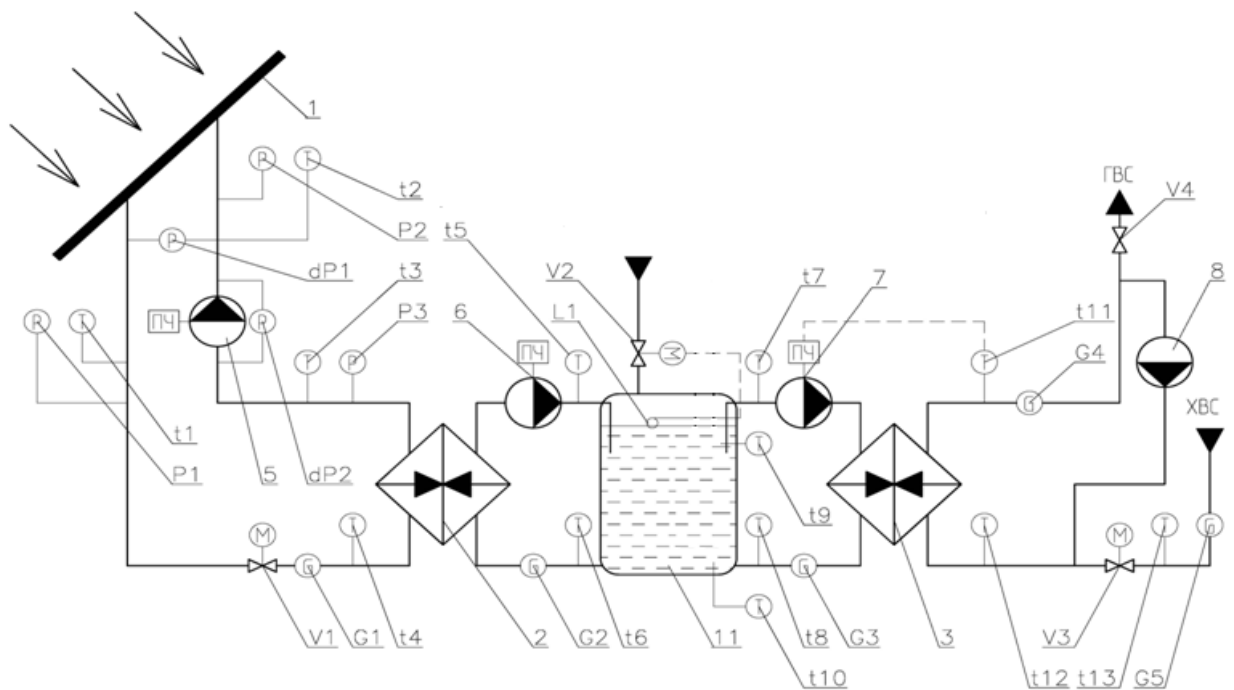


Рисунок 3.1- Схема экспериментальной СВНУ с регулированием расхода теплоносителей в контурах

До модернизации экспериментальная СВНУ эксплуатировалась по схеме, представленной на рисунке 3.1. Спецификация основных элементов установки приведена в таблице 3.1.

Разработанная для использования в условиях низких температур СВНУ имеет три контура циркуляции различных теплоносителей. Первый контур

включает в себя солнечные коллекторы 1 и теплообменник 2, установленный в отдельном помещении. Данный контур выполнен из медных труб и заполнен теплоносителем, который не замерзает при отрицательных температурах, а при нагреве, температура достигает до 105 °С.

Таблица 3.1 – Спецификация к схеме рисунка 3.1

Обозначение	Наименование	Количество	Тип	Характеристики
1	Солнечный коллектор	1		
2	Теплообменник	1	ALFA-LOVAL m6-fg	70кВт
3	Теплообменник	1	ALFA-LOVAL m6-mfg	270кВт
5	Циркуляционный насос	2	wilo-top-s 30/10	300Вт
6	Циркуляционный насос	2	wilo-top-s 30/10	300Вт
7	Циркуляционный насос	2	wilo-top-s 40/10	480Вт
8	Циркуляционный насос	2	wilo-top-s 25/7	195Вт
11	Бак аккумулятор	3		3,5м ³
t1-t11	Датчик температуры	11	PT1000	
P1-P3	Преобразователь давления	3	MSB 32	
dP1-dP2	Дифференциальный датчик давления	2		
G1-G5	Водомерный счётчик	5	AC-001-50	
V1-V3	Кран шаровой	3	X2777	моторизованный
V4	Потребитель			
L1	Датчик уровня поплавковый	1	ДУУ2М	

Теплообменник 2 первого контура обеспечивает нагрев второго контура, который в свою очередь предназначен для нагрева воды в баках аккумуляторах 11. Вода в баках аккумуляторах нагревается до максимальной температуры 85 °С. Второй контур, в свою очередь, служит источником тепла для нагрева пластинчатого теплообменника 3 типа M6-MFG, который обеспечивает нагрев холодной воды для нужд ГВС объекта до температуры 60 °С.

Горячее водоснабжение объекта обеспечивается третьим контуром.

СВНУ оснащена комплексом КИП для сбора данных о состоянии каждого контура системы, и включает: расходомеры, датчики температуры и давления

среды. Регулятор давления контура ГВС для обеспечения подпитки контура ГВС из системы холодного водоснабжения работает в автоматическом режиме. При нагреве воды в баке-аккумуляторе первого контура СВНУ до температуры 85 °С, специальный клапан отключает насос, создающий циркуляцию теплоносителя в солнечных коллекторах.

До модернизации исследуемая СВНУ имела ограниченную тепловую мощность (35-40 кВт), обусловленную отсутствием места для размещения дополнительного количества солнечных коллекторов. Кроме этого, объема бака-аккумулятора первоначально не хватало для обеспечения равномерной загрузки солнечного коллектора в течение светового дня. В дневное время суток, коллекторы могли работать с перегрузкой, не обеспечивая полноценную отдачу воспринимаемой энергии для нужд системы ГВС, а увеличение потребления горячей воды в вечернее время суток приводило к быстрому понижению температуры воды в баке-аккумуляторе, что заставляло производить подпитку горячей воды от городской теплофикационной сети.

По результатам обследования объекта СВНУ установлено, что вопрос оптимизации схемы можно решить способами:

- у бака-аккумулятора увеличить объем, - это также позволит увеличить подачу теплоты в период максимального потребления на горячее водоснабжение;

- монтаж солнечных коллекторов, дополнительно установленных, позволит увеличить тепловую мощность СВНУ, при этом, для эффективности этого способа необходимо будет также увеличить и объем бака-аккумулятора;

- подключение теплового насоса для подачи дополнительной теплоты в тепловой аккумулятор в период максимальной тепловой нагрузки. Для реконструкции теплоснабжающего комплекса предложена схема СВНУ с тепловым насосом и аккумуляторным баком.

В результате анализа структуры действующей системы ГВС источниками теплоты низкотемпературного потенциала для теплового насоса выбраны сточные воды из системы ГВС объекта и теплота вентиляционных выбросов.

При использовании совместно теплового насоса с СВНУ (рисунок 3.2) изменена гидравлическая схема установки за счет подключения двух циркуляционных контуров. Первый дополнительный контур связывает бак-накопитель 12 с тепловым насосом 4 по «низкотемпературной стороне». Второй дополнительный контур (высокотемпературный) соединяет тепловой насос 4 с основным баком-аккумулятором 11. Накопительный бак 12 служит для накопления бросовой низкопотенциальной теплоты в период накапливания сточных вод в контуре горячего водоснабжения. Бак должен быть оборудован датчиком температуры (t_{14}), датчиком уровня жидкости (L2) и сбросным краном (V5), срабатывающим в зависимости от показаний датчика уровня (L2). Теплообмен бака-накопителя 12 с теплоносителем контура происходит опосредовано через змеевик бака. Низкотемпературный циркуляционный контур (бак-накопитель 12 – тепловой насос 4) должен быть оборудован температурными датчиками (t_{15} , t_{16}), необходимыми для контроля разности температур подающего и обратного трубопроводов. Тепловой насос 4 служит для повышения температурного потенциала бросовой теплоты, накопленной в сточных водах из системы ГВС в баке-накопителе 12, до уровня, пригодного к использованию.

Второй циркуляционный контур (тепловой насос 4 – бак-аккумулятор 11) нужен для передачи теплоты из накопительного бака 12 высокого потенциала аккумуляторному баку 11 непосредственно с теплоносителем, так как полости бака-аккумулятора 11 и циркуляционного контура (тепловой насос 4 – бак-аккумулятор 11) сообщаются. Циркуляционные контуры (накопительный бак 12 – тепловой насос 4 и тепловой насос 4 – бак-аккумулятор 11) оборудованы циркуляционными насосами с целью обеспечения требуемого расхода теплоносителя.

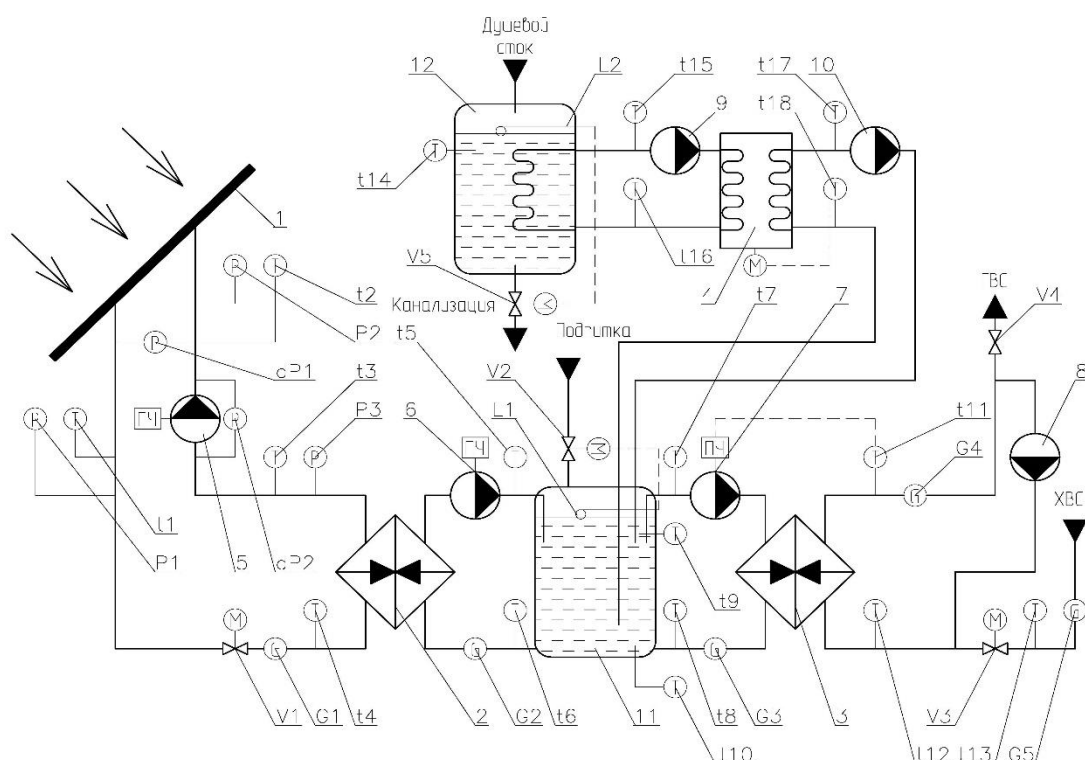


Рисунок 3.2 – Схема солнечной водонагревательной установки с тепловым насосом, работающим от низкотемпературных источников теплоты (стоков контура ГВС)

Таблица 3.2 – Спецификация к схеме рисунка 3.2

Обозначение	Наименование	Количество	Характеристики
12	Бак стоков ГВС	1	5 м ³
4	Тепловой насос	1	12,5 кВт

Рассматриваемая схема при использовании теплового насоса позволяет реверсировать теплоту, подаваемую из аккумуляторного бака 11 в контур ГВС. Однако, при изменении режима работы с дневного на ночной, в период максимальной генерации теплоты СВНУ 1, перекачка теплоты из бака-накопителя 12 в аккумуляторный бак 11 ТН 4 может привести к значительному повышению температуры воды в баке 11. После этого передача теплоты от коллекторов 1 к аккумуляторному баку 11 будет затруднена. Поэтому, при достижении определенной температуры в баке 11, ТН 4 должен быть отключен. Это вызовет частичную потерю потенциала теплоты сточных вод.

Для распределения тепловой нагрузки между СВНУ и ТН эффективным решением является установка дополнительного буферного аккумулятора теплоты (рисунок 3.3). В рассматриваемой схеме узел ТН выделяется в отдельную часть, включающую два циркуляционных контура: накопитель сточных вод ГВС 12 соединяется с тепловым насосом 4, а высокотемпературный теплоноситель из ТН 4 проходит через змеевик, встроенный в дополнительный аккумуляторный бак 13.

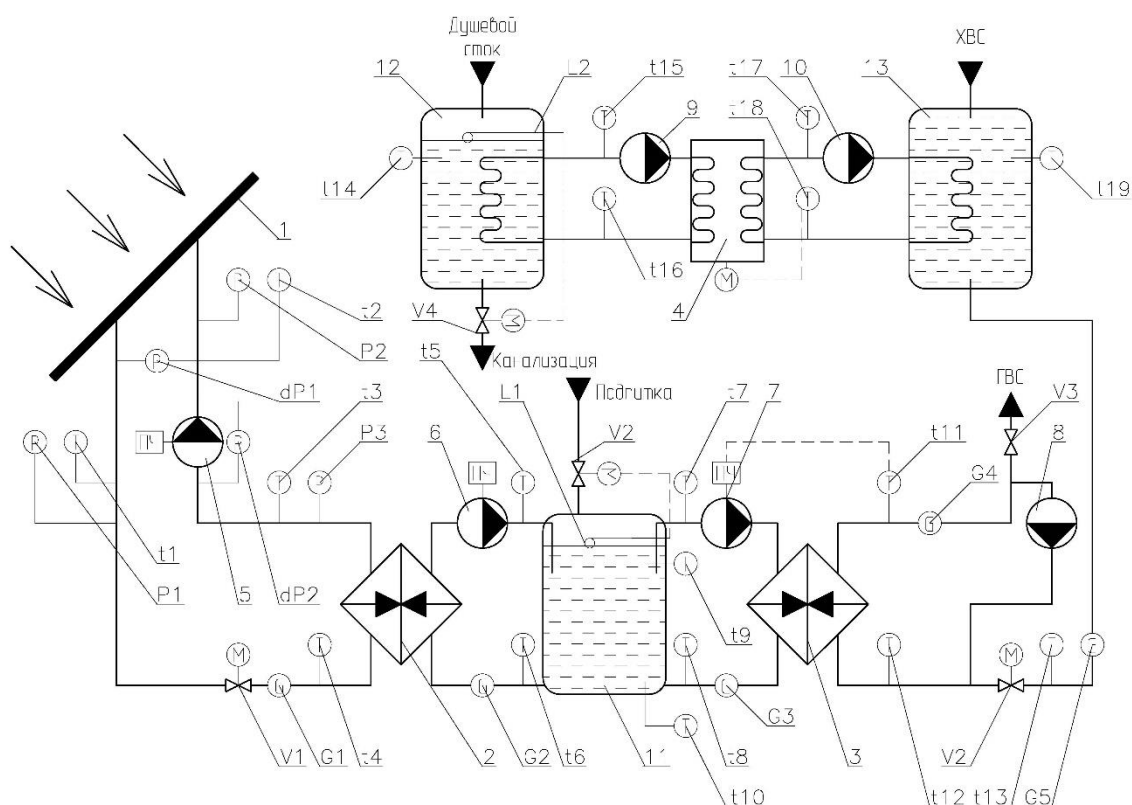


Рисунок 3.3 – Схема теплогенерирующего комплекса с СВНУ, тепловым насосом и буферным аккумулятором теплоты

Таблица 3.3 – Спецификация к схеме рисунка 3.3

Обозначение	Наименование	Количество	Характеристики
13	Проточный бак аккумулятор	1	3,5м ³

Возможности получения теплоты от теплового насоса зависят в основном от запасов энергии в низкотемпературном источнике теплоты. Для теплового насоса как дополнительный (или основной) источник теплоты низкотемпературного потенциала предлагается использовать теплоту

воздушных вентиляционных выбросов, направляемых в атмосферу через вентиляционную шахту объекта.

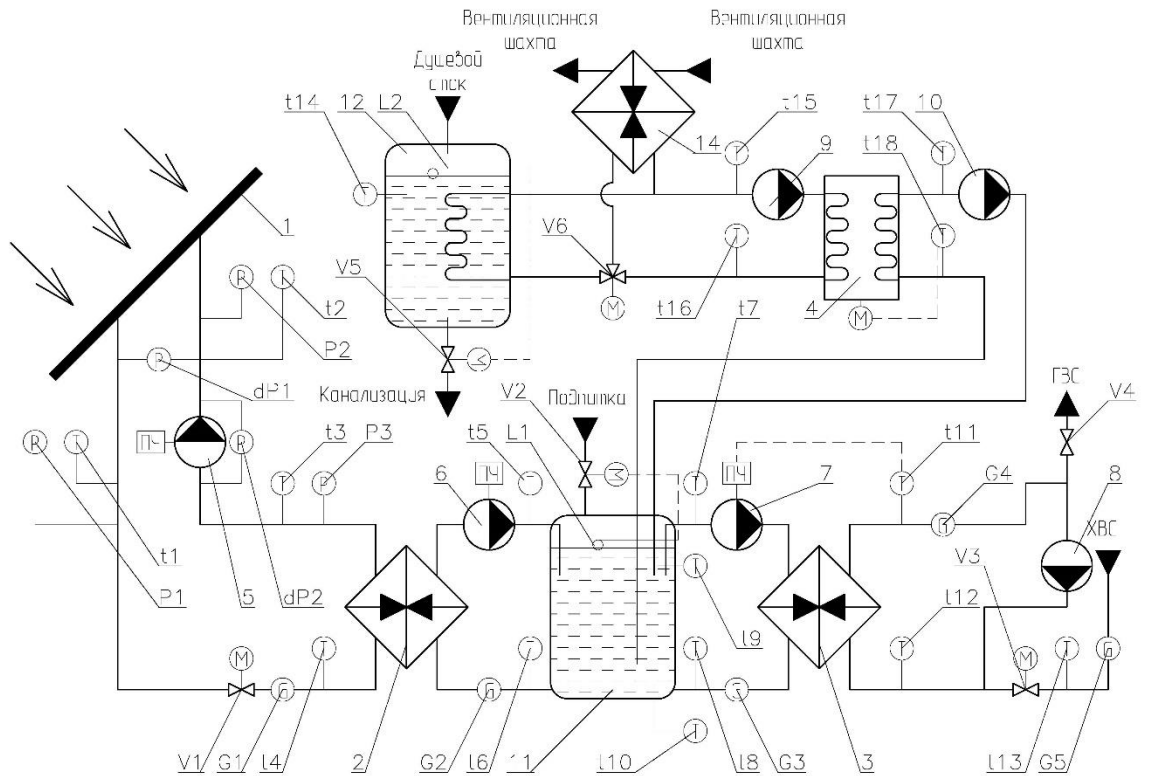


Рисунок 3.4 – Схема солнечной водонагревательной установки с тепловым насосом и двумя низкотемпературными источниками теплоты

Таблица 3.4 – Спецификация к схемам рисунка 3.4

Обозначение	Наименование	Количество	Тип	Характеристика
14	Теплообменник	1	АВО-50/70	70кВт

Исходя из структуры рассматриваемой схемы (рисунок 3.4) необходимо изменение предыдущих схем на рисунках 3.2 или 3.3, обусловленное добавлением в циркуляционный контур, включающий накопительный бак 12 и ТН 4, теплообменного аппарата типа воздух-вода 13. Теплообменник 13 используется для отбора теплоты из системы вентиляции теплоносителем в дополнение к теплоте, полученной из накопительного бака 12 сточных вод системы горячего водоснабжения. Два низкотемпературных источника могут быть подключены как последовательно, так и параллельно, в зависимости от имеющегося в них теплового потенциала.

В схеме на рисунке 3.3 обеспечивается автономная работа узла с тепловым насосом. Однако это негативно отражается на работе СВНУ. Для обеспечения эффективности теплообмена в теплообменных аппаратах 2 и 3 требуется применять специальный аккумулятор 11, который разделен на секции, работающие при изменении температуры теплоносителя. Задача аккумуляции дополнительной теплоты, поступающей от теплового насоса 4, решается путем применения специального аккумулятора теплоты, который работает по принципу фазового перехода. Такая схема представлена на рисунке 3.5.

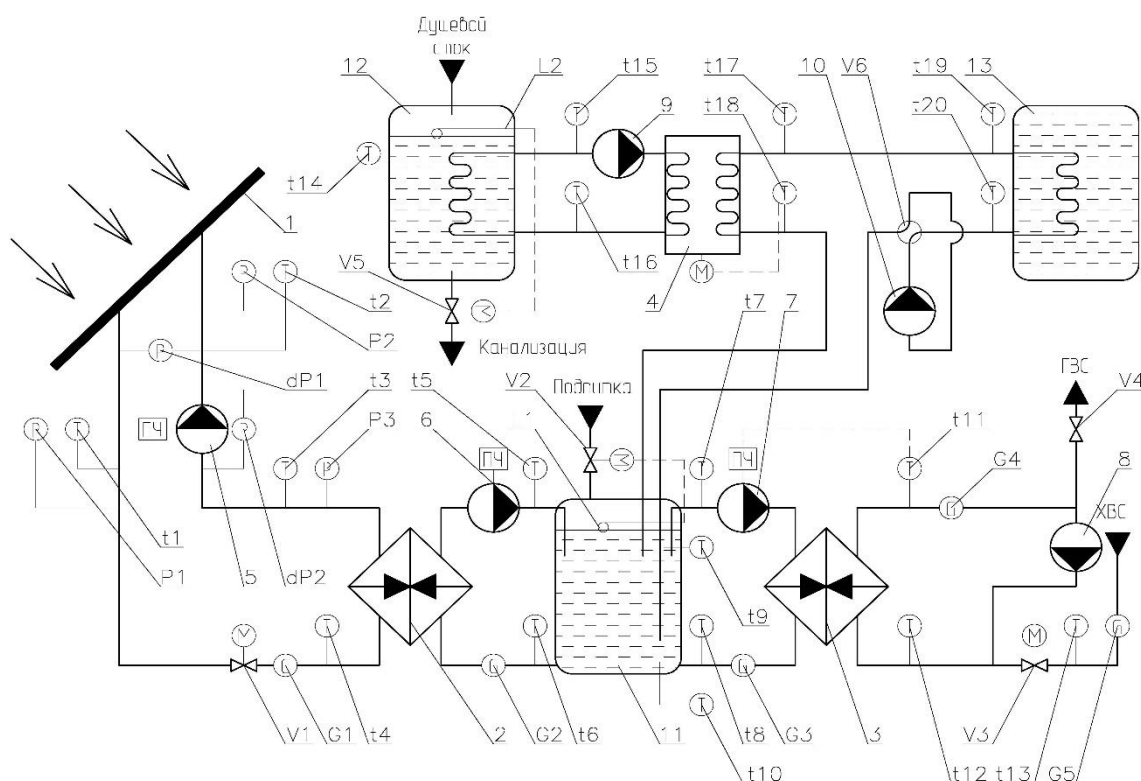


Рисунок 3.5 – Схема теплогенерирующего комплекса с СВНУ при установке теплового насоса и специализированного бака-аккумулятора

В процессе проектирования и внедрения выполнялся выбор варианта рабочей схемы теплогенерирующего комплекса на основе полученных результатов моделирования объекта исследования и режимов работы его устройств автоматизации. Исследуемый комплекс теплогенерации включал СВНУ и реверсивный тепловой насос.

3.2 Моделирование как метод оценки режимов работы солнечных водонагревательных установок

Для анализа модели теплогенерирующего комплекса и получения расчётных данных, были рассмотрены характеристики нескольких программных продуктов. Основной упор делался на возможности программного обеспечения вести расчёты дифференциальных уравнений и работать с динамическими данными и системами.

Для решения поставленной задачи математического моделирования применялось ПО типа MathCad и MatLab.

Основной целью модельного анализа СВНУ на первом этапе является определение возможности нагрева воды в баке в течение дня до определенной температуры, приемлемой для потребителя, за счет энергии солнечного излучения с учетом реальных климатических условий (интенсивность солнечной радиации, изменяющаяся в течение дня, температура наружного воздуха, облачность и др.). Примером такого решения могут служить результаты, представленные на рисунке 3.6 [85, 86].

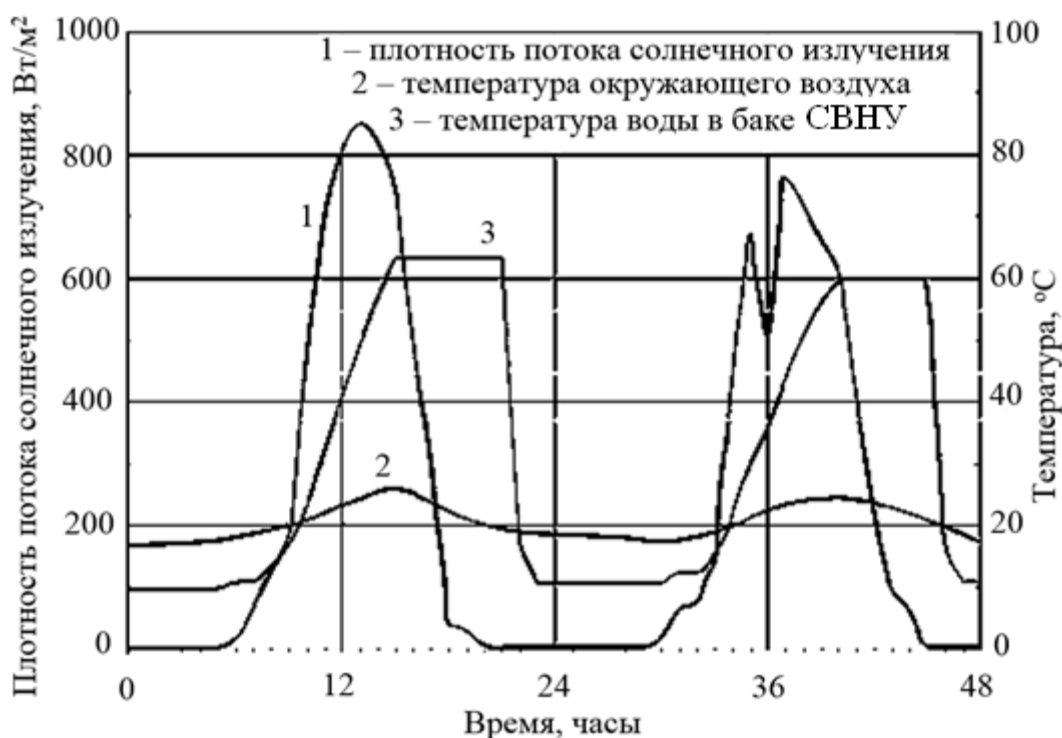


Рисунок 3.6 – Результаты моделирования процессов в СВНУ [85, 86]

В качестве контрольных в расчетах определялись три уровня температуры нагрева воды в баке-аккумуляторе: 45 °С, 70 °С и 90 °С. Параллельно в модельных расчетах проверяется соответствие рекомендуемому нормативу 0,03 м³ на 1 м² солнечных коллекторов значение объема баков-аккумуляторов.

Моделирование работы солнечной водонагревательной установки ранее осуществлялось с использованием расчетных методик, использованных при разработке современной программной технологии TRNSYS, разработанной в университете Висконса (США). Данный программный продукт применяется в зарубежных научных центрах при моделировании солнечных установок.

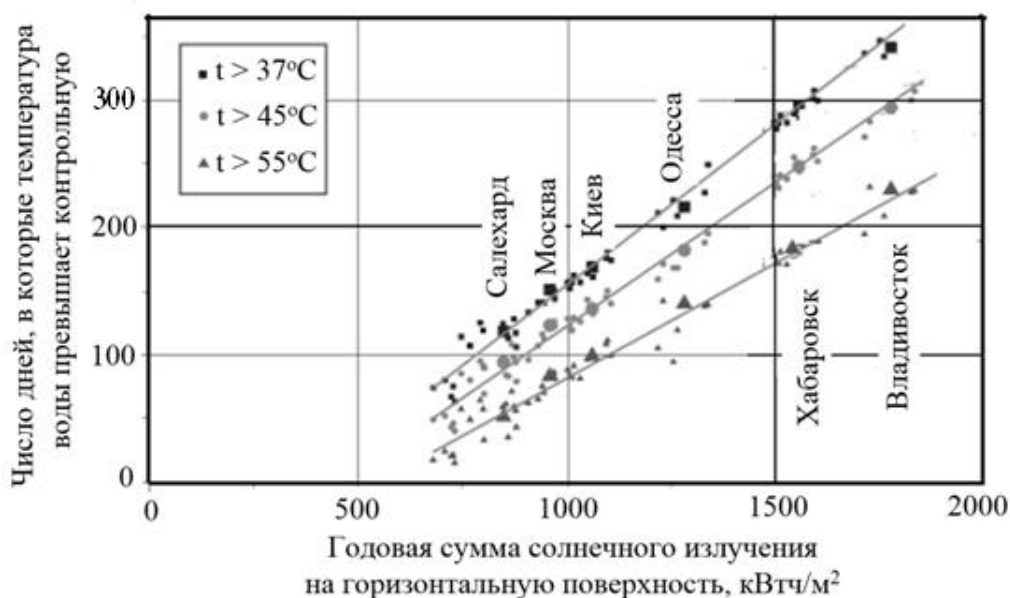


Рисунок 3.7 - Зависимость числа дней в году при превышении температуры воды в баке солнечных водонагревателей контрольных значений [86, 119, 120]

Для сравнения и обоснования полученных результатов моделирования предлагается использовать данные, представленные в работах [67, 86, 119, 120]. Так, для представленных на рисунке 3.7 результатов моделирования СВНУ предложена аналитическая зависимость вида:

$$N = \begin{cases} 0, & \text{при } I < I_0 \\ \frac{I - I_0}{I_{max} - I_0}, & \text{при } I_0 \leq I \leq I_{max} \\ N_{max}, & \text{при } I > I_{max} \end{cases} \quad (3.1)$$

Здесь N – общее количество дней, когда нагрев воды в солнечной установке выше контрольной температуры; N_{max} – количество календарных дней за летний

период 92 дня, полгода 183 дня, и год – 365; I – итоговое суммарное излучение на горизонтальную плоскость за общее время, кВт · ч/м²; I_0 и I_{max} – параметры, являющиеся функцией площади солнечного коллектора и длительности рассматриваемого периода работы типичной СВНУ и вычисляемые по соотношению (2) с использованием аппроксимирующих коэффициентов, приведенных в табл. 3.5:

$$I_0, I_{max} = a \cdot e^{b/F_{ск}}, \quad (3.2)$$

где $F_{ск}$ – площадь солнечных коллекторов, м².

Таблица 3.5 – Значения коэффициентов в формуле (3.2)

Аппроксимируемая величина		I_0		I_{max}	
Период	Контрольная температура, °С	a, кВт·ч/м ²	b, м ²	a, кВт·ч/м ²	b, м ²
Год	37	320	0,61	1 400	0,78
	45	380	0,61	900	2,10
	55	320	1,60	1 760	0,88
Полгода	37	250	0,83	920	0,30
	45	340	0,72	820	0,76
	55	140	2,80	1 140	0,37
Лето	37	140	0,80	510	0,18
	45	190	0,75	490	0,40
	55	60	3,50	620	0,28

Приведенные зависимости (3.1., 3.2) дают объективную оценку условиям работы контура СВНУ, что на первом этапе моделирования позволяет подтвердить достоверность разрабатываемой модели теплогенерирующего комплекса. Предварительные расчеты по указанной методике [85, 86, 88] были выполнены для г. Владивостока и Хабаровска (рисунок 3.7).

В разрабатываемой модели концепция моделирования несколько изменена и ориентирована на процессы управления и оптимизации структуры СВНУ при условии включения в схему установки теплового насоса и аккумуляторов теплоты различного типа.

Важным фактором при моделировании СВНУ является учет суточного графика потребления нагретой воды. В модели потребление системы ГВС является одним из возмущающих факторов, величина которого может быть задана как ступенчатое единичное возмущение или по определенной временной функции.

В качестве исходной климатической информации при разработках модели СВНУ обычно принимаются данные населенного пункта, предлагаемого для размещения установки, с учетом суточных, сезонных и погодных изменений плотности солнечного излучения.

Солнечная установка моделируется по узлам и по контурам с обеспечением необходимых замыкающих обратных связей между узлами схемы, учитывающими связи технических параметров, определяющими работу узлов установки.

Основными характеристиками солнечных коллекторов, необходимыми для моделирования контура СВНУ, являются их оптический КПД и приведенный коэффициент тепловых потерь. Примером описываемой системы в Приморском крае служит специальный стенд Лаборатории нетрадиционной энергетики ДВО РАН, характеристики которой измеряются, и при этом интегрально описывают показатели солнечных коллекторов при изменении расхода и температуры среды и климатических факторов в виде графиков. Данные графики аппроксимированы и использованы при составлении математической модели контура с солнечными коллекторами. Аналогичные данные по коллекторам моделируемой СВНУ представлены в диссертационной работе в разделе 2.

Баки-аккумуляторы имеют эффективную тепловую изоляцию (потери не превышают 2 – 3%), обеспечены устройствами для интенсивного перемешивания воды в высокотемпературной и низкотемпературной зонах.

Разрабатываемая модель основана на принципе принудительной циркуляции теплоносителя во всех рассматриваемых контурах с помощью насосных агрегатов, оснащенных регуляторами числа оборотов. Теоретические

и экспериментальные исследования подтверждают [83, 86, 88, 146], что показатели теплосъема СВНУ мало зависят от расхода воды в контуре установки, если этот расход более 50 л/ч в расчете на 1 м² площади солнечного коллектора. Однако изменение циркуляции исследовалось до настоящего времени только в узком диапазоне режимов работы СВНУ, близких к расчетным значениям. Поэтому в представленной модели объекта предусмотрено регулирование расхода среды через все смежные контуры.

На основе математического моделирования нами получены универсальные зависимости для ранее рассмотренных показателей эффективности СВНУ от плотности потока солнечной радиации, приходящей на поверхность земли. Это позволяет использовать методику оценки эффективности СВНУ в зависимости от ее конструктивных параметров и климатических условий эксплуатации в инженерных расчетах и при проектировании установок для систем теплоснабжения Дальневосточного региона.

3.3 Разработка математической модели комбинированной солнечной водонагревательной установки

Исследование тепловых и гидродинамических процессов в структурно сложной СВНУ, включающей солнечные коллекторы, перекачивающие насосы, ряд рекуперативных теплообменников, тепловые жидкостные аккумуляторы, а также тепловой насос для регенерации теплоты не может быть научно обоснованным без создания динамической модели объекта [100].

Это объясняется не только наличием многочисленных внутренних обратных связей между параметрами, определяющими состояние СВНУ с точки зрения выполнения поставленной технической задачи, то есть обеспечения заданной тепловой нагрузки, но и невозможностью получить приемлемое статическое решение из-за постоянного изменения уровня возмущающих воздействий (солнечного тепловосприятия коллекторов, тепловой нагрузки системы ГВС, накопления теплоты в баках-аккумуляторах и т.д). Кроме того, современная СВНУ оснащается рядом регуляторов, каждый из которых,

воздействуя на отдельный контур регулирования, в то же время изменяет состояние всего объекта.

Применение современных методов управления требует знания в той или иной степени динамических характеристик объекта управления (в нашем случае СВНУ), поэтому необходимо иметь его формализованное представление в виде математической модели. По математической модели объекта осуществляется выбор структуры и параметров системы управления, формируются критерии оптимальности и ограничения, определяющие эффективность работы СВНУ.

При модельных исследованиях поставлена задача выбора входных переменных, то есть факторов, влияющих на работу СВНУ с точки зрения величины энергетических затрат, связанных с эксплуатацией установки, а также поддержания требуемых параметров в системе ГВС потребителя – температуры и расхода горячей воды.

Динамические характеристики СВНУ можно определять двумя способами. В первом случае выполняется идентификация объекта и модели по результатам экспериментов с использованием входных и выходных воздействий. Во втором случае расчетным путем разрабатывается математическая модель СВНУ, используя общие физические законы, сведения о конструкции и технологических параметрах применяемого в агрегате оборудования. Экспериментальная идентификация возможна лишь в случае, если исследуемая СВНУ уже работает. При этом, как правило, нельзя получить достаточно полное представление о внутренней структуре объекта или о имеющихся взаимосвязях параметров, а также установить, как динамические характеристики СВНУ могут повлиять на выбор наилучшей структуры установки.

Поэтому в качестве базового выбран аналитический подход к получению динамической модели СВНУ на основе описания физической сущности протекающих в контурах СВНУ процессов, что имеет ряд практических преимуществ.

Физико-математический анализ процессов, происходящих в СВНУ, позволил разработать математическую модель установки, учитывающую

необходимость ее модернизации, например с целью применения в комплексе с СВНУ теплового насоса и дополнительных аккумуляторов теплоты. В результате теоретического исследования выбраны критерии оптимальности по условиям эксплуатации установки с учетом влияние конструктивных особенностей СВНУ и способов ее управления на технико-экономические показатели установки.

Структура моделируемой СВНУ. Рассматриваемая СВНУ является опытной установкой, обеспечивающей подачу горячей воды в отдельно стоящее здание с расчетной тепловой нагрузкой системы ГВС 150 кВт (рисунок 3.2).

Так как тепловая нагрузка, потребляемая системы ГВС существенно выше тепловой производительности СВНУ, проектом модернизации установки предусмотрено подключение как дополнительного источника теплоты для системы ГВС парокompрессионного теплового насоса мощностью по генерируемой теплоте 55 кВт и по электроприводу компрессора 15 кВт. В качестве источника теплоты предложено использовать душевые стоки из системы ГВС, собираемые в специальный бак-накопитель, оснащенный системой очистки. Температура таких сточных вод составляет 30 – 35 °С, что является вполне приемлемым уровнем для принятого типа парокompрессионного теплового насоса.

При модернизации действующей установки (рисунок 3.1), в структуру СВНУ включены три дополнительных циркуляционных контура. В первом дополнительном контуре установлен бак-накопитель сточных вод, оснащенный регулятором уровня и управляющим вентилем. Линия стока из бака в канализацию оснащена расходомером. Циркуляционный насос прокачивает сточные воды через теплообменник теплового насоса. Контур циркуляции оснащен датчиками температуры и расходомером.

Промежуточный контур связывает теплообменник и первый (испарительный) встроенный теплообменник теплового насоса. В контуре контролируется расход воды и температура в двух линиях циркуляции.

Дополнительный теплоотводящий контур обеспечивает подключение встроенного теплообменника-конденсатора теплового насоса к основному баку-аккумулятору. Циркулирующая вода забирается из нижнего заборного устройства бака-аккумулятора, нагретая в тепловом насосе вода подается в верхнюю часть бака-аккумулятора. В контуре установлены расходомер и два датчика температуры циркулирующей воды до и после теплового насоса.

В контурах циркуляции СВНУ установлены 7 насосных станций. В каждой группе один основной насос и один резервный. Каждая группа насосов оснащена частотным регулятором числа оборотов, что позволяет изменять расход теплоносителя в каждом контуре установки.

Моделирование коллектора СВНУ [102]. Тепло, поглощаемое солнечным коллектором Q_C , изменяется в течение светового дня, а также зависит от времени года. В расчетах изменение $Q_C = f(\tau)$ определяется с помощью специальной интегральной функции, зависящей от расположения, азимута и угла наклона коллектора. Порядок определения функции Q_C представлен в разделе 2 (зависимости 2.4 – 2.15).

Порядок подключения солнечного коллектора представлен на схеме (рисунок 3.8). Начальные данные при расчете изменяются с учетом возможности расчета группы коллекторов.

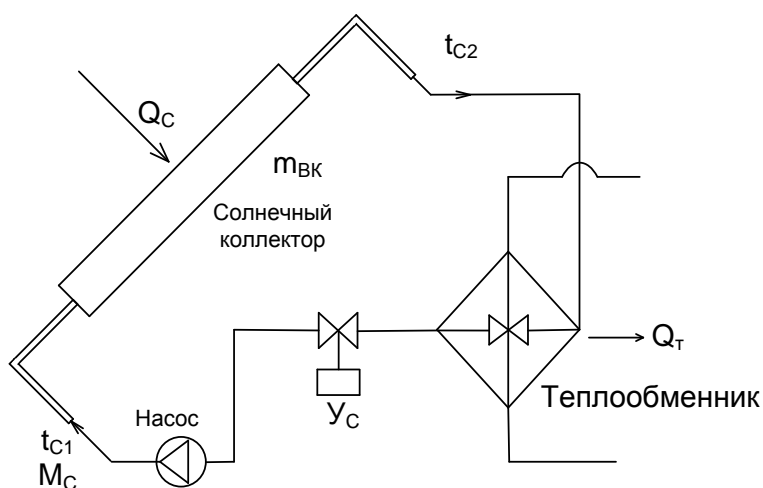


Рисунок 3.8 – Схема установки солнечного коллектора

На схеме M_C - расход циркулирующей среды; t_{C1} и t_{C2} - температуры на входе и выходе коллекторов. Термодинамические характеристики коллектора определены при расчете эффективного потока излучения, задаваемого функцией $Q_C = f(\tau)$. В модели теплота, поступающая в коллектор определяется с учетом площади поглощения солнечного излучения $Q_{CK} = Q_{CK} F_{CK}$.

Для рассматриваемой системы уравнение теплового баланса может быть представлено как:

$$Q_{CK} + M_C \cdot C_B \cdot (t_{C1} - t_{C2}) = m_{BK} \cdot C_B \frac{dt_{C2}}{d\tau}.$$

В отклонениях получим:

$$\Delta Q_{CK} - \Delta M_C \cdot C_B \cdot (t_{C20} - t_{C10}) - M_{C0} \cdot C_B \cdot (\Delta t_{C2} - \Delta t_{C1}) = m_{BK} \cdot C_B \frac{dt_{C2}}{d\tau}.$$

Введем относительные переменные:

$$\theta_{C2} = \frac{\Delta t_{C2}}{t_{C20} - t_{C10}}; \quad \theta_{C1} = \frac{\Delta t_{C1}}{t_{C20} - t_{C10}}; \quad q_{CK} = \frac{\Delta Q_{CK}}{Q_{C0}}; \quad \varphi_C = \frac{\Delta M_C}{M_{C0}}.$$

Постоянная времени объекта:

$$T_C = \frac{m_{BK} \cdot t_{C20}}{M_{C0} \cdot (t_{C20} - t_{C0})}.$$

После подстановки этих безразмерных величин уравнение принимает вид:

$$q_C - \varphi_C - \theta_{C2} + \theta_{C1} = T_C \cdot \frac{d\theta_{C2}}{d\tau}. \quad (3.3)$$

Моделирование рекуперативного теплообменника [102]. Расчетная схема рекуперативного теплообменника изображена на рисунке 3.9. Без учета тепловых потерь в окружающую среду изменение температуры теплоносителя в аппарате описывается уравнениями вида:

$$M_A C_B (t_{A1} - t_{A2}) - Q_T = M_A \cdot C_B \cdot \frac{dt_{A2}}{d\tau}; \quad M_B C_B (t_{B1} - t_{B2}) + Q_T = M_B \cdot C_B \cdot \frac{dt_{B2}}{d\tau}.$$

В относительных отклонениях эти уравнения имеют вид:

$$\theta_{A1} - \varphi_{MA} - \theta_{A2} - q_T = T_A \frac{d\theta_{A2}}{dt}; \quad \theta_{B1} - \varphi_{MB} - \theta_{B2} + q_T = T_A \frac{d\theta_{B2}}{dt},$$

$$\theta_{A1} = \frac{\Delta t_{A1}}{t_{A10} - t_{A20}}; \quad \theta_{A2} = \frac{\Delta t_{A2}}{t_{A10} - t_{A20}}; \quad \theta_{B1} = \frac{\Delta t_{B1}}{t_{B10} - t_{B20}}; \quad \theta_{B2} = \frac{\Delta t_{B2}}{t_{B10} - t_{B20}},$$

где

$$\varphi_{MA} = \frac{\Delta M_A}{M_{A0}}; \quad \varphi_{MB} = \frac{\Delta M_B}{M_{B0}}.$$

Постоянные времени:

$$T_A = \frac{m_{A0}}{m_{A0}} \cdot \frac{t_{A20}}{t_{A10} - t_{A20}}; \quad T_A = \frac{m_{B0}}{m_{B0}} \cdot \frac{t_{B20}}{t_{B10} - t_{B20}}.$$

Из описания процесса теплопередачи через стенку теплообменника площадью F_T , имеем:

$$Q_T = F_T k_T \cdot \Delta t_T.$$

Если принять коэффициент теплопередачи $k_T = const$, то: $\frac{\Delta Q_T}{Q_{T0}} = \frac{\Delta t_T}{\Delta t_{T0}}$.

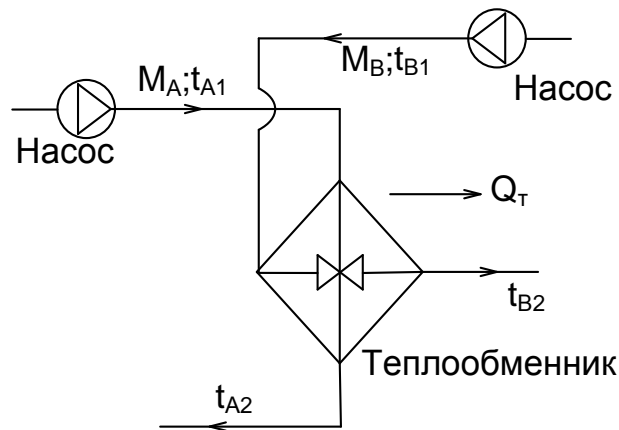


Рисунок 3.9 – Схема рекуперативного теплообменника

Среднеарифметический температурный напор:

$$\Delta t_T = \frac{(t_{A1} - t_{B1}) + (t_{A2} - t_{B2})}{2},$$

$$\Delta t_T^* = \frac{\Delta t_{A1} + t_{A10} - \Delta t_{B1} - t_{B10} + \Delta t_{A2} + t_{A20} - \Delta t_{B2} - t_{B20}}{2},$$

тогда $q_T = \frac{\Delta t_T^*}{\Delta t_{T0}} = K_1 \theta_{A1} - K_2 \theta_{B1} + K_3 \theta_{A2} - K_4 \theta_{B2}$.

Если учесть зависимость теплового потока от коэффициента теплопередачи k_T , то получим: $\frac{Q_T}{Q_{T0}} = \frac{\Delta t_T}{\Delta t_{T0}} + \frac{\Delta k_T}{k_{T0}}$.

Без учета теплового сопротивления стенки теплообменника $k_T = \alpha_1 \alpha_2 / (\alpha_1 + \alpha_2)$, где α_1 и α_2 - коэффициенты теплоотдачи в греющем и нагреваемом потоке.

Так как расходные характеристики теплообменника отличаются незначительно, можно принять $\alpha_1 \approx \alpha_2$ (и соответственно $\alpha_{10} \approx \alpha_2$), тогда

$$\frac{\Delta k_T}{k_{T0}} = 0,5 \frac{\Delta \alpha_1}{\alpha_{10}} + 0,5 \frac{\Delta \alpha_2}{\alpha_{20}}.$$

Для режима турбулентного течения известна зависимость между коэффициентом теплоотдачи и расходом теплоносителя: $\alpha_1 = \alpha_{10} M_A^{0.8}$ и $\alpha_2 = \alpha_{20} M_B^{0.8}$, и с учетом этих зависимостей в относительных отклонениях получим:

$$\frac{\Delta k_T}{k_{T0}} = 0,4(\varphi_{MA} + \varphi_{MB}).$$

И после подстановки:

$$q_T = K_1 \theta_{A1} - K_2 \theta_{B1} + K_3 \theta_{A2} - K_4 \theta_{B2} + 0,4(\varphi_{MA} + \varphi_{MB}). \quad (3.4)$$

Исходя из структуры исследуемой СВНУ в уравнении (3.3) и уравнении (3.4) эквивалентными являются относительные параметры $\theta_{C1} = \theta_{A2}$ и $\theta_{C2} = \theta_{A1}$.

Значения коэффициентов и постоянных времени в уравнении (3.4) приведены в приложении Д.

Моделирование бака – аккумулятора теплоты [102]. Заполненный водой бак представляет теплоаккумулирующую систему, из нижней части которой забирается холодная среда и подводится подпиточная вода, а в верхней зоне накапливается горячая вода, забираемая на нужды ГВС. Расчетная схема бака – аккумулятора представлена на рисунке 3.10.

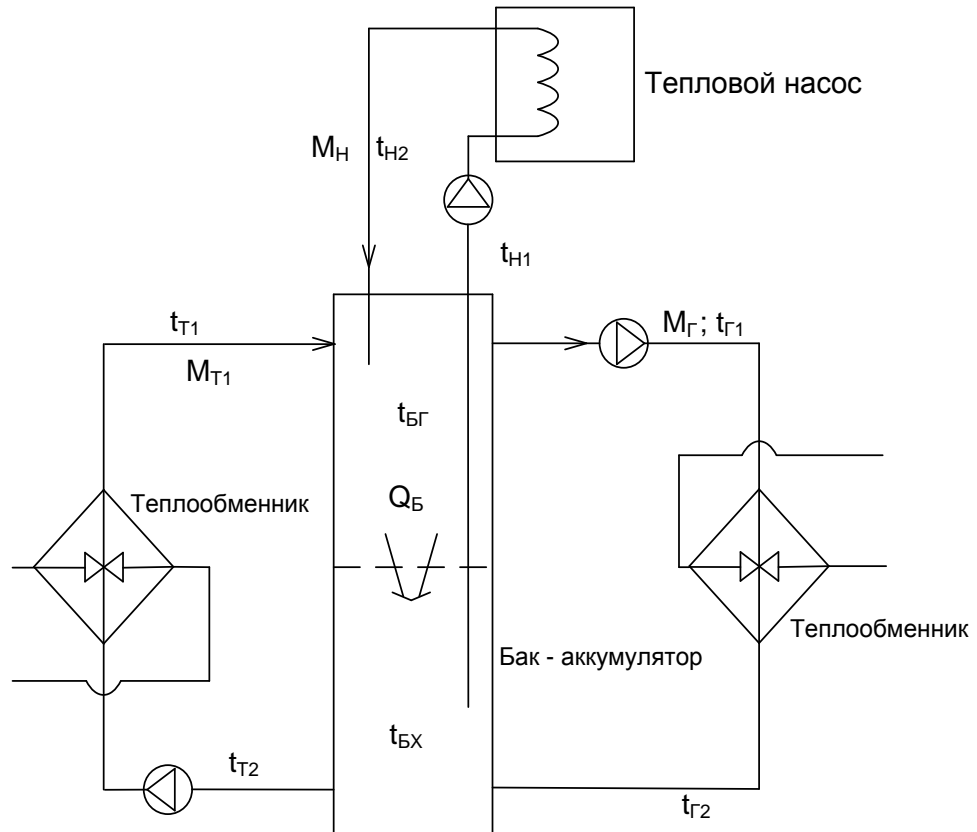


Рисунок 3.10 – Расчетная схема бака-аккумулятора

Объект можно представить в виде двух или более емкостей, обменивающихся тепловой энергией через условные ступенчатые перегородки мембранного типа.

Тогда для верхней части бака, уравнение теплового баланса имеет вид:

$$M_T t_{T1} + M_H t_{H2} C_B - M_G \cdot t_{G1} C_B - Q_B = m_{BG} C_B \frac{dt_{BG}}{d\tau}.$$

Для нижней части бака уравнение теплового баланса:

$$M_G t_{G2} C_B - M_T t_{T2} C_B - M_H \cdot t_{H1} C_B + Q_B = m_{BH} C_B \frac{dt_{BH}}{d\tau}.$$

Перенос теплоты внутри объема воды $Q_B = V_{GX} \cdot K_{GX}(t_{BG} - t_{BX})$, где V_{GX} – объем бака; K_{GX} – коэффициент теплопереноса.

Коэффициент K_{GX} тепло-массопереноса зависит от градиента температур и геометрических характеристик бака-аккумулятора. В первом приближении K_{GX} можно найти используя уравнение теплопроводности:

$$Q_B = F_{GX} \cdot \frac{\lambda_B}{\delta_B} (t_{BG} - t_{BX}), \text{ где } F_{GX} = \frac{V_B}{h_B} - \text{площадь сечения бака; } \delta_B - \text{толщина}$$

слоя воды, через который ступенчато передается теплота.

Если принять $\delta_B = const$ при условии послойного диффузионного переноса теплоты, $K_{ГХ} = \frac{1}{h_B} \cdot \frac{\lambda_B}{\delta_B}$. Для более точного расчета процесса переноса теплоты в баке задача требует специального математического описания. Методика такого расчета приведена в приложении Е.

Учитывая, что забор воды производится из верхней части бака, можно использовать равенство $\theta_{Г1} = \theta_{БГ}$ и аналогично для нижней части бака $\theta_{Т1} = \theta_{БХ}$; $\theta_{Н1} = \theta_{БХ}$.

Общее уравнение теплового баланса бака – аккумулятора имеет вид

$$Q_T + Q_H = Q_G.$$

После подстановки получим: $q_G = K_T \cdot q_T + K_H \cdot q_H$

Уравнение теплового баланса двух секций бака в относительном виде

$$K_{Т1} \cdot (\varphi_T + \theta_{Т1}) - K_{Г1} \cdot (\varphi_G + \theta_{Г1}) + K_{НГ} \cdot (\varphi_H + \theta_{Н2}) - K_B \cdot q_B = T_{БГ} \frac{d\theta_{БГ}}{dt}; \quad (3.5)$$

$$K_{Г2} \cdot (\varphi_G + \theta_{Г2}) - K_{Т2} \cdot (\varphi_T + \theta_{Т2}) - K_{НХ} \cdot (\varphi_H + \theta_{Н1}) + K_B \cdot q_B = T_{ВХ} \frac{d\theta_{ВХ}}{dt}, \quad (3.6)$$

в формуле (3.5) $q_B = K_{БГ} \cdot \theta_{БГ} - K_{БХ} \cdot \theta_{БХ}$.

Постоянные времени в уравнениях (3.5, 3.16) равны

$$T_{БГ} = \frac{m_{БГ}}{M_{Г0}} \cdot \frac{t_{БГ0}}{(t_{Г10} - t_{Г20})}; \quad T_{ВХ} = \frac{m_{ВХ}}{M_{Г0}} \cdot \frac{t_{ВХ0}}{(t_{Г10} - t_{Г20})}.$$

Исходя из структуры исследуемой СВНУ в уравнении (3.4) и уравнениях (3.5 и 3.6) эквивалентными являются относительные параметры $\theta_{В1} = \theta_{Т2}$ и $\theta_{В2} = \theta_{Г1}$. Значения коэффициентов в уравнениях (3.5, 3.6) приведены в приложении Д.

Моделирование теплообменника – смесителя системы ГВС. Схема подключения теплообменника – смесителя к линии ГВС здания представлена на рисунке 3.11. В смеситель поступает подпиточная вода с низкой температурой из системы холодного водоснабжения (ХВС). Эта вода смешивается с водой циркуляционного контура, нагретой в теплообменнике. Часть расхода воды, проходящей через теплообменник, подается потребителю в систему горячего водоснабжения (ГВС).

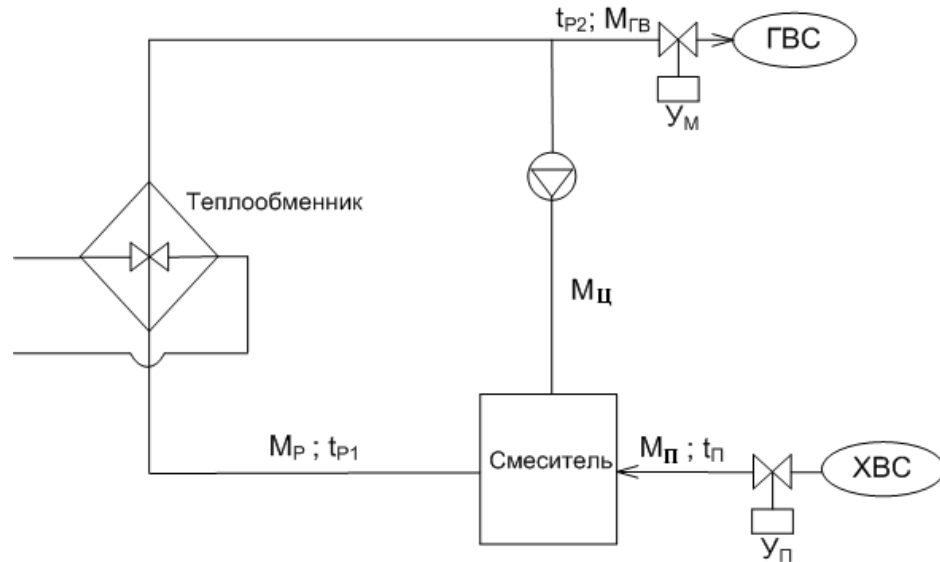


Рисунок 3.11 – Схема подключения теплообменника – смесителя к линии ГВС

Уравнение теплового и материального баланса смесителя имеют вид

$$M_P t_{P1} \cdot C_B = M_{Ц} t_{P2} \cdot C_B + M_{П} t_{П} C_B ; \quad M_P = M_{Ц} + M_{П}.$$

В относительных величинах без учета аккумулируемой в смесителе теплоты:

$$\begin{aligned} \varphi_P &= K_{Ц} \varphi_{Ц} + K_{П} \varphi_{П} ; \\ \varphi_P + \theta_{P1} &= K'_{Ц} \cdot (\varphi_C + \theta_{P2}) + K'_{П} \cdot (\varphi_{П} + \theta_{П}) \end{aligned}$$

Если температура воды в системе ХВС не изменяется, то $\theta_{П} = 0$, если расход рециркуляции не изменяется, то $\varphi_{Ц} = 0$ и $\varphi_P = K_{П} \cdot \varphi_{П}$.

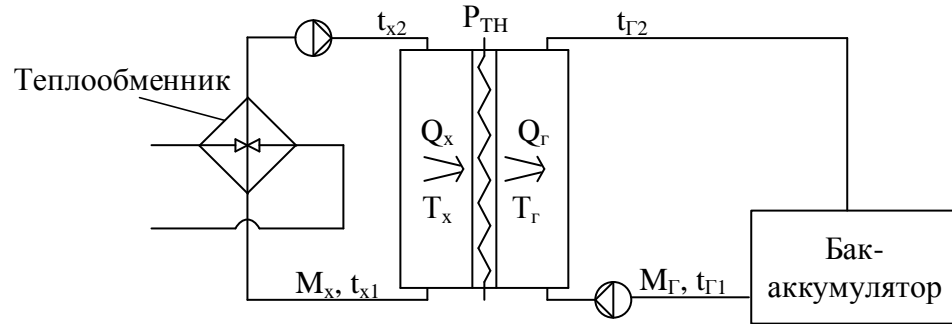
Тогда после преобразования приведенных выше уравнений получим:

$$\theta_P = K'_{Ц} \theta_{P2} + (K'_{П} - K_{П}) \varphi_{П} . \quad (3.7)$$

Исходя из структуры исследуемой СВНУ в уравнении (3.6) и уравнении (3.7) эквивалентными являются относительные параметры $\theta_{B1} = \theta_{P1}$ и $\theta_{B2} = \theta_{P2}$. Значения коэффициентов в уравнении (3.7) приведены в приложении Д.

Расход воды на ГВС будет в этом узле схемы возмущающим воздействием. При правильной работе регулятора подпитки холодной воды, настроенного на перепад давления в циркуляционном контуре, расход воды на ГВС будет равен расходу подпиточной воды $\varphi_{ГВ} = \varphi_{П}$ (без учета времени запаздывания регулятора расхода подпиточной воды).

Моделирование теплового насоса [102]. При моделировании тепловой насос может быть представлен как две секции проточного теплообменника, разделенные стенкой с внутренним промежуточным охлаждением и одновременным нагревом (рисунок 3.12).



3.12 – Расчетная схема теплового насоса

Теплота, передаваемая от холодной секции Q_X и теплота, передаваемая к нагреваемой среде Q_H связаны с мощностью, затрачиваемой на привод компрессора P_{TH} теплового насоса, уравнением: $Q_H = Q_X + P_{TH}$.

Коэффициент трансформации теплового насоса равен $R_{TH} = \frac{Q_H}{P_{TH}}$. В первом приближении его величина может быть связана с температурами цикла теплового насоса парокompрессионного типа $R_{TH} = \frac{t_K}{t_K - t_H}$, где t_H - средняя температура в испарителе теплового насоса, t_K - средняя температура в конденсаторе.

Уравнение теплового баланса для потоков теплоты в тепловом насосе имеет вид:

$$M_X \cdot C_B (t_{X2} - t_{X1}) - Q_X = m_{TX} \cdot C_B \cdot \frac{dt_{X1}}{d\tau};$$

$$Q_H - M_H C_B (t_{H2} - t_{H1}) = m_{TH} \cdot C_B \cdot \frac{dt_{H2}}{d\tau}.$$

Тогда в относительных отклонениях:

$$\varphi_X + \theta_{X2} - \theta_{X1} - q_X = T_{TX} \frac{d\theta_{X1}}{d\tau}; \quad q_H - \varphi_H - \theta_{P2} + \theta_{H1} = T_{TH} \frac{d\theta_{H2}}{d\tau}. \quad (3.8)$$

Постоянные времени:

$$T_{TX} = \frac{m_{TH1} \cdot t_{X20}}{M_{X0} \cdot (t_{X20} - t_{X10})}; \quad T_{TH} = \frac{m_{TH2} \cdot t_{H20}}{M_{H0} \cdot (t_{H20} - t_{H10})}.$$

В относительных отклонениях уравнение энергетического баланса теплового насоса:

$$q_{\Gamma} = K_X \cdot q_X + K_{TH} \cdot p_{TH}, \quad (3.9)$$

где $p_{TH} = \frac{\Delta P_{TH}}{P_{THO}}$.

Если учесть влияние коэффициента трансформации, то $Q_1 = P_{TH} \cdot R_{TH}$ или

$$Q_X = P_{TH}(R_{TH} - 1)$$

Тогда в отклонениях $q_X = p_{TH} + K_R \cdot r_{TH}$; $q_{\Gamma} = p_{TH} + r_{TH}$,

где:

$$r_{TH} = \frac{\Delta R_{TH}}{R_{THO}}; \quad K_R = \frac{R_{THO}}{R_{THO}-1}.$$

Мощность на привод компрессора теплового насоса является величиной регулируемой, при этом коэффициент трансформации теплового насоса будет меняться из-за изменения температур в конденсаторе и испарителе.

Решение системы уравнений для определения значения φ_{TH} требует их линеализации.

Из начальных условий коэффициент трансформации равен $R_{THO} = \frac{Q_{\Gamma O}}{P_{THO}}$.

Тогда после линеализации приведенных выше уравнений получим:

$$r_{TH} = \frac{\theta_X - \theta_{\Gamma}}{K_R(1 + \theta_{\Gamma}) - (1 + \theta_X)},$$

где: $\theta_{\Gamma} = \frac{\Delta t_{\Gamma}}{t_{\Gamma O}}$; $\theta_X = \frac{\Delta t_X}{T_{XO}}$.

Если пренебречь тепловым сопротивлением теплообменников теплового насоса и считать, что температуры в конденсаторе и испарителе не изменяются по длине поверхности нагрева, то с достаточной точностью $t_{\Gamma} = t_{H2} + 273^{\circ}\text{C}$ и $t_X = t_{X2} + 273^{\circ}\text{C}$ или при учете изменения температуры в теплообменниках теплового насоса $t_{\Gamma} = \frac{t_{H2} + t_{H1}}{2} + 273^{\circ}\text{C}$, $t_X = \frac{t_{X2} + t_{X1}}{2} + 273^{\circ}\text{C}$.

Перейдя к отклонениям в первом варианте получим:

$$\theta_{\Gamma} = K'_{\Gamma} \theta_{H2}; \quad \theta_X = K'_X \theta_{X1}.$$

Моделирование встроенного теплообменника в баке-накопителе.

Уравнение теплообменника в относительном виде будет

$$q_{\Gamma} = K_1 \theta_{X1} - K_2 \theta_{B1} + K_3 \theta_{X2} - K_4 \theta_{B2} + 0,4(\varphi_X + \varphi_2). \quad (3.10)$$

Исходя из структуры исследуемой СВНУ в уравнении (3.6) и уравнении (3.10) эквивалентными являются относительные параметры $\theta_{X1} = \theta_{A1}$ и $\theta_{X2} = \theta_{A2}$.

Моделирование бака-накопителя. Бак-накопитель сточных вод является открытым сосудом с одним протоком M_1 и одним стоком M_2 . Схема бака-накопителя приведена на рисунке 3.13. Масса жидкости одного бака – накопителя $m(\tau)$ занимает объем с высотой уровня $h(\tau)$.

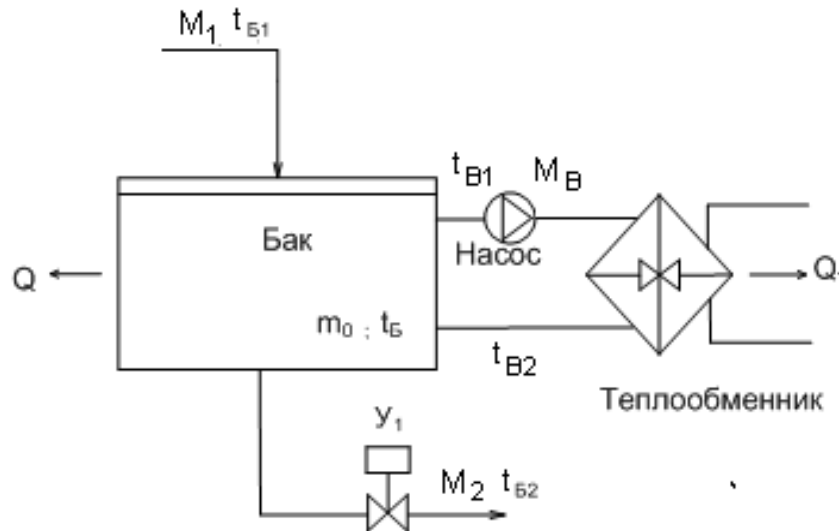


Рисунок 3.13 - Схема бака-накопителя с подключенным теплообменником

Величина $m(\tau)$ изменяется во времени, при этом, она обычно колеблется около значения заданной величины $m_0 = \text{const}$, соответствующей высоте уровня $h_0 = \text{const}$ (при условии $M_1 = M_2 = M_0$).

Уровень в баке зависит от расхода воды потребителями M_1 , определяемого открытием вентиля Y_1 подпитки Y_{II} (рисунок 3.11) и расхода через сливную линию, на которой установлен вентиль Y_1 , привод которого подключен к регулятору уровня. При принятой конструкции, бак – накопитель имеет постоянное сечение S_B с учетом несущественного изменения плотности ρ_B воды (так как температура воды изменяется незначительно) получаем

$$m(\tau) = \rho_B V(\tau) = S_B \cdot \rho_B h(\tau) \quad \text{и} \quad m_0 = S_B \rho_B \cdot h_0$$

Согласно уравнению сохранения вещества:

$$M_1(\tau) - M_2(\tau) = \frac{dm(\tau)}{d\tau} = \frac{dm(\tau)}{d\tau} = S_B \rho_B \frac{dh(\tau)}{d\tau}.$$

После перехода к безразмерным величинам, получаем дифференциальное уравнение относительных изменений уровня в баке – накопителе.

$$\frac{\Delta M_1}{M_0} - \frac{\Delta M_2}{M_0} = \frac{m_o}{M_o} \cdot \frac{d[\Delta m(\tau)]}{d\tau \cdot m_o} = T_o \cdot \frac{d\Delta h}{h_o d\tau}$$

Приняв $M_1 - M_0 = \Delta M_1$; $M_2 - M_0 = \Delta M_2$, получим $\frac{\Delta M_1}{M_o} = \varphi_1(\tau)$ и

$M_2 - M_0 = \varphi_2(\tau)$, получим для уровня воды в баке $h(\tau)$

$$\varphi_1(\tau) - \varphi_2(\tau) = T_o \cdot \frac{\partial h}{\partial \tau}, \quad (3.11)$$

где $T_o = \frac{m_o}{M_o}$ - постоянная времени аккумуляции жидкости в баке – накопителе.

Так как объем воды в баке поддерживается постоянным за счет воздействия на вентиль y_1 регулятора уровня, можно принять, что объем воды в баке не изменяется $m = m_o$. Бак-накопитель подключен к теплообменнику теплового насоса через контур циркуляции для передачи тепловой энергии низкого потенциала.

Составим уравнение теплового баланса:

$$M_1 C_B \cdot t_{B1} - M_2 C_B \cdot t_{B2} - Q_T = m C_B \frac{dt_B}{d\tau},$$

где Q_T - теплота, передаваемая в теплообменнике теплового насоса.

Получим в относительных величинах:

$$K_{M1}(\theta_1 + \varphi_1) - K_{M2}(\theta_2 + \varphi_2) - K_T \cdot q_{T3} = T_m \cdot \frac{d\theta_B}{d\tau}, \quad (3.12)$$

где: $\theta_B = \frac{\Delta t_{B0}}{t_{B0}}$; $\theta_1 = \frac{\Delta t_{B1}}{t_{B10}}$; $\theta_2 = \frac{\Delta t_{B2}}{t_{B20}}$; $q_{T3} = K_{B1}\theta_1 - K_{B2}\theta_2$;

Постоянная времени $T_m = T_o$. Температуру в баке можно в первом приближении задать линейной функцией вида:

$t_A = \frac{t_{B1} + t_{B2}}{2}$, тогда $\theta_B = K_{\theta 1}\theta_1 + K_{\theta 2}\theta_2$. Определяем θ_2 и замыкаем уравнение

теплового баланса $\theta_2 = \frac{\theta_B - K_{\theta 1}}{K_{\theta 2}}$.

При задании температуры воды в баке (с учетом циркуляции воды через теплообменник) нелинейным уравнением вида:

$$t_A = \frac{(M_1 - M_B) \cdot t_{B1} + M_B \cdot t_{B2}}{M_2}.$$

После преобразования Лапласа получим в виде:

$$\theta_B = K_{\theta_1} + K_{\theta_2}\theta_2 + K_1\varphi_1 + \varphi_2. \quad (3.13)$$

Значения коэффициентов, входящих в уравнения (3.12, 3.13) приведены в приложении Д.

Моделирование системы автоматического регулирования СВНУ [102].

Система уравнений, описывающая СВНУ, оснащенную тепловым насосом и аккумуляторами теплоты (рисунок 3.1) включает уравнения (3.3 – 3.13).

Управляющие воздействия, влияющие на режим работы СВНУ, включают:

- регулирование расхода теплоносителя в контуре солнечного коллектора;
- регулирование мощности теплового насоса;
- регулирование расхода холодной воды из линии ГВС;
- регулирование температуры воды в баке-аккумуляторе;
- регулирование уровня в баке-накопителе сточных вод.

При работе СВНУ учитываются следующие возмущающие воздействия:

- изменение потока солнечной радиации на поверхность коллектора;
- изменение расхода горячей воды в системе ГВС;
- изменение температуры сточных вод в баке-накопителе.

Изменение регулируемых параметров в относительных величинах образует систему уравнений, включающих:

- расход теплоносителя через солнечный коллектор $\varphi_{СК} = f_1(\varphi_{Y4}, \theta_C, \theta_B)$;
- мощность теплового насоса $n_{ТН} = f_2(\varphi_{Y2}, \theta_B)$;
- расход воды через конденсатор теплового насоса $\varphi_{ТН} = f_3(\varphi_{Y2}, \theta_B)$;
- расход сточных вод из бака-накопителя $\varphi_2 = f_4(\varphi_{Y1}, \varphi_1)$;
- расход подпиточной воды в систему ГВС $\varphi_3 = f_5(\varphi_{Y3}, \varphi_1)$.

Управляющие воздействия на регулирующие клапаны φ_{Yi} формируются компьютерной программой, реализующей оптимальные законы регулирования по одному или нескольким параметрам работы СВНУ.

Коэффициенты, рассчитанные для рассмотренной системы уравнений объекта исследования приведены в приложении Д.

Возмущающие воздействия моделируются методом аппроксимации экспериментальных кривых, полученных при проведении испытаний СВНУ и приведенных в части 3.4 [89]:

- поток солнечной радиации $q_{\text{ск}} = F_1(\tau)$;

- расход горячей воды из ГВС $\varphi_3 = F_2(\tau)$;

- температура сточной воды $\theta_{\text{Б}} = F_3(\tau)$.

Разработанная математическая модель СВНУ является базой для определения системы эффективного управления установкой. На основе модельных исследований осуществлялось изменение технологического процесса генерации и потребления теплоты, вырабатываемой в СВНУ, уточнялись режимы работы отдельных узлов установки и всего агрегата в целом. На основе результатов моделирования намечены направления модернизации действующей СВНУ с целью повышения ее термодинамической эффективности и снижения затрат электроэнергии и теплоты в системе ГВС потребителя.

3.4 Анализ расчетных и экспериментальных данных при исследовании переходных процессов в системе солнечного теплоснабжения

Для проверки технических решений и испытания элементов солнечных установок использован испытательный стенд. Регистрация параметров и теплофизических характеристик осуществлялась в электронной форме на жестком диске компьютера. Контроль и запись параметров окружающей среды и мощности солнечного излучения, падающего на горизонтальную и наклонную поверхности производилась автоматической метеостанцией HOBO Weather Station. Кроме того, точная регистрация солнечного излучения выполнялась цифровым индикатором солнечного излучения SOLRAD.

На рисунке 3.14 представлена блок-схема контрольно-измерительного комплекса, который осуществляет регистрацию и запись параметров СВНУ на персональном компьютере и автоматическое управление СВНУ.

В СВНУ также дополнительно установлены электросчетчики, счетчики расхода воды и теплоносителя, запись показаний которых производится вручную. Термометры и манометры для контроля температуры и давления рабочих жидкостей присутствуют в установке.

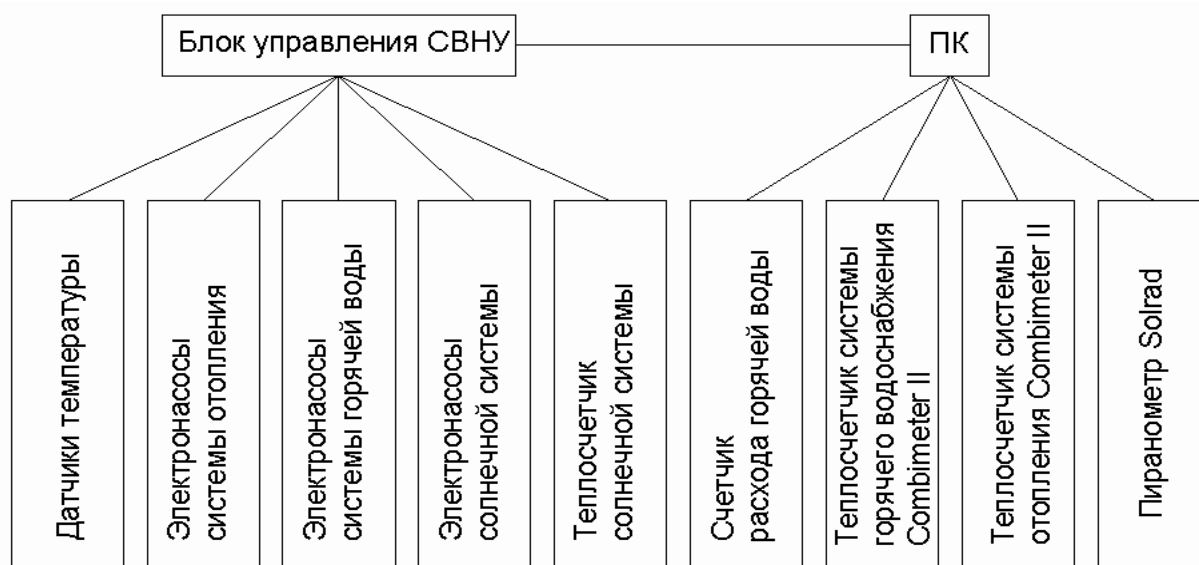


Рисунок 3.14 – Блок-схема измерительного комплекса

Для регулирования параметров СВНУ применен контроллер типа DeltaSol M, рекомендованный для гелиосистем. Данный контроллер настроен с учетом данных, полученных по разработанной модели. К цифровому солнечному регулятору присоединен импульсный расходомер и датчик измерения интенсивности солнечной радиации. Имеется текстовый 4-строчный дисплей с подсветкой и три кнопки для управления регулятором и настройки функций и параметров (включения и выключения, приоритета и температур накопительных баков, функции обратного охлаждения, функции защитного отключения коллекторов, функции для трубчатых коллекторов, контроля за теплоснабжением и регулирования производительности четырех

циркуляционных насосов). В состав управляющего комплекса входит программное обеспечение для считывания показаний.

Цифровой теплосчетчик Combimeter II включает в себя электронный вычислительный блок с выходом на ПК, с подсоединенными датчиками и расходомером. В качестве пиранометра использован цифровой индикатор солнечного излучения Solrad, входящий в структуру блока управления DeltaSol M. На рисунке 3.15 представлен скриншот компьютерной регистрации данных с пиранометра Solrad в программном обеспечении “Resol”.

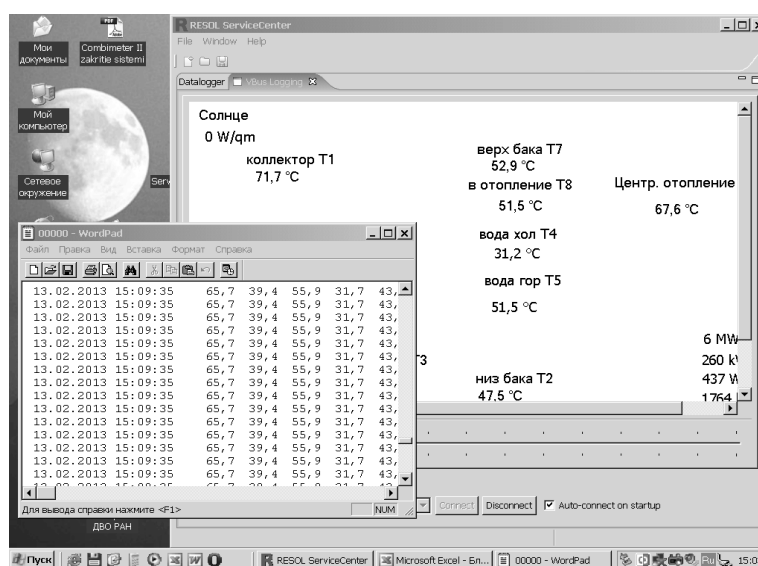


Рисунок 3.15 – Регистрация и визуализация данных с пиранометра Solrad

Полученные на испытательном стенде данные за 2008-2013 гг. обработаны как электронные таблицы в программе MS Excel. Проведен предварительный анализ опытных данных с целью выявления и фильтрации ошибок регистрации.

Компьютерная база данных была обработана в программе MS Excel для расчета теплоэнергетических характеристик СВНУ.

Мощность солнечной установки рассчитывалась по формуле:

$$P_i = C_p \cdot (T_1 - T_2) G, \quad (3.14)$$

Где P – мощность; T_1 - температура теплоносителя, поступающего от солнечных коллекторов к теплообменнику; T_2 - температура теплоносителя,

поступающего от теплообменника к солнечным коллекторам; G - расход теплоносителя; C - теплоемкость теплоносителя, ρ - плотность теплоносителя.

Суммарная выработка тепла в течение светового дня проводилась суммированием по ячейкам по формуле:

$$Q_i = 61P_i/3600 + Q_{i-1}. \quad (3.15)$$

На рисунках 3.17 – 3.20 представлены характерные графики рабочих параметров экспериментальной СВНУ в летний и осенне-зимний период, записанных в компьютерной базе данных и вычисленных по уравнениям (3.14) и (3.15). Графики измерения рабочих параметров экспериментальной СВНУ в другие периоды года приведены в приложении Ж.

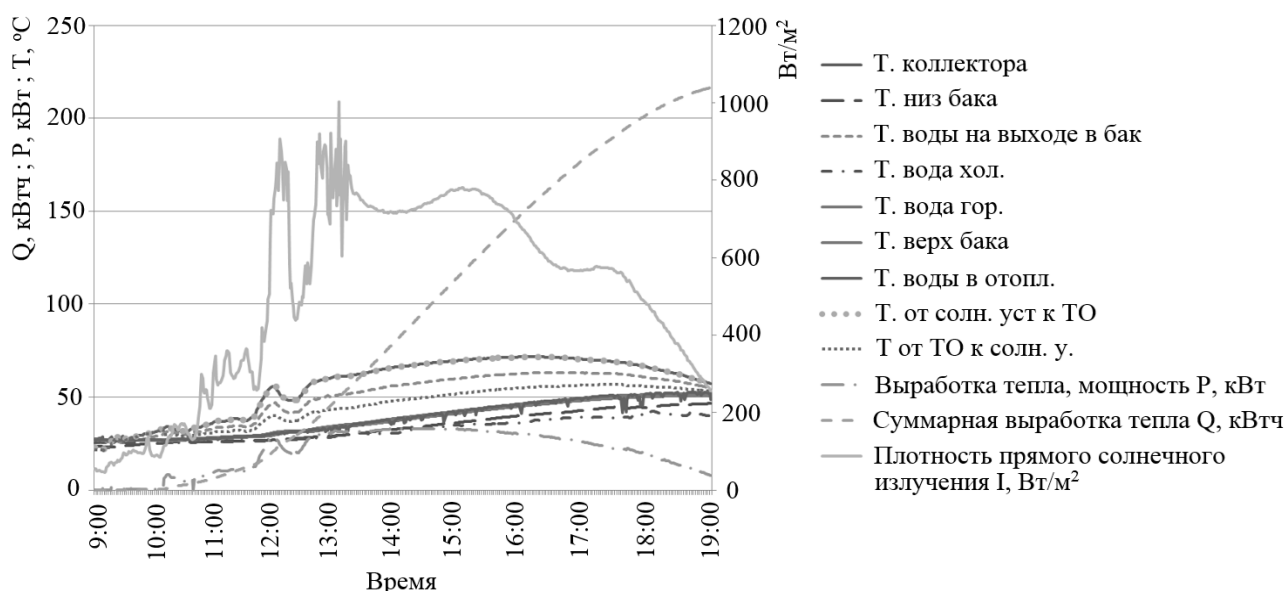


Рисунок 3.17 – График изменения рабочих параметров СВНУ для 05.07.2012.

Плотность прямого солнечного излучения, ход температур в разных точках установки, мощность и суммарная выработка тепла

Наиболее устойчивое солнечное излучение и работа СВНУ наблюдаются ежегодно в период с августа по май (рисунок 3.20 – 3.21 и рисунки в приложении Д). В летний период, несмотря на более высокую интегральную интенсивность солнечного излучения тепловосприятие солнечных коллекторов СВНУ может быть даже меньше, чем в зимнее время (рисунки 3.17 – 3.19 и рисунки из приложения Ж).

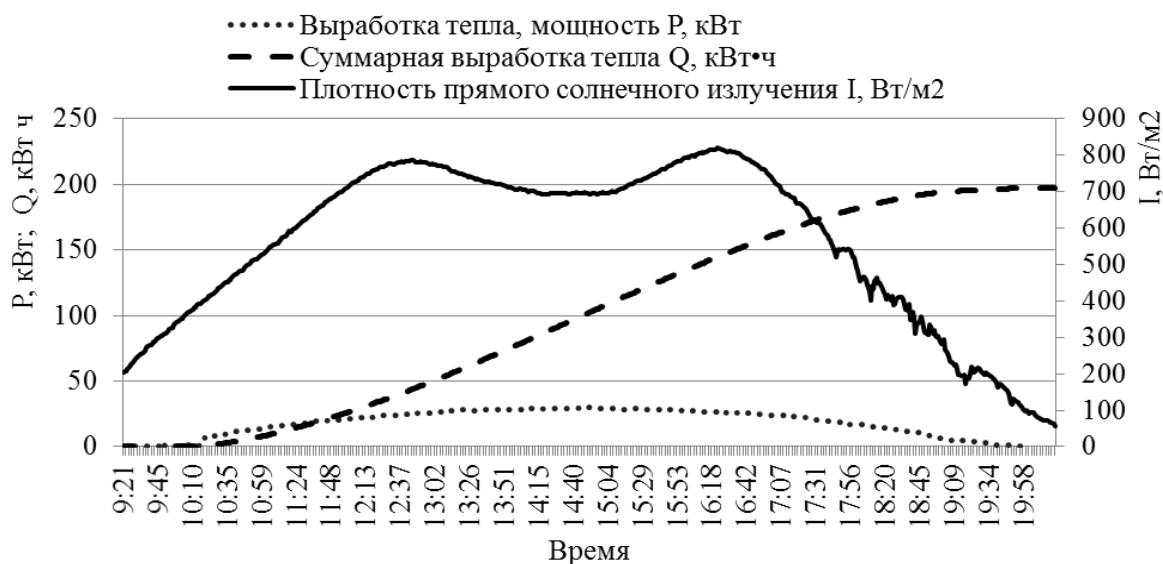


Рисунок 3.18 – График изменения рабочих параметров СВНУ для 17.07.2012. Плотность прямого солнечного излучения, мощность и суммарная выработка тепла



Рисунок 3.19 – График изменения рабочих параметров СВНУ для 29.06.2012. Плотность прямого солнечного излучения, мощность и суммарная выработка тепла

Как следует из анализа опытных данных, плотность солнечного излучения для солнечных дней при незначительной облачности в осенне-зимний период может быть аппроксимирована при разработке математической модели объекта достаточно простой синусоидальной зависимостью или параболической функцией:

$$Q_c = Q_{c\max} \sin(\tau); \quad Q_c = Q_{c\max} (a\tau^2 + b\tau), \quad (3.16)$$

где $Q_{\text{сmax}}$ – максимальная плотность солнечного излучения в течение дня.

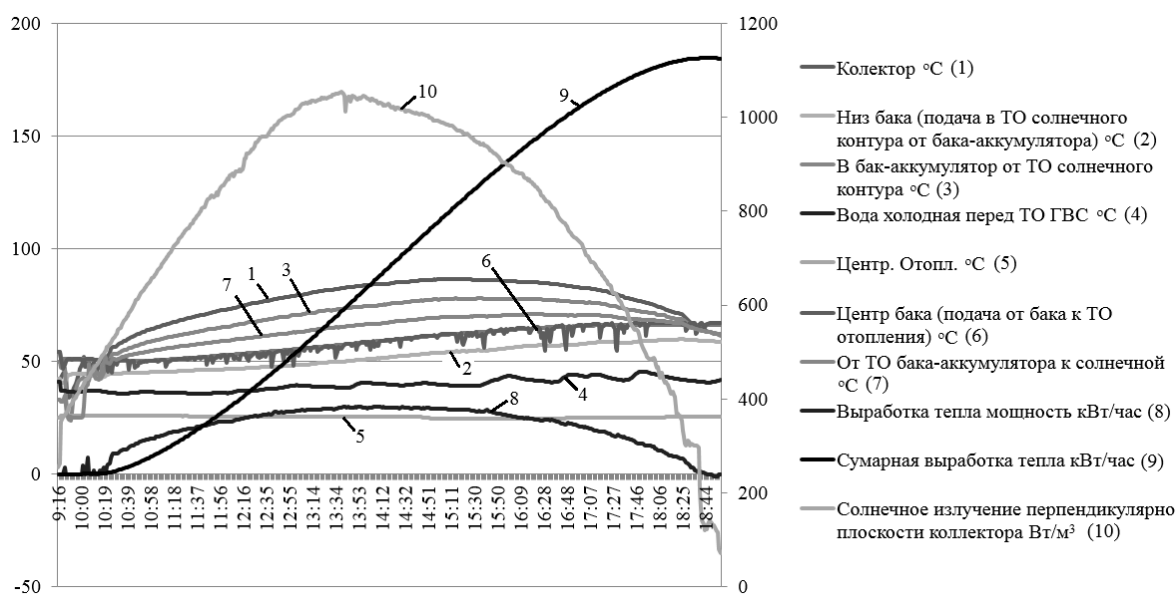


Рисунок 3.20 – График изменения рабочих параметров СВНУ для 25.09.2012

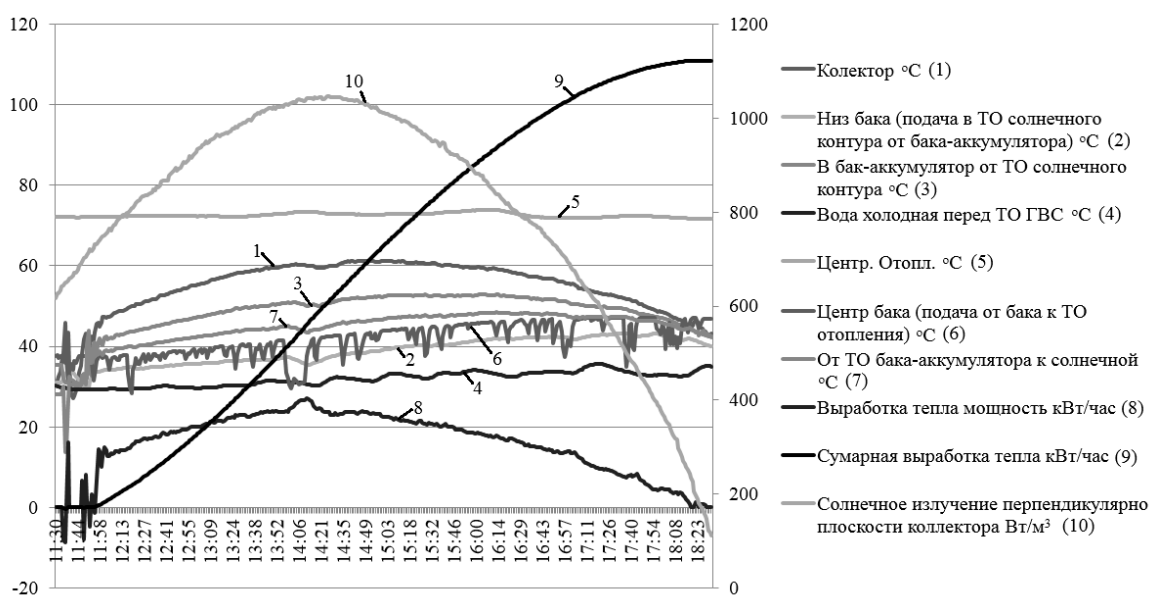


Рисунок 3.21 – График изменения рабочих параметров СВНУ для 17.01.2013

На рисунке 3.22 приведены графики изменения основных параметров СВНУ и системы теплоснабжения, рассчитанные по модели с заданной тепловой генерацией солнечных коллекторов 70 кВт и мощностью привода теплового насоса 40 кВт для зимних условий эксплуатации.

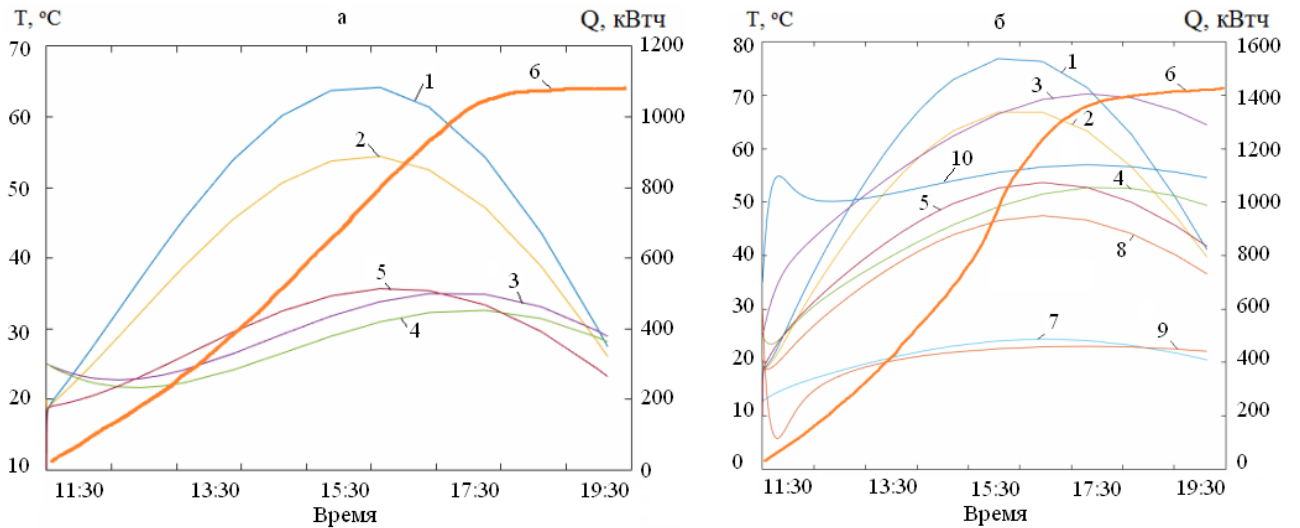


Рисунок 3.22 – Переходные функции изменения температуры в коллекторах, теплообменниках и баке-аккумуляторе СВНУ (расчет по модели): а – без ТН; б – с ТН; 1 – температура за коллектором; 2 – за теплообменником первого контура; 3 – средняя в баке-аккумуляторе; 4 – за теплообменником ГВС; 5 – перед коллектором; 6 – суммарное количество подведенной теплоты; 7, 8 – в теплообменниках теплового насоса; 9 – в баке сточной воды; 10 – за тепловым насосом [102]

Таким образом, сравнение переходных процессов, полученных на модели комбинированной СВНУ с опытными кривыми (рисунки 3.21 и 3.22) имеет достаточную точность расчетных данных. Подбор параметров модели может быть произведен таким образом, чтобы определить важнейшие точки переходных процессов.

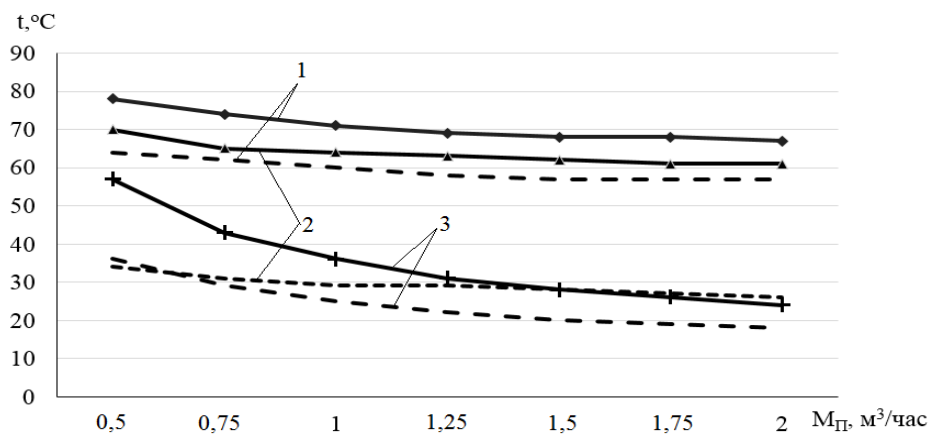


Рисунок 3.23 – Изменение параметров СВНУ и системы теплоснабжения при регулировании расхода подпитки воды $M_{п}$: - - - - без ТН; — с ТН; 1 - t_{c2} ; 2- $t_{БГ}$; 3- $t_{р2}$

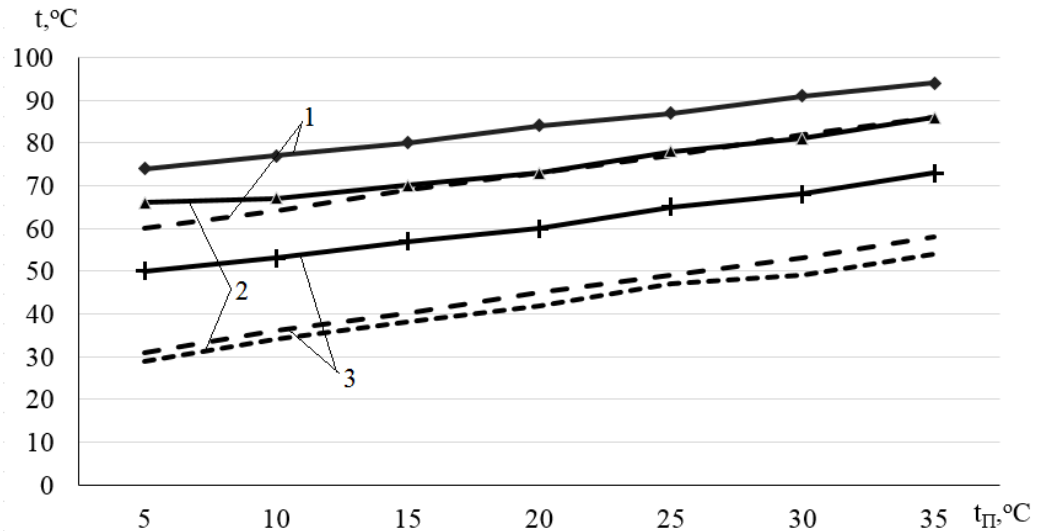


Рисунок 3.24 – Изменение параметров СВНУ и системы теплоснабжения при колебаниях температуры подпиточной воды $t_{П}$: - - - - без ТН; — с ТН; 1 - t_{C2} ; 2- $t_{БГ}$; 3- t_{P2}

Использование опытных данных испытательного стенда по уровню плотности солнечного сияния Q_c позволило повысить достоверность результатов модельных расчетов и получить функциональные зависимости, необходимые для настройки контуров регулирования экспериментальной СВНУ. Так, были определены переходные функции системы выходной контур теплообменника №1 и бака аккумулятора.

Методика получения переходной характеристики сводится к измерению значения координат разгонных характеристик за время τ и соответствующие ему значения температур t . Затем определяется $\Delta t = t - t_0$; Полученное значение Δt делится на величину возмущения ΔG , при котором снималась данная характеристика, и вычисляется координата характеристики $h(\tau) = \Delta t / \Delta G$. Постоянная времени объекта $T_{об}$ (например для контура теплообменник коллектора - бак аккумулятора) и коэффициент статического преобразования определяется по усредненной разгонной характеристике.

Передаточная функция объекта регулирования (выходная часть теплообменника солнечного коллектора и бака теплового аккумулятора) имеет вид [110]:

$$W(p) = \frac{K \cdot e^{-\rho}}{(T_1 p + 1)(T_2 p + 1)}, \quad (3.17)$$

где T_1 и T_2 – постоянные времени выходной части теплообменника I и бака теплового аккумулятора в верхней зоне нагрева (рисунок 3.24).

Для расчета параметров настройки ПИ – регулятора (узла в виде частотного преобразователя двигателя насоса I-го контура) по переходной функции (рисунок 3.25) выполнена аппроксимация ее участком запаздывания и двухемкостным звеном. Возмущение по расходу теплоносителя по первому контуру составил $\Delta G = 80\%$.

По графику рисунка 3.25 определены характеризующие динамику анализируемой системы числа: $t_{уст}$ – ордината асимптоты, соответствующей режиму установившегося состояния, $K_0 = t_{уст}/G_0$ – статический коэффициент преобразования, где G_0 – величина сообщенного системе возмущения (расход теплоносителя по первому контуру).

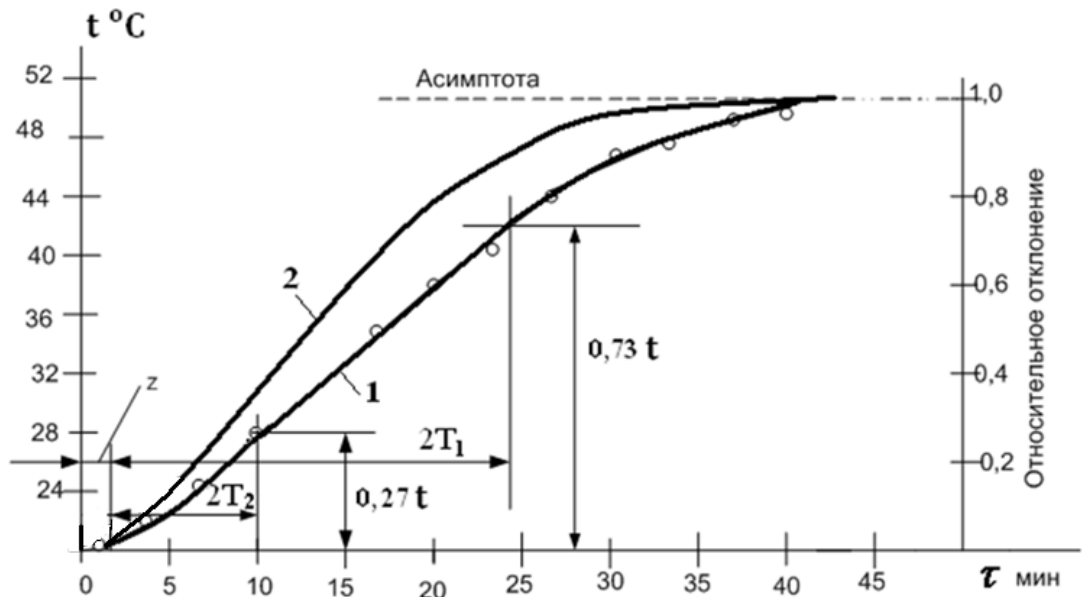


Рисунок 3.25 – Переходная функция изменения температуры в баке-аккумуляторе: 1 – экспериментальная кривая; 2 – теоретическая кривая

Значения постоянных времени T_1 и T_2 исследуемого контура СВНУ (выход теплообменника коллектора– бак-аккумулятор) найдены по кривой переходного процесса: $T_1 = 12$ минут – постоянная времени бака теплового аккумулятора (в верхней зоне нагрева); $T_2 = 5,7$ минут – постоянная времени выхода

теплообменника (по расчетам математической модели $T_1 = 11,5$ минут и $T_2 = 6,1$ минут); $K_0 = 1,2$.

Тогда передаточная функция объекта регулирования примет вид:

$$W(p) = \frac{1,2 \cdot e^{-0,5 \cdot p}}{(12p + 1)(5,7p + 1)}. \quad (3.18)$$

На графике видно отставание фактической разгонной характеристики от теоретической, построенной на основе математической модели. Однако в целом характеристики являются структурными аналогами, а отставание обусловлено неучтенными потерями тепловой энергии в отдельных узлах теплогенерирующего комплекса, а также с заниженной мощностью нагревательных элементов в связи с физическим износом.

Выводы по главе 3

В 3 главе работы получены следующие результаты:

1. Выполнена оптимизация схемы теплогенерирующего комплекса в составе опытной СВНУ, парокомпрессионного теплового насоса, (подключенного к двум различным низкотемпературным источникам теплоты) и тепловых аккумуляторов, задействованных в процессах выравнивания суточного графика потребления теплоты в системе теплоснабжения. Предложенные технические решения позволяют регенерировать тепловую энергию, потребляемую в системе горячего водоснабжения и использовать тепло вентиляции;

2. Для совершенствования экспериментальной СВНУ и исследования режимов работы гелиоустановки предложена и апробирована математическая модель теплогенерирующего комплекса, описывающая теплофизические процессы получения, накопления и транспортировки тепловой энергии при последовательном и параллельном подключении различных источников теплоты, при колебаниях интенсивности солнечной радиации в течение суток, и позволяющая учесть влияние суточного и сезонного изменения тепловой нагрузки у потребителя;

3. Произведено исследование агрегатных узлов опытной системы теплоснабжения, оснащенной парокompрессионным тепловым насосом и группой тепловых аккумуляторов с помощью измерительного комплекса.

4. Выполнен сравнительный анализ опытных и расчетных характеристик солнечной системы теплоснабжения, что позволило оптимизировать режимы совместной эксплуатации солнечных коллекторов, аккумуляторов теплоты и теплового насоса, и подготовить рекомендации для повышения эффективности применения гелиоустановок в типовых системах теплоснабжения производственных и социальных объектов.

4 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

4.1 Особенности применения тепловых насосов и аккумуляторов теплоты в структуре солнечных водонагревательных установок

При использовании СВНУ в системах теплоснабжения возникает ряд задач, связанных с необходимостью привлечения к процессу выработки теплоты дополнительных агрегатов, дублирующих гелиоустановку в случае длительного отсутствия солнечного излучения. В качестве таких агрегатов применяются чаще всего резервные установки в виде электрических котлов или котлов на органическом топливе [23, 24, 48, 58, 94, 97]. Обычно в структуре СВНУ имеются тепловые аккумуляторы различных типов [66, 73, 80, 117, 125] как для суточного, так и для более длительного накопления излишков теплоты. Резервные энергоустановки и тепловые аккумуляторы существенно усложняют работу системы теплоснабжения и увеличивают стоимость тепловой энергии, отпускаемой потребителям.

Одним из распространенных методов оптимизации систем теплоснабжения можно считать использование низкотемпературной (5 – 30 °С) природной теплоты или сбросной теплоты с помощью тепловых насосов [14, 17, 31, 37, 47, 63]. Особенно значительный выигрыш получается при комбинировании теплового насоса и солнечной водонагревательной установки (СВНУ). Использование схем теплоснабжения с тепловым насосом является оптимальным решением для круглогодично эксплуатируемых систем солнечного теплоснабжения. Небольшие суммы прихода солнечной радиации не обеспечивают требуемые показатели температур теплоносителя на выходе из солнечных коллекторов. В этом случае тепловой насос позволяет поднять температурный потенциал теплоносителя с целью его дальнейшей подачи к потребителю или тепловым аккумуляторам.

Выбор типа ТН для комбинированной системы теплоснабжения.
Созданные и эксплуатируемые тепловые насосы отличаются тепловыми

схемами, видом рабочего тела и составом используемого оборудования [30, 38, 41, 50, 51, 81, 125].

При работе системы теплоснабжения, включающей СВНУ при изменении температур теплоносителя от 10 до 90 °С, наиболее часто используются парокомпрессионные ТН и абсорбционные ТН.

Выбор источника теплоты ТН. Подключение к структуре СВНУ теплового насоса позволяет решать ряд важных задач:

- ТН преобразует теплоту, получаемую от низкотемпературного источника, дублируя СВНУ в период отсутствия солнечного излучения или недостаточной эффективности работы солнечных коллекторов;

- ТН обеспечивает сезонное накопление теплоты в летний период при пониженной тепловой нагрузке и отдачу накопленной теплоты с повышением ее температурного потенциала в зимний период – при максимальных тепловых нагрузках;

- ТН использует теплоту, вырабатываемую солнечными коллекторами СВНУ для суточного аккумулирования тепловой энергии, что позволяет покрывать пиковые нагрузки системы ГВС;

- ТН использует низкотемпературную сбросную теплоту из системы теплоснабжения (сточные воды, вентиляционные выбросы и т.д.), в том числе при наличии СВНУ, повышая коэффициент использования тепловой энергии до максимально возможного уровня.

Геотермальные источники теплоты. К геотермальным источникам теплоты относятся грунтовые аккумуляторы теплоты, артезианские воды, искусственные подземные водоемы и водо-гравийные подземные аккумуляторы теплоты. Эти сооружения последние 10-15 лет широко используются как низкотемпературные источники теплоты для систем отопления и ГВС, оснащенными ТН. Важным недостатком геотермальных источников теплоты является значительная стоимость конструкции грунтового теплообменника или специализированного теплового аккумулятора [17, 20, 22, 32, 33, 140, 141, 143].

Воздушные источники теплоты. Приемлемым источником теплоты для ТН является воздух окружающей среды. Наличие у воздуха ряда недостатков требует оптимизации системы регенерации теплоты в зависимости от места установки, учитывая, что температура воздуха может значительно меняться в зависимости от сезона и времени суток.

Использование тепловых стоков и вентиляционных выбросов. В качестве источника теплоты для ТН могут использоваться тепловые сбросы объекта, такие как, вентиляционные выбросы, сточная вода (например, из системы ГВС). Такие факторы как количество утилизируемой теплоты и температурный потенциал стока в значительной мере определяют эффективность использования тепловых выбросов. Количество сбрасываемой теплоты в сточных водах ГВС может быть эквивалентно суточной генерации тепловой энергии от СВНУ, а в ряде случаев, превышать ее. При использовании ТН это позволяет увеличить тепловую производительность системы теплоснабжения, оснащенной СВНУ в два раза.

Вспомогательный источник теплоты (электрический или газовый котел) включается в работу только в экстремальных климатических условиях, или при аварийных ситуациях, что повышает экономическую эффективность СВНУ с ТН [89, 100, 101].

Использование схем СВНУ с ТН является оптимальным решением для круглогодично эксплуатируемых систем солнечного теплоснабжения. Для различных температур источника тепловой энергии, при длительности отопительного периода 5000 – 5600 часов в регионах России, среднегодовое значение коэффициента трансформации ТН может составлять [17, 42, 44]:

<i>температура источника, ° С</i>	5	10	15	20	25	30	35	40;
<i>среднегодовой коэффициент трансформации</i> ...	3,6	4,1	4,6	5,3	5,9	6,6	7,2	7,9.

Характеристики выпускаемых на отечественных предприятиях парокompрессионных тепловых насосов приведены в таблице 4.1. Все типы насосов являются конкурентоспособными зарубежным аналогам.

Рассматриваемые тепловые насосы можно использовать при проектировании солнечных систем теплоснабжения [47, 5, 51, 71, 77, 115].

Таблица 4.1 – Характеристики тепловых насосов, выпускаемых в РФ

Наименование параметра	Тип теплового насоса				
	ТН-10	ТН-300	ТН-500	ТН-1000	ТН-3000
Теплопроизводительность:					
кВт	12	300	500	1000	2500
Гкал/ч	0,01	0,26	0,43	0,86	2,15
Площадь отапливаемого помещения, м ² (из расчета 0,07 кВт/м ²)	170	4300	7150	14300	35700
Расход, м ³ /ч:					
- воды системы отопления	15	25	35	85	140
- воды низкопотенциального источника	30	50	70	165	310
Температура воды системы отопления, °С	50-70	50-70	50-70	50-70	50-70
Потребляемая электрическая мощность, кВт	4	90	150	300	630
Габаритные размеры насоса и отдельных агрегатов, м:					
- компрессорного агрегата	0,5/1/2	4,5/1,8/1,7	2,8/2,2/1,7	4,0/1,5/2,3	5,2/12/3
- конденсаторно-испарительного агрегата	1/1/2.2	4.6/2.9/2.1	3,9/3,3/2,8	4,9/2,1/1,5	5/1,7/3,3
Масса, т	0,2	4,3	9,7	15	22

В сочетании с СВНУ при утилизации в ТН теплоты сточных вод или вентиляционных выбросов коэффициент трансформации может достигать 6 - 7.

Реверсивность позволяет использовать ТН как для производства дополнительной теплоты, так и для летнего кондиционирования воздуха. На рисунке 4.1 приведены данные испытаний реверсивного теплового насоса модели GT-L030WH, подключенного к баку-аккумулятору опытной СВНУ и утилизирующего теплоту от сточных вод системы ГВС здания кампуса ДВФУ или из системы вентиляции и кондиционирования. Основные характеристики ТН приведены в приложении И.

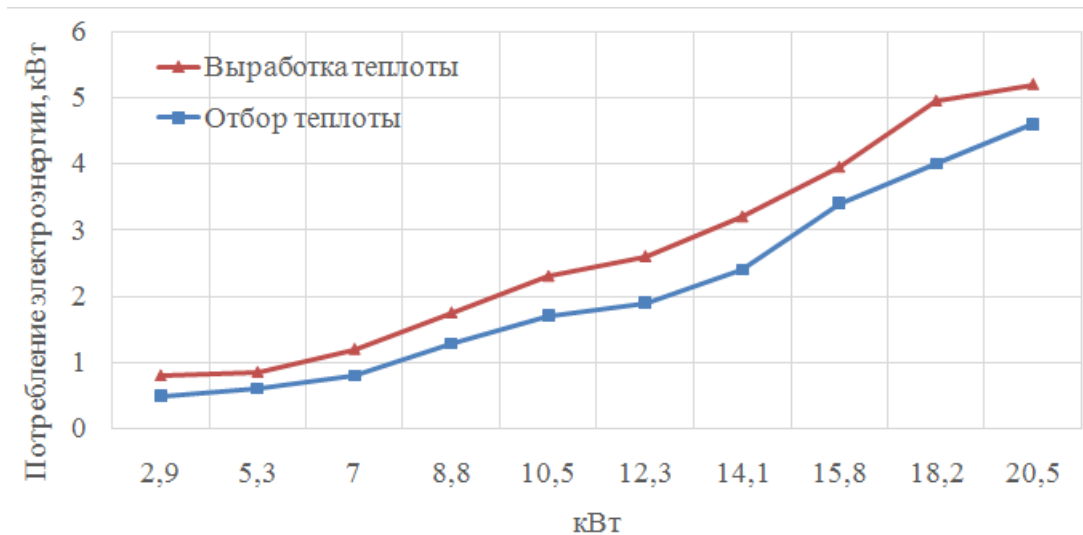


Рисунок 4.1 – Зависимость выработки теплоты и холода от потребленной мощности для парокомпрессионного ТН

Применение тепловых аккумуляторов. Основной причиной необходимости аккумуляирования тепла в системе теплоснабжения, включающей СВНУ, является непостоянство солнечной радиации. Применение тепловых аккумуляторов обеспечивает требуемый запас устойчивости работы СВНУ. Тепловые аккумуляторы с обслуживающими узлами являются необходимой функциональной частью СВНУ, конструируемой в виде системы аккумуляирования теплоты (САТ).

Наиболее часто в качестве материала для аккумуляирования теплоты в системах солнечного теплоснабжения используются баки с горячей водой, обладающей высокой теплоемкостью. Существенным преимуществом жидкостных систем, содержащих бак-аккумулятор с водой, является их совместимость с одноконтурными или двухконтурными СВНУ. Однако в ряде случаев эффективное использование САТ с водяными баками-аккумуляторами большого объема затруднено по эксплуатационно-технологическим причинам или условиям безопасности.

В исследуемых гелиоустановках рассмотрена возможность применения способа аккумуляирования солнечной энергии на основе процессов фазовых переходов различных материалов.

В реальном процессе аккумулирования тепла плотность запасаемой энергии оказывается существенно ниже теоретического значения вследствие потерь тепла, неравномерности поля температур, потерь при заряде и разряде. Отношение реального и теоретического значений плотности запасаемой энергии и определяет эффективность теплового аккумулятора.

Уравнение аккумулирования энергии в гелиосистемах с аккумуляторами теплоты в дифференциальной форме имеет вид:

$$(U + PV)_{\text{ВХ}} dm_{\text{ВХ}} + dQ_{\text{ак}} - (U + PV)_{\text{ВЫХ}} dm_{\text{ВЫХ}} = d[(U_{\text{ак}} m_{\text{ак}})] + P_{\text{ак}} dV_{\text{ак}}, \quad (4.1)$$

где $m_{\text{ак}}$ – масса аккумулирующей среды; U – внутренняя энергия системы; $P_{\text{ак}}$ – давление в аккумуляторе; $V_{\text{ак}}$ – объем аккумулятора; $dQ_{\text{ак}}$ – тепло, подведенное к САТ.

Анализ уравнения (4.1) показывает, что аккумулирование энергии в СВНУ может осуществляться в результате изменения удельной внутренней энергии, удельной потенциальной энергии или массы системы.

При тепловом аккумулировании обычно используются первый и второй методы, при этом удельная внутренняя энергия теплоаккумулирующего материала (ТАМ) всегда выше, чем у окружающей среды.

Используя определение энтальпии, имеем

$$h = U + PV, \quad (4.2)$$

тогда уравнение энергетического баланса (4.1) принимает вид

$$h_{\text{ВХ}} dm_{\text{ВХ}} - h_{\text{ВЫХ}} dm_{\text{ВЫХ}} + dQ_{\text{ак}} = d[(U_{\text{ак}} m_{\text{ак}})] + P_{\text{ак}} dV_{\text{ак}}. \quad (4.3)$$

Соответственно баланс массы запишется как

$$dm_{\text{ВХ}} - dm_{\text{ВЫХ}} = dm_{\text{ак}}. \quad (4.4)$$

После интегрирования уравнения (4.3) с учетом известных граничных условий, если энтальпия $h = C_p \cdot t$, количество аккумулированной теплоты при отсутствии фазовых переходов ТАМ можно определить по зависимости:

$$Q_{\text{ак}} = m_{\text{ак}} \cdot C_p \cdot (t_1 - t_2) \eta_{\text{ак}}, \quad (4.6)$$

где $m_{ак}$ - масса ТАМ, C_p - удельная теплоемкость ТАМ, t_1, t_2 - температуры ТАМ до и после накопления тепловой энергии тепловым аккумулятором, $\eta_{ак}$ – коэффициент тепловых потерь.

С учетом теплоты фазового перехода $\Delta h_{ф}$, значительно превышающей повышение внутренней энергии за счет простого нагрева среды, аккумулярование теплоты значительно возрастает:

$$Q_{ак} = m_{ак} \cdot [C_p \cdot (t_1 - t_2) + \Delta h_{ф}] \eta_{ак}. \quad (4.7)$$

Количество ТАМ в тепловом аккумуляторе СВНУ может быть найдено, если известна удельная тепловая выработка солнечных коллекторов и теплового насоса, тогда $q_c + q_{тн} = C_p \cdot (t_1 - t_2) + \Delta h_{ф}$ и

$$m_{ак} = Q_{ак} / (q_c + q_{тн}), \quad (4.8)$$

при этом $m_{ак}$ обычно рассчитывается на как удельная величина (на 1 м² солнечного коллектора или 1 кВт производительности теплового насоса).

Важными факторами при выборе ТАМ и конструировании аккумуляторов теплоты являются:

- необходимое количество ТАМ;
- тепловое взаимодействие ТАМ с окружающей средой;
- тип и размеры резервуара для аккумулирующей среды;
- применение специальных теплообменников для передачи или отбора тепла от рабочего тела;
- применение энергозатратных устройств для перемещения теплоносителя через аккумулятор или теплообменники;
- рабочая температура и давление в аккумуляторе;
- условия безопасной эксплуатации СВНУ с САТ.

Применение разнообразных теплоаккумулирующих материалов в тепловых аккумуляторах требует разработки надежных конструктивных решений, направленных на максимальное использование положительных качеств ТАМ и исключение их недостатков. При небольших рабочих температурах (до 95⁰С), что характерно для теплогенерирующей установки

СВНУ, эффективно применение кристаллогидратов неорганических солей. В качестве подобных материалов рекомендуется глауберова соль, озокерит, хлористый кальций или парафины. Гидраты солей, применяемые для аккумулирования тепловой энергии, приведены в приложении Л.

Для эффективной работы важна не только теплоёмкость, но и теплопроводность ТАМ. Технически проблема передачи теплоты по всему объему ТАМ решается организацией специальных каналов для циркуляции теплоносителя внутри теплового аккумулятора, но такое решение существенно усложняет конструкцию, снижает её надёжность и энергоёмкость и требует периодического техобслуживания [66, 73, 106, 125].

Объектом исследования устройства для аккумуляции тепла с плавящимся ТАМ в схеме комбинированной СВНУ было выбрано конструктивное решение, включающее три емкости, заполненные в определенном порядке сферическими капсулами, внутри которых располагается теплоаккумулирующий материал, претерпевающий фазовое превращение. Температура фазового перехода выбранного ТАМ (хлорида кальция $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) находилась в пределах изменения рабочей температуры системы теплоснабжения (до 95 °С).

В рассматриваемой конструкции теплового аккумулятора совмещены преимущества многокорпусных жидкостных аккумуляторов и аккумуляторов с фазовым переходом. В соответствии с конструкцией исследуемой СВНУ к САТ, имеющей бак с тремя рабочими секциями для аккумуляции теплоты были подключены батарея солнечных коллекторов, тепловой насос, электродвигатель и теплообменник системы ГВС (рисунок 4.2). В процессе работы СВНУ при изменениях температуры каждая секция могла подключаться к одному из источников теплоты и к системе ГВС здания.

Исследования, проведенные на опытной СВНУ с трехкорпусным тепловым аккумулятором показали, что солнечные коллекторы, работающие при температуре 60 °С воспринимают в 2 раза больше энергии в течение отопительного сезона, чем коллекторы, работающие при температуре 42 °С. Средние температуры аккумулятора теплоты при этом достигают 57 и 40 °С

соответственно. Полезный температурный диапазон аккумулятора может составлять от 25 до 50 °С. Полная разность температур достигает 22 °С. Допускается, работа отопительной системы при низких температурах теплового аккумулятора, однако, при повышении температуры теплоносителя в аккумуляторе имеется возможность увеличить диапазон изменения температур в контуре СВНУ. В таком случае, полезный температурный диапазон может достигать от 27 до 77 °С. При этом разность температур составит 50 °С, в 2 раза превышает значение данного показателя для низкотемпературного аккумулятора. Установлено, что габарит высокотемпературного аккумулятора может быть в 2 раза меньше, чем габариты низкотемпературного, при одинаковом количестве накапливаемой теплоты.

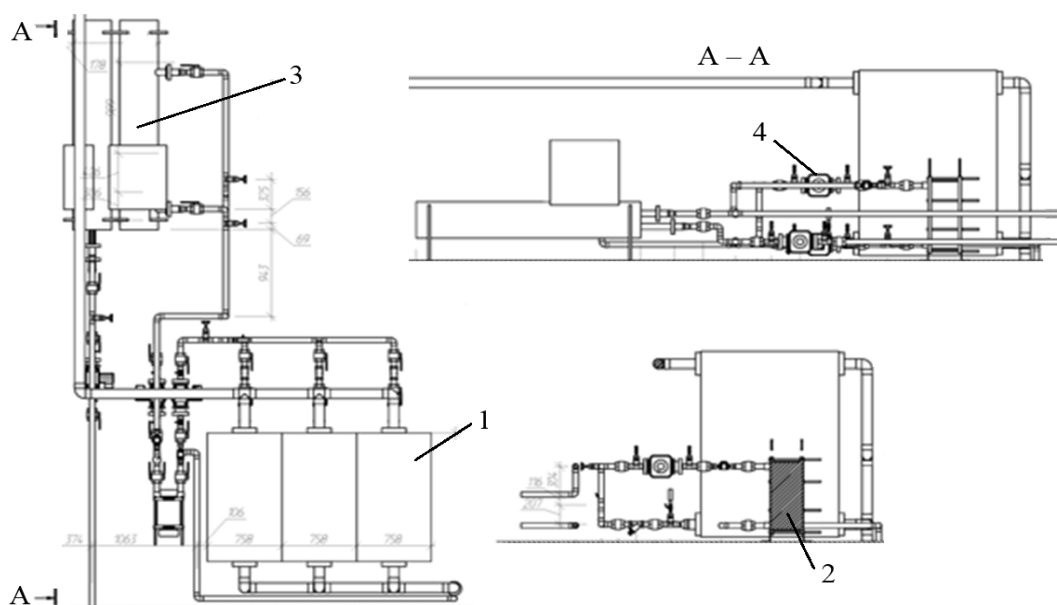


Рисунок 4.2 – Схемы подключения узлов СВНУ к бакам-аккумуляторам локальной системы теплоснабжения: 1 - секция бака-аккумулятора; 2 – теплообменники «ALFA-LOVAL»; 3 – тепловой насос GN-L30WH; 4 – КИП

Применение пиковых и долговременных тепловых аккумуляторов совместно с тепловым насосом в схеме комбинированной СВНУ позволяет использовать режимы реверсирования и перераспределения теплоты, накапливаемой в САТ и обеспечить работу системы теплоснабжения не только в режиме ГВС, но и отопления. При высокой температуре ТАМ в САТ здание обеспечивается теплотой обычным путем, например через радиационные панели

или фанкойлы. При понижении температуры ТАМ в САТ ниже определенного уровня ТН повышает температуру в теплофикационном контуре, используя остаточную теплоту, аккумулированную в САТ.

Кроме этого, применение многосекционных аккумуляторов позволяет понизить среднюю температуру теплоносителя, подаваемого в контур солнечных коллекторов, что гарантирует значительный рост их тепловосприятости и увеличение КПД всей системы солнечного теплоснабжения.

Дополнительный эффект для совершенствования систем теплоснабжения с СВНУ достигнут за счет при применении аккумуляторов фазового перехода. В качестве рабочего тела в аккумуляторе фазового перехода использовался хлорид кальция $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$. Эксперименты с аккумулятором фазового перехода были выполнены в период наличия излишков солнечной энергии, поступающей от коллекторов СВНУ. Для передачи теплоты к аккумулятору использовался теплоноситель типа этиленгликоль с концентрацией 20%. Его плотность составляла 1010 кг/м^3 и удельная теплоемкость – $4,0 \text{ кДж/кг}$. На водяном баке были смонтированы контрольные термодатчики для измерения температуры теплоносителя.

Реализованная схема подключения САТ к СВНУ позволяет накапливать теплоту в аккумуляторе фазового перехода при подаче теплоносителя в бак циркуляционным насосом через пластинчатый теплообменник контура солнечных коллекторов. При включении циркуляционного насоса контура ГВС включается режим отбора теплоты от аккумулятора фазового перехода и передачи энергии в систему ГВС здания. На рисунке 4.3 приведены результаты измерения количества тепловой энергии, циклично запасаемой и отдаваемой аккумулятором фазового перехода. В контрольных точках аккумулятора в течение суток выполнены замеры температуры (рисунок 4.4).

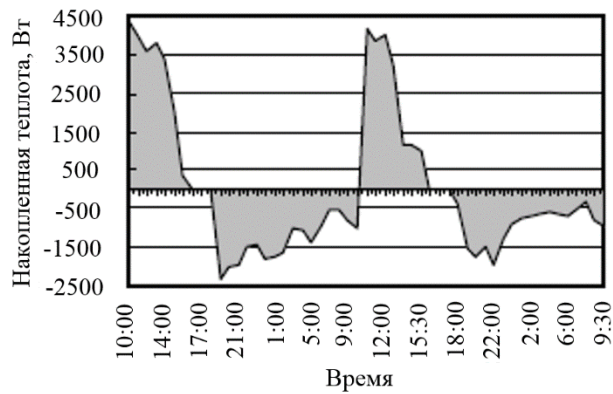


Рисунок 4.3 – Процесс накопления и отдачи тепла аккумулятором фазового перехода

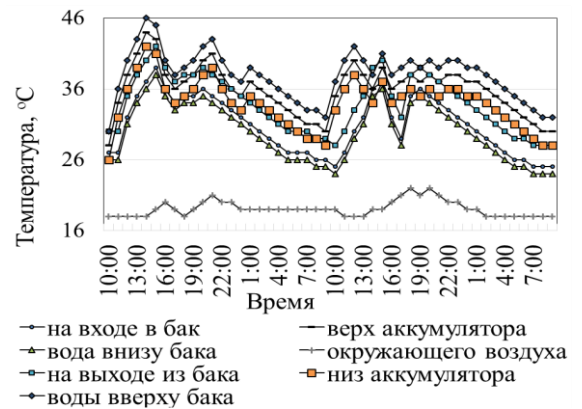


Рисунок 4.4 – Изменение температуры в контрольных точках в баке с теплоносителем

Из анализа представленных экспериментальных данных можно сделать следующие обобщения:

1. На первой стадии процесс аккумуляции тепла начинается, когда температура теплоносителя и соли достигает температуры плавления вещества – т.е. его фазового перехода, равной 28~32 °С. Это приводит к некоторому снижению температуры в баке, а затем начинается повышение температуры за счет суммарной теплоемкости аккумулятора теплоты. В этой части процесса, теплота использована в аккумуляторе как скрытая теплота, необходимая для изменения фазового состояния соли. Теплота, необходимая для фазового перехода больше теплоты, подводимой к баку, поэтому температура теплоносителя в баке снижается;

2. После завершения процесса фазового перехода температура в баке быстро возрастает, однако количество аккумуляции тепла меньше чем на первой стадии процесса. В тот же период температура теплоносителя, поступающего в солнечные коллекторы, увеличивается и его КПД понижается. В этой стадии процесса наблюдается аккумуляция теплоты в магистральных линиях и коллекторах СВНУ;

3. В процессе аккумуляции тепла в контуре наблюдается небольшая разность температур. Таким образом, в этом процессе температурное поле в аккумуляторе можно считать в целом однородным;

4. После накопления теплоты часть капсул с солью в аккумуляторе фазового перехода не плавилась, так как перепад температур в баке быстро снижался;

5. На процесс теплоотдачи от теплоносителя к капсулам соли влияет температурный градиент в баке. Температура верхней зоны теплоносителя в баке на 3~8 °С выше чем в более низкой зоне, в то время как температура верхнего участка солевого блока на 2 – 4 °С выше чем его нижней части. Когда температура солевых капсул достигает температуры перехода фазы (28~29 °С), аккумулятор фазового перехода отдает скрытую теплоту. В этом режиме температура и теплоносителя и вещества фазового перехода остается постоянной;

6. Если бак подключается к системе теплоснабжения, температура горячей воды в системе снижается и теплота, расходуемая на отопление, уменьшается. Поэтому температура теплоносителя, нагреваемого в отопительных устройствах, не остается постоянной.

Анализ особенностей работы комбинированных СВНУ совместно с ТН и САТ позволили разработать дополнительные рекомендации при их применении в системах ГВС зданий:

- стабильное теплоснабжение от СВНУ возможно как при наличии сторонних источников теплоты и электрической энергии, так и при применении ТН, использующих теплоту сточных вод и теплоту вентиляционного воздуха;

- для оптимизации режима работы СВНУ и ТН, система ГВС должна быть оборудована дополнительными баками-аккумуляторами для аккумуляции излишков теплоты;

- система ГВС должна предусматривать два температурных уровня аккумуляции горячей воды: низкотемпературный обеспечивается коллекторами СВНУ и тепловыми насосами; высокотемпературный – электродкотлом, работающим в ночное время суток;

- в качестве отопительных приборов применяются современные конвекторы (предпочтительно с тепловыми трубами) или теплые полы с регулированием их теплоотдачи;

- рекомендуется использовать двухтрубную горизонтальную систему водяного отопления с термостатическими вентилями на каждом отопительном приборе или гребенке на теплом полу;

- необходимо использовать принудительную вытяжную систему вентиляции с естественным притоком через воздухозаборные устройства и утилизацией теплоты удаляемого вентиляционного воздуха при помощи теплового насоса.

Исследование процессов в комбинированной СВНУ с тепловым насосом и различными типами САТ позволило разработать универсальную систему теплоснабжения зданий и сооружений, в том числе для условий изменяющейся присоединенной тепловой нагрузки [89].

4.2 Разработка и исследование системы автоматизации солнечных водонагревательных установок

Увязка двух и более источников теплоты (СВНУ и ТН) и тепловых аккумуляторов в общей энергетической комплекс значительно усложняет оптимизацию процессов использования тепловой энергии в системе теплоснабжения [17, 37]. Поэтому поддержание постоянного соотношения между вырабатываемой СВНУ теплотой и тепловой энергией, потребляемой в системе ГВС, является одной из самых важных эксплуатационных задач [19, 101].

Технологические процессы при эксплуатации комбинированных СВНУ имеют сложный характер.

Имеет место существенное изменение количества теплоты в баках-аккумуляторах, подводимой от солнечных коллекторов. Потребление горячей воды при сравнительно небольших объемах теплового аккумулятора

существенно изменяется. Процессы теплообмена в поверхностных подогревателях СВНУ происходят достаточно быстро, поэтому возникают существенные запаздывания сигналов в системе автоматики. При этом регулирующие воздействия, обеспечивающие включение ТН или электродкотла влияют на интенсивность забора теплоты из бака-аккумулятора, поэтому наблюдается переохладение теплоносителя при пиковых нагрузках системы ГВС.

С помощью автоматической системы регулирования ТН, по косвенному показателю – температуре воды в баке-аккумуляторе - поддерживается соответствие между количеством теплоты, поступающего от солнечных коллекторов, тепловой производительностью ТН и расходом нагретого теплоносителя в систему ГВС. Баланс между поступлением и расходом тепловой энергии контролируется по расходу воды, подводимой из линии холодного водоснабжения в систему ГВС. Этот баланс также поддерживается с помощью автоматической системы регулирования теплового насоса. Соответствие между заданным и текущим значениями температуры воды в баке-аккумуляторе регулируется за счет подключения к промежуточному контуру СВНУ вспомогательного водогрейного электродкотла.

Из-за отличий между объектом и задачами управления, работой управляющих органов и технических средств автоматизации на действующих СВНУ реализуется раздельное управление процессами, протекающими в тепловом насосе и комплексе солнечных коллекторов [89, 98, 101].

Автономная компоновка оборудования СВНУ и специфические особенности эксплуатации гелиоустановок усложняют задачу управления объектом. Возрастает количество одновременно контролируемых величин, повышается роль и ответственность индивидуальных измерений важнейших параметров установки.

Использование единой автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) позволяет увеличить эффективность

эксплуатации СВНУ. При применении АСУ ТП могут быть решены следующие задачи:

- оперативная оценка состояния отдельных узлов СВНУ по показаниям датчиков и своевременное устранение аварийных ситуаций;
- изменения режимов работы СВНУ для достижения максимальной эффективности рабочих процессов;
- обеспечение автономной работы установки.

Это позволяет снизить эксплуатационные затраты и уменьшить влияние человеческого фактора на надежность работы СВНУ.

Рекомендуемым способом автоматизации СВНУ является применение специализированных программно-аппаратных комплексов, которые позволили решить следующие задачи:

- получить данные о состоянии системы и изменении технологических процессов на диспетчерском пульте в общепринятой форме;
- выполнить обработку данных об изменении технологических параметров СВНУ в реальном времени;
- наладить управление технологическими процессами СВНУ по заранее заданным алгоритмам;
- контролировать в режиме реального времени о технологическом состоянии установки;
- оповещать эксплуатирующий персонал об аварийных ситуациях (аварийная сигнализация) и управлять поступающими сообщениями.

Для автоматизации технологических процессов и наблюдения за состоянием узлов комбинированной СВНУ в режиме реального времени установка была оснащена комплексом датчиков для контроля технологических параметров (рисунок 4.5).

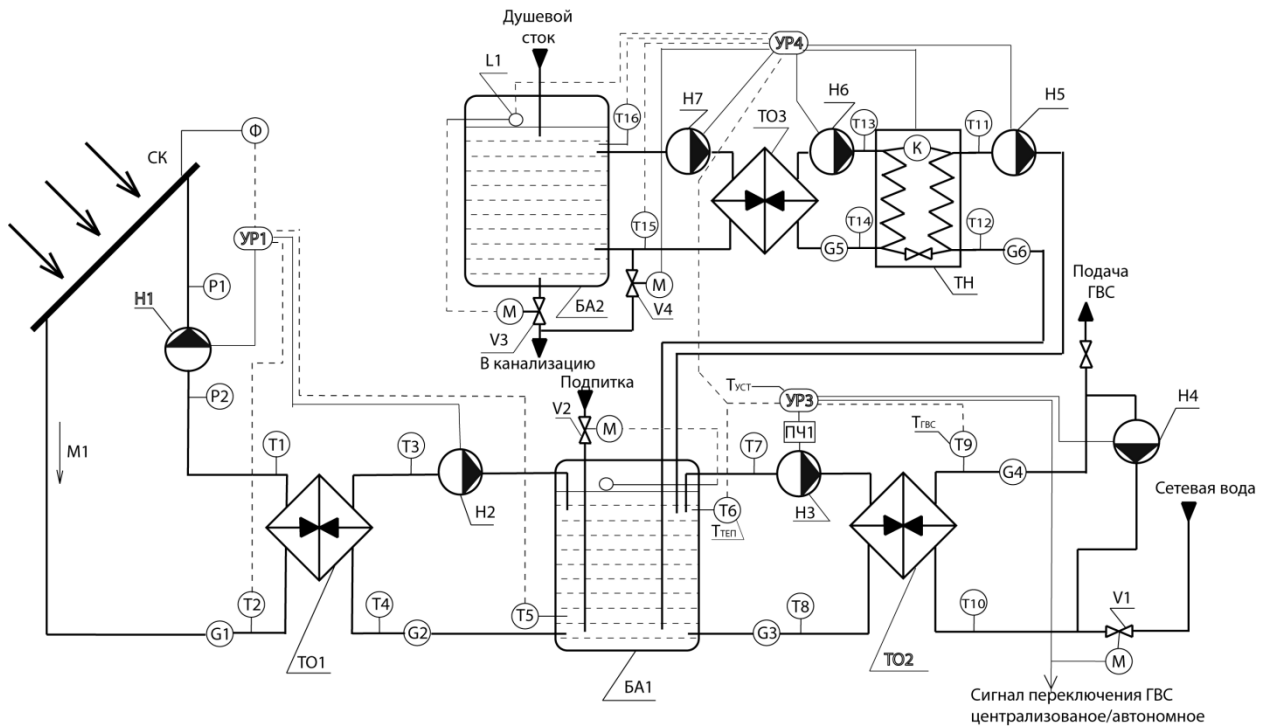


Рисунок 4.5 – Схема автоматизации комплекса СВНУ и ТН

Для оптимизации процессов регулирования теплогенерирующий комплекс рассматривается как совокупность независимых технологических систем, включающих:

- гелиоконтур теплового аккумулятора;
- систему подачи теплоносителя в тракт ГВС;
- систему накопления и использования тепловой энергии в ТН.

При организации работы АСУ ТП на СВНУ учитывались особенности эксплуатации каждой из этих технологических систем.

Гелиоконтур теплового аккумулятора. Основные компоненты данной системы (рисунок 4.5) включают: группу солнечных коллекторов СК, циркуляционные насосы Н1, Н2, теплообменник ТО1, датчики температуры Т1, Т5, пираниметр Ф, управляющий контроллер УР1.

Система автоматизации гелиоконтура решает ряд задач: запуск и останов по сигналу пираниметра, поддержание и регистрация заданных параметров (мощности, температур, расходов, давления).

Так как от АСУ ТП не требуется высокой точности поддержания значения регулируемых величин, для изменения параметров гелиоконтура использованы релейно-пропорциональные регуляторы, работающие по принципу «включено-выключено» по значениям граничных условий управления.

Настройка системы автоматизации гелиоконтура сводится к заданию уставок граничных условий регулирования, а также настройки зоны гистерезиса каждой зоны регулирования в зависимости от характеристик исполнительного механизма, для исключения автоколебательных процессов в системе регулирования.

Система подачи теплоносителя в тракт ГВС. Система обеспечивает регулирование температуры ГВС и является базовой подсистемой АСУ ТП для управления СВНУ. Основные компоненты системы подачи теплоносителя включают: трубопроводы сетевой воды, трубопроводы ГВС, теплообменник ТО2, циркуляционные насосы Н3 и Н4, управляемый вентиль V1, систему вентиля переключения ГВС в централизованный или автономный режим, систему датчиков температуры Т6, Т9, исполнительный механизм регулирования ПЧ1, контроллер УР3.

Регулируемым параметром в системе является температура горячей воды, подаваемой потребителю $T_{ГВС}$. Температура прямой воды в системе поддерживается постоянной при образовании любых возмущения, вызванных изменением расхода горячей воды у потребителя. Среди факторов, влияющих на температуру воды в системе ГВС, можно выделить колебания температуры теплоносителя, поступающего из бака БА1 в теплообменник ТО2 для нагрева прямой воды ГВС (рисунок 4.5).

Структурная схема системы управления контуром ГВС представлена на рисунке 4.6, где:

$W_{ур}(p)$ – передаточная функция регулятора;

$W_{ор}(p)$ – передаточная функция объекта регулирования;

$W_{ид}(p)$ – передаточная функция измерительного датчика.

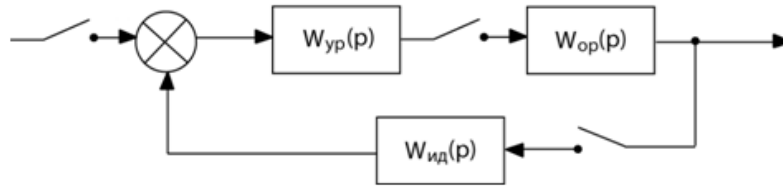


Рисунок 4.6 – Структурная схема цифровой модели управления контуром ГВС

В контуре управления температурой теплоносителя системы ГВС использован алгоритм ПИД-регулирования [110]. Передаточная функция ПИД-регулятора:

$$W(p) = X_p + \frac{1}{\tau_{II}p} + \tau_D p.$$

этой передаточной функции соответствует дифференциальное уравнение

$$u(\tau) = X_p e(\tau) + \frac{1}{\tau_{II}} \int_0^\tau e(\tau) d\tau + \tau_D \frac{de}{d\tau},$$

где: $u(\tau)$ – выходная величина регулятора, $e(\tau)$ – сигнал рассогласования.

При достаточно малом периоде квантования τ (не превосходящем $0,5T_c$, где T_c - наименьшая постоянная времени в системе) это уравнение можно преобразовать в разностное с помощью замены производной первой разностью, а интеграла – суммой.

$$u_n = X_p e_n + \frac{\tau}{\tau_{II}} \sum_{i=0}^n e_i + \frac{\tau_D}{\tau} (e_n - e_{n-1}).$$

ПИД-регулятор характеризуется тремя коэффициентами настройки X_p , τ_{II} и τ_D . Для упрощения оптимизации работы ПИД-регулятора применяется автоматическая настройка регулятора, с использованием микропроцессорной техники.

Система накопления и использования тепловой энергии в ТН. Система ТН включает: трубопроводы подачи сточных вод и сброса избытков стоков в канализацию, теплообменник ТОЗ, циркуляционные насосы Н5, Н6, Н7, бак-аккумулятор БА2 стоков, уровнемер L1 уровня жидкости в баке БА2, управляемый вентиль V3 аварийного сброса избыточного объема стоков, система датчиков температуры Т11-Т16, тепловой насос ТН, регулятор УР4 (рисунок 4.5).

Система контуров теплового насоса обеспечивает утилизацию бросового тепла от сточных вод объекта. Система автоматического регулирования режимов работы ТН обеспечивает оптимальный процесс трансформации тепла.

В таблице 4.2 приведено положение управляющих элементов насосов циркуляции Н5, Н6, Н7 и теплового насоса ТН в зависимости от граничных условий регулирования контура ТН, где основными регулируемыми параметрами являются:

$T_{\text{БА1}}$ – температура теплоносителя в баке-аккумуляторе БА1, измеряемая термометром-сопротивлением Т6;

$T_{\text{БА1max}}$ – максимально допустимая температура теплоносителя в баке БА1;

$T_{\text{БА2}}$ – температура теплоносителя в баке-аккумуляторе БА2, измеряемая термометром-сопротивлением Т16;

$T_{\text{БА2min}}$ – максимально допустимая температура теплоносителя в баке БА2;

T_{15} – температура теплоносителя после теплообменника ТО3, измеряемая термометром-сопротивлением Т15;

$h_{\text{БА2}}$ – уровень теплоносителя в баке БА2, измеряемый уровнемером L1;

$h_{\text{БА2min}}$ – минимальный допустимый уровень теплоносителя в баке БА2;

$h_{\text{БА2max}}$ – максимально допустимый уровень теплоносителя в баке БА2.

Таблица 4.2 – Матрица состояния элементов управления параметрами СВНУ и теплового насоса при различных значениях граничных условий (1 – включено, 0 – выключено)

Граничные условия	$h_{\text{БА2}} < h_{\text{БА2min}}$	$h_{\text{БА2}} > h_{\text{БА2min}}$	$T_{\text{БА1}} > T_{\text{БА1max}}$	$T_{\text{БА1}} < T_{\text{БА1max}}$	$T_{\text{БА2}} > T_{\text{БА2min}}$	$T_{\text{БА2}} < T_{\text{БА2min}}$
$h_{\text{БА2}} < h_{\text{БА2min}}$	0	-	0	0	0	0
$h_{\text{БА2}} > h_{\text{БА2min}}$	-	1	0	1	1	0
$T_{\text{БА1}} > T_{\text{БА1max}}$	0	0	0	-	0	0
$T_{\text{БА1}} < T_{\text{БА1max}}$	0	1	-	1	1	0
$T_{\text{БА2}} > T_{\text{БА2min}}$	0	1	0	1	1	-
$T_{\text{БА2}} < T_{\text{БА2min}}$	0	0	0	0	-	0

Граничные условия положения управляемых вентилях V3 и V4 приведены ниже:

$$V3 = \begin{cases} 1, & \text{при } h_{BA2} > h_{BA2max} \\ 0, & \text{при } h_{BA2} < h_{BA2min} \end{cases}; \quad V4 = \begin{cases} 0, & \text{при } T_{15} > T_{BA2min} \\ 1, & \text{при } T_{15} < T_{BA2min} \end{cases}$$

где: 1 – вентиль открыт, 0 – вентиль закрыт.

Настройка системы автоматизации контура ТН сводится к заданию уставок граничных условий регулирования T_{BA2min} , h_{BA2max} , h_{BA2min} , T_{BA1max} , а также настройки зоны гистерезиса каждой зоны регулирования в зависимости от характеристик исполнительного механизма, для исключения автоколебательных процессов в процессе регулирования.

Гидравлическая схема установки с размещением контрольно – измерительных приборов и регуляторов представлена на рисунке 4.7.

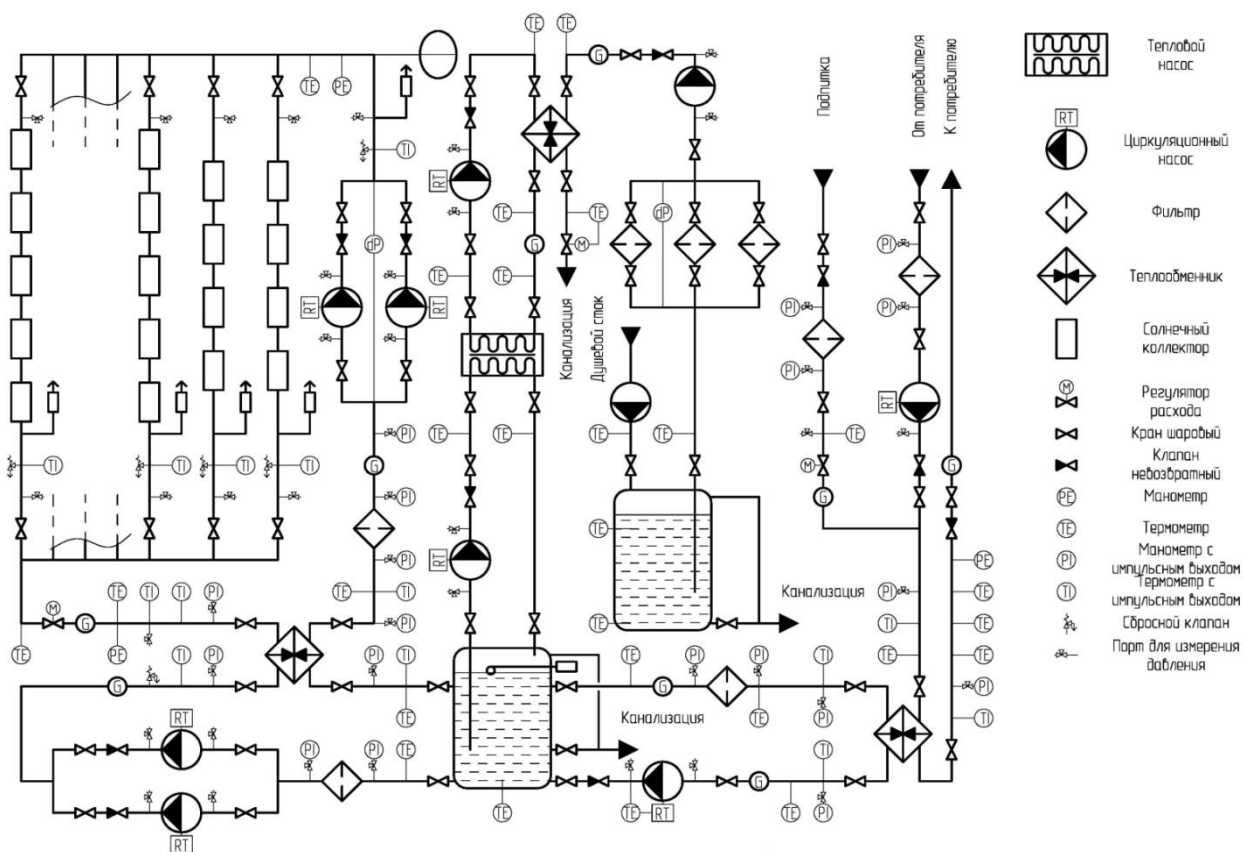


Рисунок 4.7 – Гидравлическая схема установки с контрольно – измерительными приборами и регуляторами

Схемное решение представлено в виде комплекса щитов контроля и управления, укрепляемого на стеновой панели (рисунок 4.8).



Рисунок 4.8 – Система автоматике СВНУ

Состав оборудования системы КИП и автоматики приведен в таблице 4.3. Детальное описание узлов АСУ ТП комбинированной СВНУ с ТН и САТ представлено в приложении К.

Таблица 4.3 – Номенклатура основных видов КИП и узлов автоматизации СВНУ

Назначение прибора	Тип прибора	Предел измерений	Погрешность измерения	Кол-во однотипных приборов
Измеритель и ПИД – регулятор	ТРМ 212		0,25%	6
Термопреобразователи сопротивления	ТСМ (50М)	- 190 + 200 °С	0,25%	12
Преобразователь давления “ОВЕН”	ПД100 ДИ	От 25кПа до 10 МПа		7
Преобразователь унифицированного сигнала в цифровой код РМ 1 (расходомер)	РМ 1		1,0%	1
Теплосчетчик - регистратор “Магика”		0,04 - 40 м ³ /ч	2%	4
Преобразователь частоты	Е2-MINI S1L	Выходная частота 1 – 200 Гц		4
Преобразователь интерфейсов	АС3-М			

В состав схемы входят следующие функциональные элементы АСУ ТП, представленные в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Функциональные элементы схемы системы автоматики

Наименование	тип	Кол - во	Место использования
Модуль быстрого аналогового входа, 8 аналоговых входов, питание 220 В	МВ110-220.8АС	5	1 контур, 2 контур, 3 контур, система ГВС, тепловой насос
Модуль дискретного ввода, 8 дискретных входов, питание 220 В	МВ110-224.8ДФ	4	2 контур, 3 контур, система ГВС, тепловой насос
Программируемый логический контроллер	ПЛК304-24-CS	1	В интерфейс программа Scad
Блок питания	БП15Б-Д2	1	
Персональный компьютер с монитором		1	

Для контроля и управления работой экспериментальной комбинированной СВНУ использована автоматизированная система управления, основанная на концепции SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных) и включающую в себя датчики, систему сбора данных, вычислительные комплексы и исполнительные механизмы. Структура такой схемы приведена на рисунке 4.9.

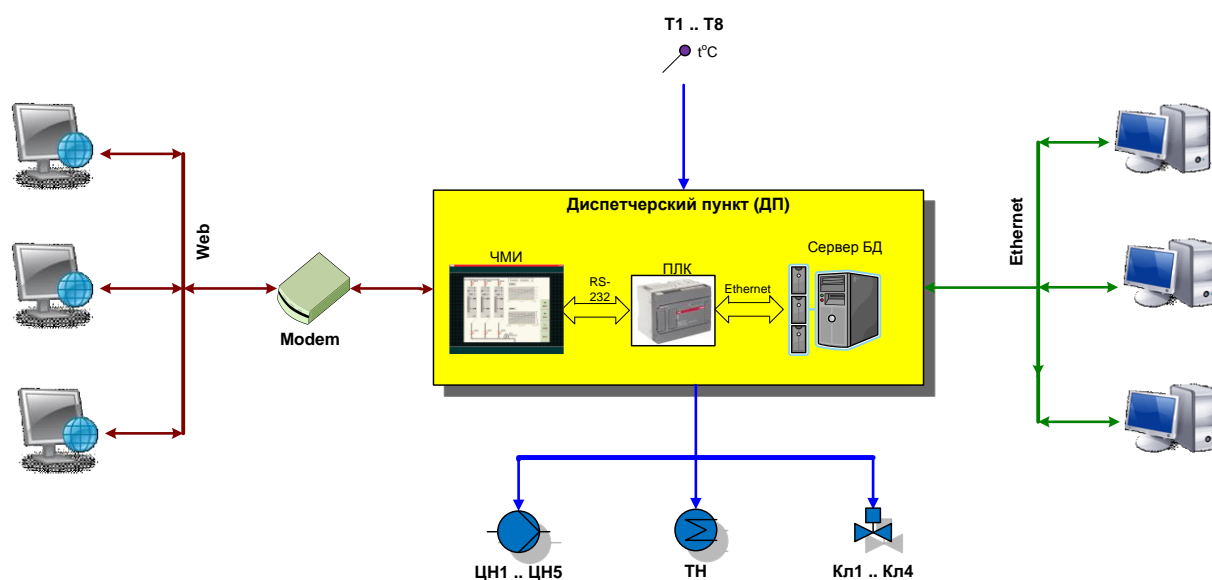


Рисунок 4.9 – Увеличенная функциональная схема управления экспериментальной СВНУ с ТН и САТ в системе теплоснабжения

Центральным устройством управления и обработки данных является программируемый логический контроллер (ПЛК), выполняющий следующие функции:

- сбор и обработка информации с датчиков температуры, расходомеров, датчиков поступающей солнечной радиации и т.д.;
- управление электроприводами исполнительных механизмов по определенным в программе ПЛК законам;
- обеспечение связи с сервером обработки и хранения информации под управлением системы «Master SCADA».

Операторская панель, реализующая человеко-машинный интерфейс получения данных в реальном времени, настройки и управления всем технологическим процессом, подключена к ПЛК по последовательному каналу связи RS-232. Экспериментальная установка управляется несколькими запрограммированными регуляторами.

Первые два регулятора осуществляют отбор мощности от гелиосистемы (рисунок 4.5), управляя как ПИД-регуляторы клапанами V1 и V4 и частотным регулированием насосов через УР4. В контуре ГВС поддерживается температура в диапазоне 55-75 °С (датчики температуры T7 и T8), а емкости бака-аккумулятора 55-95 °С (датчик T6). Излишками тепловой мощности солнечной установки нагревается буферная входная емкость теплового насоса (дополнительный тепловой аккумулятор на основе фазового перехода).

Температура в контуре теплообменника солнечных коллекторов (датчик T4) регулируется в двух режимах: нагрев (при температуре в баке меньше температуры теплоносителя, поступающего из первого контура T3) и охлаждение (при температуре T4 выше предельно допустимой равной 95 °С). Регулирование осуществляется ПИД-регулятором через клапан V1, УР1 и УР3. Температура подаваемого на тепловой насос теплоносителя (датчик T5) регулируется ПИД-регулятором, УР4 и клапаном V4.

Работой теплового насоса управляет двухпозиционный регулятор с гистерезисом, поддерживающий температуру в выходной буферной емкости не менее 55 °С путем включения/выключения компрессора ТН.

Температуры локальных нагревательных контуров поддерживаются байпасированием при помощи дополнительных термостатических трехходовых клапанов, устанавливаемых на каждый контур (на схеме рисунка 4.5 не приведены).

Получая данные с датчиков и других приборов, установленных в различных контурах комплекса СВНУ (рисунок 4.5) SCADA-система способна оценивать технологические параметры процессов происходящих в различных узлах комплекса, а именно:

- получает данные о температуре и об объеме циркуляции теплоносителя в каждом контуре СВНУ;

- рассчитывает количество переданной тепловой энергии в различных контурах циркуляции, основываясь на показаниях датчиков температуры и расходомеров;

- используя данные прибора учета потребления электроэнергии тепловым насосом, получает информацию о коэффициенте производительности теплового насоса, для экспериментального изучения зависимости эффективности работы теплового насоса от входных/выходных параметров теплоносителя;

- оценивает КПД комплекса используя данные прибора учета потребления электроэнергии на собственные нужды, а также путем воздействия на производительность циркуляционных насосов и регулирующие вентили получает экспериментальные данные об эффективности различных режимов работы отдельных узлов и комплекса СВНУ с тепловым насосом в целом.

В целях повышения надежности в первом и втором контурах СВНУ с тепловым насосом предусмотрены резервные циркуляционные насосы. Для увеличения рабочего ресурса циркуляционных насосов первого и второго контуров предусмотрено поочередное включение насосов в соответствии с соответствующими алгоритмами.

При задании различных алгоритмов воздействия на управляющие регуляторы комплекса СВНУ с тепловым насосом, SCADA-система в автоматическом режиме, без участия оператора, поддерживает работу системы теплоснабжения в заданном режиме при различных внешних дестабилизирующих воздействиях. При программировании алгоритмов воздействия на управляющие регуляторы СВНУ с тепловым насосом учтены результаты, полученные при разработке математической модели комплекса СВНУ с тепловым насосом (см. раздел 3).

Диспетчеризация СВНУ. Схема диспетчеризации солнечной водонагревательной установки (рисунок 4.10) разработана и внедрена для визуализации технологических процессов преобразования солнечной энергии в теплоту и оценки эффективности преобразования сбросной теплоты (душевые стоки, вентиляционные выбросы) в тепловую энергию с помощью теплового насоса и управления потоками энергии.

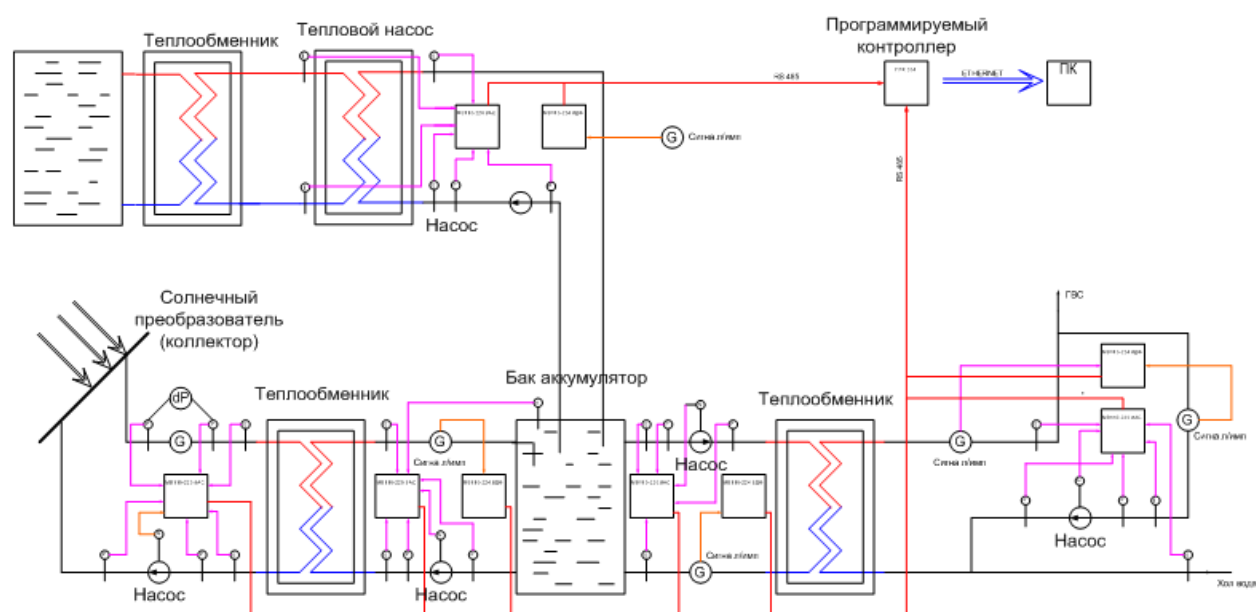


Рисунок 4.10 – Схема диспетчеризации комбинированной СВНУ

Система автоматического регулирования нагрузок для СВНУ. Система автоматического регулирования нагрузок предназначена для регулирования тепловых нагрузок, а также измерения расхода энергоносителей с целью не превышения разрешенного максимума нагрузки или расхода энергоносителей.

Такой регулятор полностью соответствует своему назначению в тех случаях, когда потребитель тепла может быть переключен (полностью или частично) на дополнительный источник теплоты (электробойлер, котел, теплообменник ГВС), например, с помощью электромагнитного клапана. При необходимости частичного отключения потребителя может быть реализовано воздействием специального измеритель–регулятора (типа ТРМ 212) на частичное перекрытие сечения трубопровода, которое осуществляется моторным приводом задвижки. Отключающий или включающий сигнал регулятора может “дозироваться” путем определенной продолжительности самого сигнала. При этом изменение проходного сечения задвижки будет зависеть от общей длительности сигнала на закрытие и открытие задвижки.

Регулятор может работать как в режимах автоматического или ручного регулирования нагрузок. Потребителю в соответствии с договором разрешается иметь максимальную заявленную часовую или в общем случае за время T тепловую мощность нагрузки Q_3 .

При регулировании нагрузки потребителя (автоматическом или ручном) необходимым является определение и поддержание той максимальной возможной мощности Q_B , которую потребитель может потреблять до окончания интервала времени T , чтобы не превышать мощность Q_3 . График изменения тепловой нагрузки (расхода теплоносителя) приведен на рисунке 4.11.

Интеграл согласованной мощности по времени в течение времени T представляет максимально возможное потребление энергии Q_{Σ} потребителем за время T без риска превысить заявленную мощность.

$$Q_{\Sigma 3} = \int_0^T Q_3 \cdot d\tau = T \cdot Q_3, \quad (4.9)$$

Действительная тепловая нагрузка Q_d потребителя является величиной переменной и в любой момент времени может быть меньше или больше заявленной мощности Q_3 . Очевидно, действительное потребление тепловой энергии:

$$Q_{\Sigma D} = \int_0^T Q_D \cdot d\tau = T \cdot Q_D. \quad (4.10)$$

Если в течение времени τ потребитель имел тепловую мощность, то в оставшуюся часть промежутка времени $T - \tau$ максимально возможная нагрузка потребителя определится из баланса энергий (чтобы не превысить заявленный максимум нагрузки Q_3).

$$(Q_{\Sigma D})_{\tau} + (Q_{\Sigma B})_{(T-\tau)} = (Q_{\Sigma 3})_T. \quad (4.11)$$

Максимально возможное потребление тепловой энергии $Q_{\Sigma B}$ за время $T - \tau$ находится через максимально возможную нагрузку Q_B

$$(Q_{\Sigma B})_{(T-\tau)} = \int_0^{T-\tau} Q_B \cdot d\tau = Q_B (T - \tau). \quad (4.12)$$

Подставив выше приведенные формулы, получим

$$\int_0^{\tau} Q_D \cdot d\tau + Q_B (T - \tau) = Q_3 \cdot T. \quad (4.13)$$

$$\text{Откуда } Q_B = \frac{Q_3 T - \int_0^{\tau} Q_D \cdot d\tau}{T - \tau}.$$

Тепловая мощность ΔQ , которую можно подключить дополнительно к действительной тепловой нагрузке в данный момент времени Q^*_D , не опасаясь превысить заданную максимальную мощность Q_3 , выразится:

$$\Delta Q = Q_B - Q^*_D. \quad (4.14)$$

Выражение (4.14) является алгоритмом работы регулятора нагрузки системы ГВС с комбинированной СВНУ, ТН и САТ в режиме ручного регулирования. В режиме автоматического регулирования величина ΔQ сравнивается со значением порога нечувствительности ПИД – регулятора.

Частотное регулирование насосов в контурах СВНУ. Одним из предлагаемых методов оптимизации работы СВНУ является регулирование расхода теплоносителя в контурах установки. Для проверки этого метода были

проведены испытания насосов в режиме частотного регулирования оборотов привода.

Нагрузочные характеристики насосов представляют зависимость напора $H = f(G)$ и мощности $P = f(G)$ при различных скоростях ротора. Расходная характеристика насосов связывает расход теплоносителя G в контуре от частоты f питающего напряжения, подаваемого на двигатель $G = f(f)$.

Оборудование для снятия характеристики насосов состоит типа Wilo, установленных в контурах опытной СВНУ, включало частотный преобразователь марки E2 – MINI, однофазный ваттметр и частотомер (рисунок 4.12).

С местного поста частотного преобразователя осуществляется изменение частоты питающего напряжения. В опытах применялась шаговая скорость изменения частоты $\Delta f = 5$ Гц. С этим шагом частоты измеряется расход расходомером Portaflov, напор контролировался манометром в выходном трубопроводе насоса, потребляемая мощность P ваттметром.

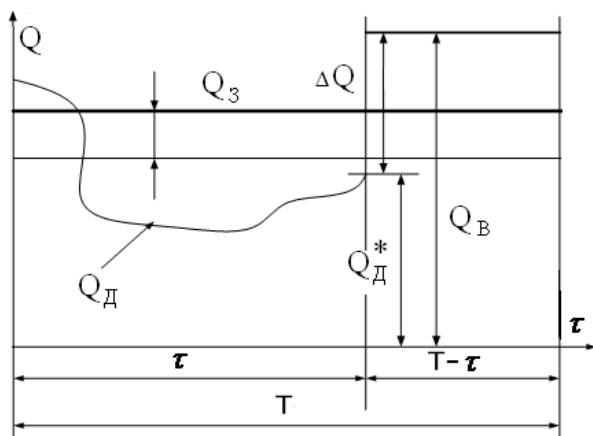


Рисунок 4.11 – К определению параметра регулирования тепловой нагрузки

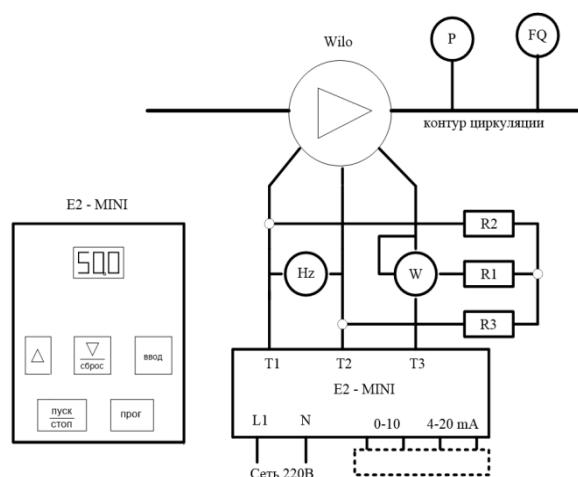


Рисунок 4.12 – Схема измерения нагрузочных и расходных характеристик насосов

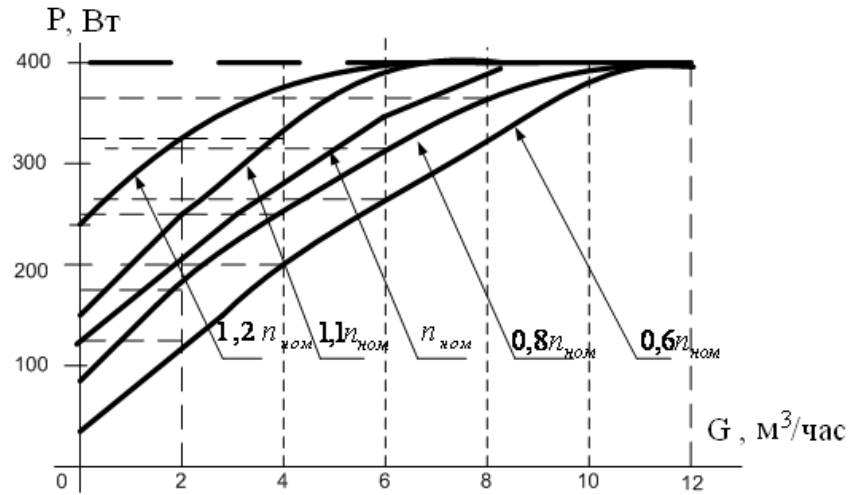


Рисунок 4.13 – Нагрузочная характеристика центробежного насоса Wilo – TOP – S30/10 при различных скоростях вращения рабочего колеса (гелиоконтур)

На рисунках 4.13 - 4.14 приведены нагрузочные и расходные характеристики насосов Wilo – TOP – S30/10 установленных в контуре солнечных коллекторов СВНУ, полученные в результате испытаний на опытной установке.

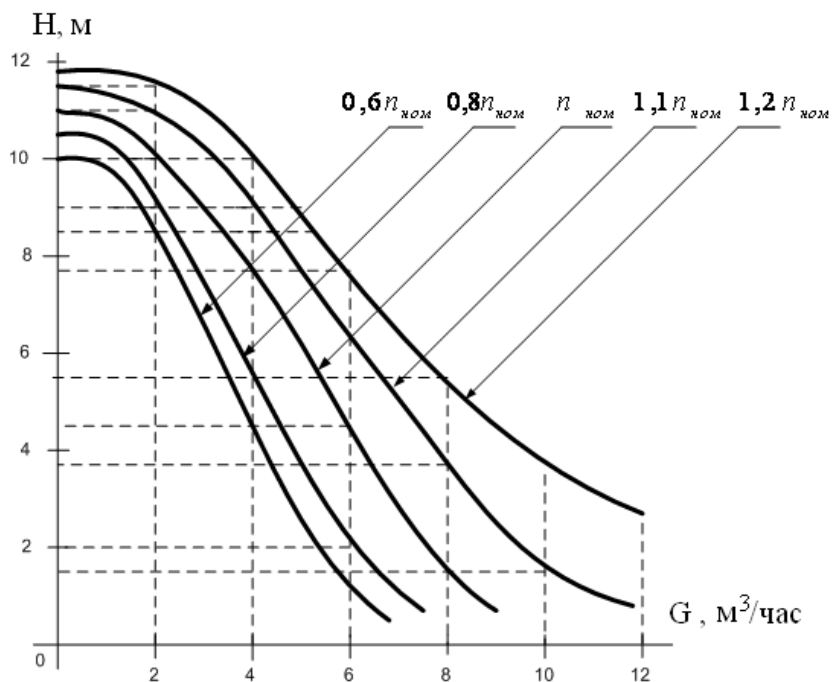


Рисунок 4.14 – Характеристика центробежного насоса Wilo – TOP – S30/10 при различных скоростях вращения рабочего колеса (гелиоконтур)

В приложении М приведены характеристики насосов Wilo различных модификаций, установленных в 2, 3 и 4 контурах комбинированной СВНУ, и проверенные экспериментально.

Анализ полученной в экспериментах регулировочной характеристики (рисунок 4.15) указывает на возможность регулирования производительности насоса в пределах 20 ... 55 Гц, так как в пределах этой зоны характеристика имеет линейный характер. При увеличении частоты свыше 60 Гц скорость вращения приводного двигателя снижается.

При испытаниях узлов опытной СВНУ выполнена экспериментальная оценка теплового режима использования энергии солнечной радиации в зависимости от режима работы СВНУ и теплового насоса, проверены условия согласованности математической модели с параметрами экспериментальной установки, оценены эксплуатационные характеристики систем теплогенерирующей установки и системы автоматического регулирования по вкладу в значение обобщенного параметра энергоэффективности.

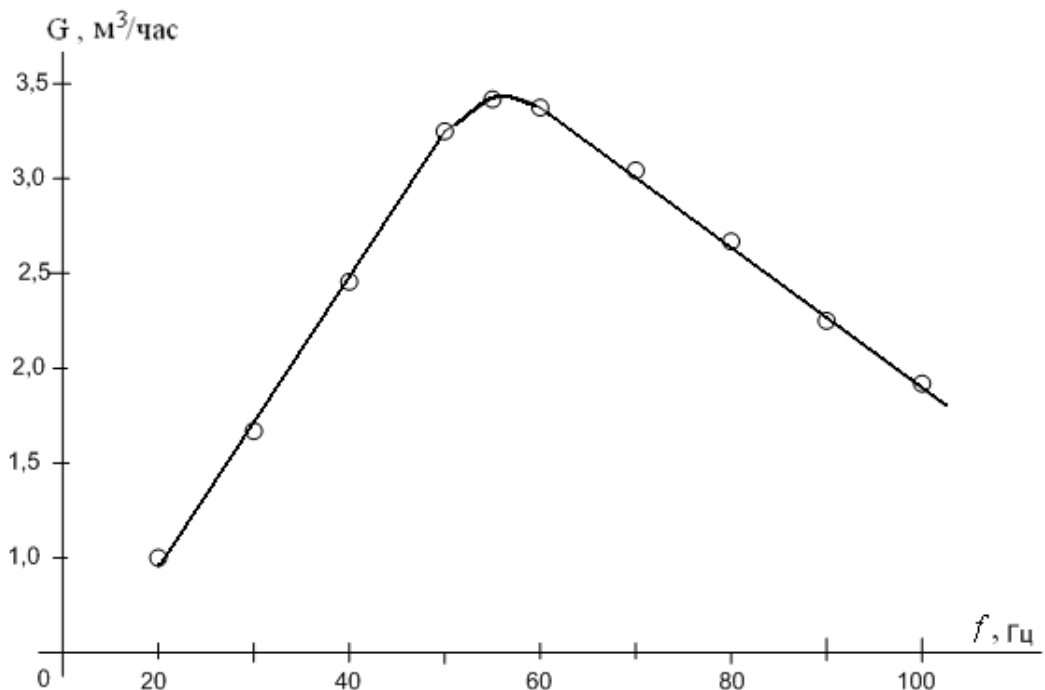


Рисунок 4.15 – Регулировочная характеристика насосов типа Wilo

В результате исследований обеспечено отдельное управление процессами, протекающими в тепловом насосе и всем комплексе

гелиоустановки. Подтверждено, что разработанная АСУ ТП выполняет непрерывное и достаточно качественное регулирование отдельных технологических процессов в системе СВНУ, т.е. решает частные задачи оптимизации, не предназначенные для статической оптимизации параметров теплоносителя, отпускаемого потребителю через систему ГВС здания.

Кроме того, АСУ ТП использована как инструмент по изучению технологического процесса и оборудования, для определения параметров статики и динамики СВНУ при корректировке математической модели теплогенерирующего комплекса, вычисления фактических или нормативных значений технико-экономических показателей (ТЭП) гелиоустановки с тепловым насосом.

4.3 Оценка технико-экономических показателей солнечных водонагревательных установок

Типовые системы централизованного снабжения горячей воды в Российской Федерации как правило не отличаются надежностью, а эксплуатационные издержки на поддержание работы тепловых сетей и котельных увеличиваются при длительной эксплуатации за счет износа основных узлов и агрегатов, что требует ускоренного внедрения нетрадиционных методов энергообеспечения [7, 18, 28, 34, 61, 99].

Анализ работы действующих на территории России гелиоустановок показывает [26, 83, 96, 120], что использование гелиотехники для целей отопления требует решения ряда проблем. Практически значимым и перспективным является применение СВНУ в целях горячего водоснабжения.

Эффективность использования СВНУ в системах горячего водоснабжения для различных регионов страны неодинакова. Для обоснования применения СВНУ необходима оценка технико-экономического потенциала солнечной энергии. При оценке ТЭП гелиоустановок для данного региона обычно устанавливается, что применение гелиотехники экономически целесообразно

при заданном уровне цен на ископаемое топливо, тепловую и электрическую энергию, оборудование, материалы, транспортные услуги, и т.д. [3, 4, 6, 26, 70].

Для определения характеристик системы теплоснабжения, включающей СВНУ с тепловым аккумулятором, разработана автоматизированная система расчета в форме Microsoft Excel таблиц, позволяющая рассчитывать основные параметры гелиосистемы, включая ТЭП при проведении предпроектных изысканий. Результаты расчетов использовались для обоснования применения СВНУ на ряде социальных и промышленных объектов Дальневосточного региона [89, 98].

Например, оценка ТЭП выполнена в процессе проектирования и внедрения СВНУ для горячего водоснабжения многоквартирного жилого дома, расположенного в микрорайоне «Снеговая падь» г. Владивостока (рисунок 4.16).

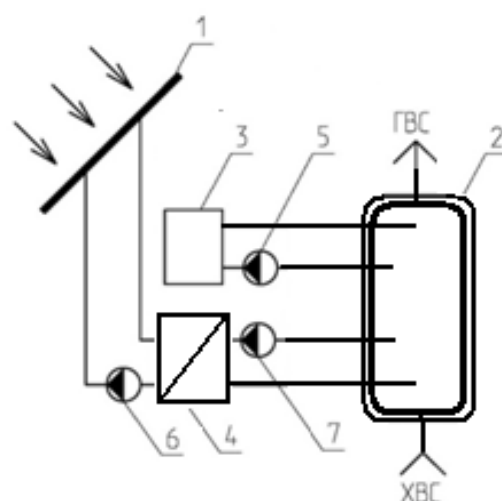


Рисунок 4.16 – Общий вид здания после монтажа СВНУ и принципиальная схема установки для горячего водоснабжения: 1 – солнечный коллектор, 2 - теплоизолированный бак, 3 – электрический котел, 4 – теплообменник, 5-7 – циркуляционные насосы [96]

Характеристика объекта [96].

Объект представляет собой многоэтажное 90-квартирное жилое здание.

Крыша здания – плоская, эксплуатируемая. Для нагрева горячей воды в качестве альтернативного источника тепла (дублера) применяется электрокотел.

Тариф на тепловую энергию составляет 2000 руб./Гкал или 1,72 руб./кВт·ч; тариф на электроэнергию составляет 2,32 руб./ кВт·ч.

Место расположения объекта: г. Владивосток. Географические координаты: широта $-43,1^\circ$; долгота $-131,9^\circ$. Климатические данные, используемые в расчете, приведены в приложении А.

Сравнительная оценка технико-экономических показателей процесса ГВС при применении различных систем теплоснабжения и при заданной тепловой нагрузке для Дальневосточного региона приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета ТЭП системы ГВС при внедрении СВНУ на многоквартирном жилом доме в микрорайоне «Снеговая падь», г. Владивосток

Показатель	Расчетная формула	Результат
Среднесуточный расход горячей воды на ГВС, согласно СНиП 2.04.01-85 [103, 105]	G_H	10 л/чел
Количество жильцов	$n_{ж}$, при расчете, в среднем 4 человека на 1 квартиру	360 человек
Среднесуточный расход горячей воды на ГВС, согласно нормативам	$G_{ГВС} = n_{ж} \cdot G_H$	3,6 т
Расчетная температура горячей воды	$T_{ГВ}$	55 °С;
Расчетная температура холодной воды	$T_{ХВ}$	5 °С;
Расчетное количество теплоты, необходимое для нагрева воды в сутки	$Q_{ГВС} = 1,2 G_{ГВС} \cdot C_p \cdot (T_{ГВ} - T_{ХВ}) / 3600$	251,4 кВт·ч
Усредненные тепловые потери	$Q_{ПОТ}$	5%
Годовое потребление тепла на ГВС	$Q_{Г} = (Q_{ГВС} + Q_{ПОТ}) \cdot 365$	96349 кВт·ч
		347 ГДж

Расчет базовых параметров СВНУ.

После определения тепловой нагрузки объекта, произведен расчет базовых параметров предлагаемой системы теплоснабжения с целью установления технической возможности ее внедрения, а также оценки ее массо-габаритных характеристик и для определения замещающего потенциала используемого энергоресурса (в данном случае, электроэнергии, потребляемой котлом). Результаты расчета приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчета ТЭП системы ГВС при внедрении СВНУ на многоквартирном жилом доме в микрорайоне «Снеговая падь» г. Владивостока

Показатель	Расчетная формула	Результат
Располагаемая площадь для размещения СВНУ	F_y	210 м ²
Площадь размещения 1 коллектора	F_K (по проектным данным)	5,2 м ²
Количество коллекторов	$N_K = F_y / F_K$	40
Эффективная площадь 1 коллектора	$F_{СК}$ (по паспортным данным)	2,41 м ²
Эффективная площадь коллекторов СВНУ	$F_C = F_{СК} \cdot n_K$	96,4 м ²
Удельная производительность коллекторов СВНУ	W_K (согласно данным, приведенным в разделе 2.2)	4,3 кВт·ч/м ²
Суточная выработка теплоты коллекторами СВНУ	$Q_{СВНУ} = F_C \cdot W_K \cdot N_K$	414,52 кВт·ч
Суточная выработка горячей воды СВНУ	$G_{СВНУ} = 3,6 Q_{СВНУ} / [C_p(T_{ГВ} - T_{ХВ})]$	7,12 т
Объем бака-аккумулятора	$V_{ак} = K_{ак} \cdot G_{СВНУ}$; $K_{ак} = 1,25$ – коэффициент потерь теплоносителя	10 м ³
Годовое потребление тепла на ГВС от СВНУ без учета пасмурных дней	$Q_{ГВС} = 365 Q_{СВНУ}$	151300 кВт·ч
Годовое потребление тепла на ГВС от СВНУ с учетом пасмурных дней	$Q_C = K_{П} \cdot Q_{ГС}$ $K_{П}$ – выбирается при помощи отношения суммарной Q_C по отношению к $Q_{ГС}$ в течение года	137200 кВт·ч
Коэффициент замещения нагрузки системы ГВС при внедрении СВНУ	$K_3 = (Q_{СВНУ} \cdot K_{П}) / Q_{ГВС}$	0,19

Структура и ТЭП установки. СВНУ состоит из трубчатых вакуумных коллекторов с общей площадью поглощающего слоя 96,4 м² (40 коллекторов ES-30-58-1800), развернутых на юг под углом 60° к горизонту, бака-аккумулятора объемом 10 м³, электрического отопительного котла, теплообменника греющего контура, циркуляционных насосов, системы автоматизации и соединительных трубопроводов. В качестве теплоносителя в контуре солнечных коллекторов применена водяная смесь пропиленгликоля для работы в зимнее время года. Солнечные коллекторы находятся на крыше здания, а тепловой аккумулятор – внутри здания, в специальном помещении. Результаты расчета ТЭП системы ГВС с СВНУ приведены в таблице 4.6.

Годовая выработка тепловой энергии СВНУ составила 137208 кВт·ч/год (около 2200 тонн горячей воды в год), а среднегодовая суточная выработка составляет около 7,12 тонн горячей воды в сутки. Среднее суточное нормативное потребление для жилых домов составляет около 105 литров на человека. Установленная нагрузка для подогрева воды таким образом замещается на 19%.

На рисунках 4.17 и 4.18 приведены фактические данные СВНУ, полученные при мониторинге объекта в течение 2012 года.

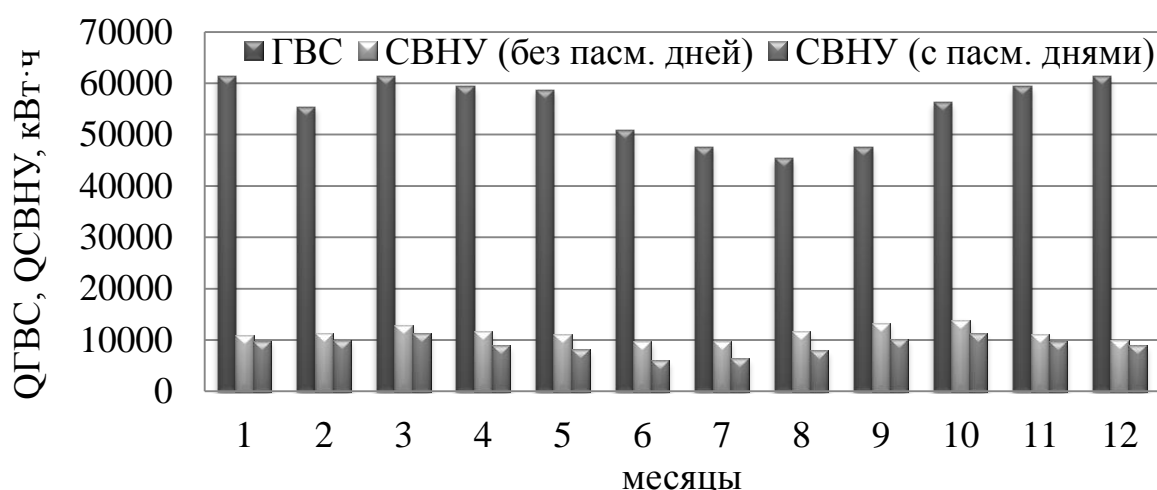


Рисунок 4.17 – Фактическое теплотребление и теплоснабжение от СВНУ на объекте «Снеговая падь» г. Владивостока, кВт·ч в месяц

В целом, СВНУ данного типа могут обеспечить следующие показатели, приведенные на 1 м² солнечного коллектора:

- выработка тепловой энергии: средняя 600 – 800 кВт·ч/м² в год (максимальная до 1050 кВт·ч/м² в год);

- экономия топлива: около 100 кг у.т./м² (установка с площадью солнечных коллекторов 30 м² в целом экономит около 3-х тонн у.т.);

- снижение выбросов: 0,6 – 0,7 кг СО₂ на 1 кВт·ч выработанной тепловой энергии (1 м² солнечного коллектора предотвращает выброс 350 – 730 кг углекислого газа в год).

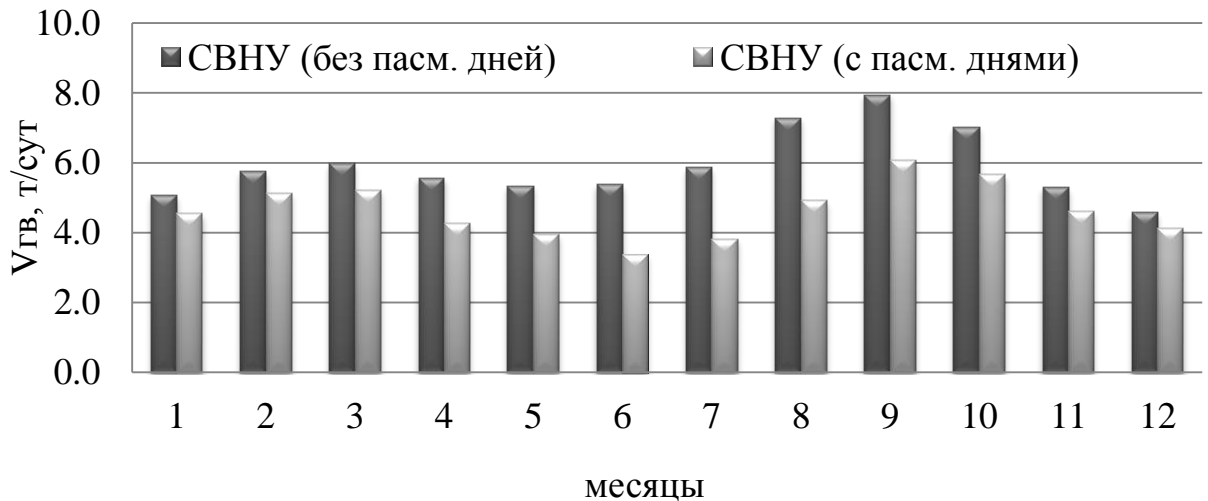


Рисунок 4.18 – Суточный объем воды $V_{ГВ}$, нагреваемый СВНУ по месяцам в течение года до температуры не менее $55\text{ }^{\circ}\text{C}$, т/сут на объекте «Снеговая падь» г. Владивостока

При расчете ТЭП системы теплоснабжения с различными источниками теплоты приняты текущие средние фиксированные стоимости энергоресурсов (угля, газа, электроэнергии, и дизельного топлива), а также тариф на тепловую энергию. Определено, что стоимость 1 м^3 горячей воды от дизельного котла $C_{д}$ является наиболее высокой (таблица 4.6), поэтому она выбрана для сравнения ТЭП в качестве базовой (максимальной). При известных максимальных затратах на выработку 1 м^3 горячей воды при применении дизельного котла, можно определить потенциально сэкономленную сумму ΔE , за год:

$$\Delta E = (C_{д} - C_{А}) G_{ГВ}. \quad (4.15)$$

где $C_{А}$ – стоимости 1 м^3 горячей воды за счет альтернативного источника, $G_{ГВ}$ – годовой расход горячей воды.

При сравнении проектов СВНУ и СВНУ с тепловым насосом в расчетах принималась норма выработки ГВС, характерная для объекта «Снеговая падь». Сверхнормативная доля нагрузки условно покрывалась за счет мощности вспомогательного оборудования (электрокотел). Основные данные из расчета приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сравнение ТЭП систем теплоснабжения на объекте, потребляющем 5 т/сутки горячей воды [96]

Наименование	СВНУ / СВНУ с ТН	Электрокотел	Котел на угле	Котел на жидком топливе	Котел на газе
Расход теплоты/электроэнергии для нагрева воды ГДж /кВт·ч	268		268	268	268
	Дублер 1487	74343			
Количество горячей воды, м ³	1825	1825	1825	1825	1825
Стоимость оборудования, тыс.руб	740/524	45	290	110	175
КПД основного / вспомогат. оборудования	-/0,9	0,9/-	0,83/-	0,91/-	0,85/-
Годовой расход энергии, ГДж / кВт·ч			324	293	315
	1489/ 9795	82717			
Калорийность топлива ГДж/т; ГДж/м ³ ·10 ³			10,8	32.82	24,6
Расход топлива т/год, тыс. м ³ /год			30	9	12,8
Затраты на электроэнергию, руб/год (при тарифе 2,5 руб/кВт·ч)	3767/ 24782	209273			
Стоимость топлива, руб/т; руб/м ³ ·10 ³			4500	35000	4800
Ежегодное среднее удорожание используемого ресурса	10%	10%	9%	3%	17%
Годовые затраты на топливо, руб/год			1351 72	313466	61482
Эксплуатационные затраты, руб/год	11380/ 10480	818	5280	2200	2500
Отчисления на окупаемость, руб./год	147940/ 104800	8996	5808 0	22000	38491
Итого затраты, руб/год	163087/ 140067	210091	1985 32	335466	102474
Стоимость 1 м ³ горячей воды, руб/м ³	89/76	120/87 *	109	196	77

Примечание: в расчете принят минимальный срок эксплуатации оборудования 15 лет;

* - расчет системы теплоснабжения с электрокотлом при ночном тарифе на электроэнергию 1,8 руб/кВт·ч и наличии теплового аккумулятора.

В результате сравнительного анализа рассчитанных вариантов определено, что при замещении тепловым насосом 50% тепловой нагрузки СВНУ, стоимость горячей воды, отпускаемой из системы теплоснабжения снижается в 1,7 раза.

Совместно с Центром «Энергоэффективности и мониторинга энергоресурсов» ДВФУ и Лабораторией нетрадиционной энергетики ДВО РАН обследовано 25 социальных объектов г. Владивостока, подготовлены рекомендации по применению комбинированных СВНУ и ТН при модернизации систем теплоснабжения [54]. Результаты обследования социальных объектов с целью модернизации системы теплоснабжения за счет применения СВНУ приведены в приложении П.

При проведении обследований также установлено, что в Приморском крае существует значительное количество объектов социального назначения, в которых отсутствует или ограничена возможность их подключения к системе централизованного горячего водоснабжения. В таблице 4.7 приведены обобщенные результаты расчетов ТЭП для четырех объектов, предложенных администрацией Приморского края для внедрения пилотных гелиоустановок, в том числе с тепловыми насосами. Аналогичные расчеты ТЭП выполнены для ряда других социальных объектов Приморского края, произведены предпроектные изыскания, предложены технические решения, необходимые при внедрении СВНУ с ТН.

По имеющимся данным в 2014 г. в Приморском крае 25% населения не обеспечивалось централизованно тепловой энергией. Эксплуатируются 140 тысяч частных домов, 150 тысяч дачных участков и 2500 фермерских хозяйств. На отопление этих потребителей ежегодно расходуется более 500 тыс. тонн угля, до 50 тыс. тонн жидкого топлива. В Приморском крае работают более 1100 котельных, имеющих КПД значительно ниже 85%. На ряде малых производственных предприятий в городе и сельской местности вне отопительного периода системы ГВС не работают. Большая часть социальных объектов в Приморском крае обеспечивается горячим водоснабжением в летний

период только от электробойлеров или котлов на жидком топливе с высокими тарифами на отпускаемую тепловую энергию.

Таблица 4.7 – Данные расчета основных ТЭП СВНУ при их внедрении на социальных объектах Приморского края

Показатель	Наименование учреждения			
	ГУСО "Приморский центр соцобслуживан ия населения"	ГБУЗ «Краевой диагностический центр» г. Владивосток	ПИППКРО г. Владивосток	ДДУ г. Арсеньев
Фактическое потребление горячей воды, м ³ /год	50000	50000	10000	13900
Фактический тариф на ГВС, руб./м ³	170,6	170,6	170,60	190,75
Производительность СВНУ, м ³ /сут (м ³ /год)	100	100	26	32
Основные затраты на реализацию проекта, тыс. руб.	26000 (с ТН)	29000 (с ТН)	5000	15000
Стоимость горячей воды от СВНУ, руб./м ³	32,9	26,5	22,6	48,2

Около 50% малых производственных предприятий в городе и сельской местности не обеспечивалось вне отопительного периода тепловой энергией в виде ГВС. Горячая вода на часть социальных объектов поступает в летний период только от электробойлеров или котлов на жидком топливе. При этом имеет место ежегодный рост тарифов на 10 - 15%.

Значительную часть этих объектов целесообразно оснащаться СВНУ и тепловыми насосами. По укрупненным расчетам, суммарная потребность Приморского края в солнечных коллекторах в перспективе составляет до 1 млн. м². При этом может быть обеспечена годовая экономия органического топлива в объеме до 100000 т у.т. и значительно сокращены выбросы вредных веществ в атмосферу. Кроме этого, при внедрении гелиоустановок улучшаются социально-

бытовые условия жизни населения и экономятся непосредственные затраты труда на отопление и горячее водоснабжение.

Выводы по главе 4

1. Обоснованы рекомендации для выбора типа теплового насоса с учетом характеристик низкотемпературного источника теплоты и структуры СВНУ, оснащенной вакуумными солнечными коллекторами и суточными (или сезонными) аккумуляторами теплоты;

2. Апробирована технология применения в структуре экспериментальной СВНУ буферного бака–аккумулятора, состоящего из нескольких секций и реализующего принцип накопления тепловой энергии за счет изменения фазового состояния вещества. Эффективность применения в схеме СВНУ буферного аккумулятора подтверждена моделированием и лабораторными экспериментами для диапазона температур, характерных для холодного климата России (до -25°C);

3. Разработана и реализована усовершенствованная структура автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) экспериментальной СВНУ с ТН и аккумуляторами теплоты для теплоснабжения, произведена наладка систем технологического контроля и автоматического управления теплогенерирующей установки;

4. Подобрано и апробировано программное обеспечение внедренной на объекте регулирования АСУ ТП на уровне программного комплекса, обеспечивающего сбор и обработку информации, а также эффективное управление узлами системы теплоснабжения. Разработанные решения по организации АСУ ТП для управления комбинированной СВНУ обеспечили оптимизацию процессов регулирования сложного многоканального объекта и проведение мониторинга характеристик экспериментальной СВНУ на требуемом уровне;

5. Технико-экономическая оценка эксплуатационных показателей систем теплоснабжения различных социальных и промышленных объектов, выполненная по усовершенствованной методике, показала, что ежегодные затраты на ГВС от СВНУ с тепловым насосом (при обеспечении длительного аккумулирования тепловой энергии) составляют 0,2...0,3 руб./кВт·ч, что значительно ниже стоимости ГВС от тепловой сети, электробойлера (3,0...3,5 руб./кВт·ч) или котла на жидком топливе (4,5...5,0 руб./кВт·ч).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам работы над диссертацией получены результаты:

1. Усовершенствована и апробирована методика расчета интенсивности солнечного излучения с учетом климатических характеристик Дальневосточного региона, использованная для оценки эффективности установок солнечного теплоснабжения.

2. Обоснованы принципы создания и комбинированных систем теплоснабжения, позволившие разработать и реализовать проекты гелиоустановок как для ГВС, так и для частичного покрытия отопительной нагрузки.

3. Разработана методика определения характеристик солнечных коллекторов вакуумного типа, позволяющая с высокой достоверностью производить расчеты основных параметров первого контура СВНУ с учетом климатических и технологических факторов, влияющих на эксплуатацию гелиосистем.

4. На основе произведенных расчетов и стендовых испытаний выполнено сравнение теплоэнергетических показателей солнечных коллекторов в режимах теплосъема в различные периоды года, определены граничные условия эффективной эксплуатации солнечных коллекторов (плоского типа и с вакуумными трубами) в структуре СВНУ, подготовлены рекомендации для обеспечения эксплуатации солнечного контура СВНУ с максимальным КПД.

5. Разработана и применена для оптимизационных расчетов математическая модель комбинированной СВНУ, позволяющая учесть влияние суточного и сезонного изменения тепловой нагрузки у потребителя на работу гелиоустановки.

6. Испытана схема теплогенерирующего комплекса в составе СВНУ, компрессионного теплового насоса и тепловых аккумуляторов, задействованных в процессах выравнивания суточного графика потребления теплоты в системе теплоснабжения, позволяющая регенерировать тепловую энергию, потребляемую в системе теплоснабжения.

7. В результате технико-экономической оценки эксплуатационных показателей систем теплоснабжения различных социальных и промышленных объектов, установлено, что ежегодные затраты на ГВС от СВНУ с тепловым насосом в 2- 2,5 раза ниже чем в системах теплоснабжения с котельными установками на различных видах топлива и электродотлами.

Выполненные исследования подтвердили, что использование комбинированных СВНУ при реконструкции систем теплоснабжения на ряде социально значимых муниципальных объектов (больницах, школах, интернатах и т.п.) позволяет обеспечить их стабильное горячее водоснабжение. Это создает условия для тиражирования таких систем в масштабе Дальневосточного региона РФ.

Рекомендации к практическому применению:

Рекомендации, представленные в работе, разработанные совместно с сотрудниками Центра «Энергоэффективности и мониторинга энергоресурсов» ДВФУ и Лаборатории Нетрадиционной энергетики ДВО РАН, были использованы при создании в Приморском крае СВНУ с площадью коллекторов более 400 м² (из 600 м², введенных в эксплуатацию в 2012 – 2014 гг).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аббасов, П.А. Оценка потенциала солнечной энергии для разработки энергоэффективных зданий в условиях муссонного климата / П.А. Аббасов, Н.В. Гричковская // Архитектура и строительство. - 2006. - №4. - 36 - 44.
2. Аналитический обзор динамики цен на энергоносители.// Электронный ресурс./ 2009,- Режим доступа mex.ru108
3. Андрюхин, А.В. Эффективность развития возобновляемых и нетрадиционных источников энергии (на примере Дальнего Востока): Автореф. дис. ... канд. экон. наук / А.В. Андрюхин. - Владивосток, 2002. - 24с.
4. Асланян Г.С. Финансовые аспекты расширения использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии / Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов // Теплоэнергетика. -2001. -№ 2. -С.34-39.
5. Барашкова, Е.П. Связь средних месячных значений часовых сумм солнечной радиации и продолжительности солнечного сияния / Е.П. Барашкова // Труды ГГО. -1985.-Вып. 487. -С. 10-15.
6. Безруких П.П., Дегтярев В.В. Елистратов В.В. и др. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива.- М.: «ИАЦ Энергия», 2007.-272с.
7. Безруких, П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. / П.П. Безруких и др. - СПб.: Наука, 2002.-314 с.
8. Безруких П. П. Научно-техническое и методологическое обоснование ресурсов и направлений использования возобновляемых источников энергии // Дис. на соискание ученой степени доктора т. н., Москва, 2003. 268 с.
9. Бекман, У. Расчет систем солнечного теплоснабжения: Пер. : с англ./ У.Бекман, С. Клейн, Дж. Даффи.– М.: Энергоиздат, 1982, – 80 с.
10. Бекман, Г. Тепловое аккумулирование энергии / Г. Бекман, П. Гилли. М.: Мир, 1987.-272 с.

11. Берлянд, Т.Г. Суммарное солнечное излучение и его междугодовая изменчивость на континентах северного полушария / Т.Г. Берлянд, М.Д. Дворкина // Труды ГГО. - 1985. - Вып. 488. - 3-20.
12. Берлянд, Т.Г. Климатические исследования режима солнечной радиации для использования их в гелиотехнических целях Текст. / Т.Г. Берлянд // Тр. ГГО. вып.427, 1980. С. 3 55.
13. Бринкворт Б. Солнечная энергия для человека. - М.: Мир, 1976. - 291 с.
14. Буртасенков Д.Г. Повышение эффективности централизованного теплоснабжения путем использования тепловых насосов: автореф. дис. . канд. техн. наук / Кубан. гос. технол. ун-т. Краснодар., 2006. - 24 с.
15. Благовещенская, М. М. Информационные технологии систем управления технологическими процессами / М. М. Благовещенская. - М.: Высшая школа, 2005 .- 768 с.
16. Бутузов В.А. Солнечные коллекторы в России и на Украине: конструкции и технические характеристики// Теплоэнергетика, 2003. № 1. С. 37 – 40.
17. Бутузов В.А. Перспективы применения тепловых насосов / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. - 2005. - № 10. - С. 23-34.
18. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение в России: состояние дел и региональные особенности // Энергосбережение, 2009, № 3. С. 70 — 72.
19. Бутузов В.А. Автоматизация солнечных тепловых установок // Альтернативная энергетика и экология. – 2009. - № 12. – С. 15-18.
20. Бутузов В.А., Томаров Г.В., Шетов В.Х. Геотермальная система теплоснабжения с использованием солнечной энергии и тепловых насосов // Пром. энергетика. 2008. - N 9. - С.39-43.
21. Бутузов В.А., Шетов В.Х. Гелиотехнические установки в России// Альтернативная энергетика и экология № 10, 2007. С. 37-41
22. Бутузов В.А. Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе возобновляемых источников энергии/ Диссерт. докт. техн. наук. – Краснодар, 2004. – 279 с.

23. Бутузов В.А. Проектирование систем солнечного горячего водоснабжения. Анализ российского опыта и нормативных документов // Промышленная энергетика. -2003. -№ 1. -С.39-45.
24. Бутузов В.А. Гелиоустановки горячего водоснабжения большой производительности // Промышленная энергетика. -2002. -№ 9. -С.44-51.
25. Бутузов В.А. Экономическое обоснование сооружения гелиоустановок // Теплоэнергоэффективные технологии. -2001. -№ 1. -С.37-40.
26. Бутузов В.А. Анализ энергетических и экономических показателей гелиоустановок горячего водоснабжения // Промышленная энергетика. 2001. -№ 10. - С.54-61.
27. Бутузов В.А. Анализ опыта разработки и эксплуатации гелиоустановок в Краснодарском крае // Сантехника, отопление, кондиционирование. -2002. -№ 7. -С.53-56.
28. Валов, М.И. Использование солнечной энергии в системах теплоснабжения: Монография / М.И. Валов, Б.И. Казанджан. М.: Изд - во МЭИ, 1991.- 140 с.
29. ВСН 52-86. Нормы проектирования. Установки солнечного горячего водоснабжения. - М.: Госгражданстрой СССР, 1988. - 16 с.
30. Васильев Г.П. Гибридные теплонасосные системы теплоснабжения // Энергосбережение. -№5, 2009. С.20-29
31. Васильев Г.П., Абуев И.М., Горнов В.Ф. Автоматизированная теплонасосная установка, утилизирующая низкопотенциальное тепло сточных вод г. Зеленограда // АВОК. 2004. - N 5. - С.50-52.
32. Васильев Г.П. Эффективность и перспективы использования тепловых насосов в хозяйстве Москвы // Энергосбережение. 2007. №8. С. 63 – 65.
33. Виссарионов, В.И. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: учебное пособие Текст. / А.А. Бурмистров, В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина и др. М.: Издательский дом МЭИ, 2009. - 144 с.

34. Виссарионов, В.И. Солнечная энергетика: учеб. пособие для вузов Текст. / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин -М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 276 с.
35. Волков А. В., Ковалев О. П., Коренев А. В. Расчет поступления солнечной энергии на территорию Приморского края // Сб. ИПМТ ДВО РАН. Вып. 5, 2003.
36. Волков А. В., Ковалев О. П. Сравнение характеристик солнечных коллекторов различных типов // Материалы Межд. научных чтений "Приморские зори-2005". Вып 2. 14-17 апреля. Владивосток: Изд-во ТАНЭБ, 2005. С.29-32.
37. Гершкович В.Ф. От централизованного теплоснабжения к тепловым насосам/ В.Ф. Гершкович // Новости теплоснабжения. – 2010. - №11. – С. 34-39.
38. Горшков В.Г. Тепловые насосы. Аналитический обзор // Справочник промышленного оборудования. 2004. №2. С 47 – 80.
39. Гричковская, Н.В. Оценка потенциала солнечной энергии для разработки энергоэффективных зданий в условиях муссонного климата. Автореф. дис. канд. экон. наук / Н.В. Гричковская, - Воронеж, 2006. – 24 с.
40. Даффи, Дж. А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии Текст. / Дж.А. Даффи, У.А. Бекман М.: Мир, 1977. - 420 с.
41. Долинский А.А., Базеев Е.Т., Чайка А.И. Тепловые насосы в теплоснабжении // Пром. теплотехника. 2006. - Т.28, N 2. - С.99-105.
42. Долинский А.А., Драганов Б.Х., Морозюк Т.В. Альтернативное теплоснабжение на базе тепловых насосов: критерии оценки // Пром. теплотехника. 2007. - Т.29, N 6. - С.67-71
43. Елистратов С.Л. Энергетическая эффективность комбинированных отопительных установок на базе тепловых насосов с электроприводом / С. Л. Елистратов, В. Е. Накоряков // Промышленная энергетика.- 2008.- №3, -С.28-33
44. Елистратов С. Л. Оценка границ технико-экономической эффективности применения тепловых насосов / Елистратов С. Л. // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. 2009. - №15. - С.72-78.

45. Елистратов С. Л. Использование теплоты неочищенных сточных вод в качестве теплоносителя / С. Л. Елистратов, В. Е. Накоряков, Ю. Н. Похил и др. // Водоснабжение и санитарная техника. 2004. - № 3. - С. 1-3.
46. Елистратов С. Л. Автономные теплоисточники на базе низкопотенциального (15-25°C) тепла сточных вод / С. Л. Елистратов, В. Е. Накоряков, А. И. Бивалькевич и др. // Вестник «Энергосбережение и энергоэффективность экономики». 2005. - №2 /9 — С.74-77.
47. Елистратов С. Л. Комплексное исследование эффективности тепловых насосов /Дисерт. докт. Тех. наук. Новосибирск, 2014. – 383 с.
48. Закиров Д.Г., Мухамедшин М.А. Опыт ликвидации угольной котельной // Энергоаудит. 2009. №3. С. 32 – 35.
49. Ильин А.К. Солнечные водонагревательные установки// Вестник ДВО РАН, № 3 Владивосток: Изд-во Дальнаука , 1998. С.51-55.
50. Калнинь И.М., Пустовалов С.Б., Савицкий А.И. Тепловые насосы на диоксиде углерода для систем теплогенерирования // Вестник РАЕН. 2009. -N 1. -С.81-86.
51. Калнинь И.М., Савицкий А.И., Пустовалов С.Б. Тепловые насосы нового поколения, использующие экологически безопасные рабочие вещества // Холод, техн. 2007. - N 1. - С.46-50.
52. Калнинь И.М., Теплонасосная технология в решении крупномасштабных задач теплофикации с использованием низкопотенциальной теплоты энергоисточников / Калнинь И.М., Легуенко С.К., Проценко В.П. и др. // Энергосбережение и водоподготовка. 2009. - N 5(61).- С.25-30.
53. Кенисарин М.М. Соотношение между диффузной и суммарной солнечной радиацией / М.М.Кенисарин, Н.П.Ткаченкова, А.И.Шафеев // Гелиотехника.- 1990. -№ 6. -С.3-9.
54. Кенисарин М.М. Статистическое сравнение корреляций между солнечной радиацией и продолжительностью солнечного сияния / М.М.Кенисарин, Н.П.Ткаченкова, А.И.Шафеев // Гелиотехника. -1990. -№ 5. -С.7-11.
55. Климат Владивостока. Под ред. Ц.А. Швер. Гидроиздат, Л. 1978, 168 С.

56. Клюев, А.С. Метрология в АСУ ТП / А.С. Клюев, А.С. Лебедев – М.: Фирма «Испо-Сервис», 2000. – 144 с.
57. Коломиец, Ю.Г. Исследование эффективности преобразования энергии солнечного излучения в низкопотенциальное тепло в различных климатических условиях Текст. / Ю.Г. Коломиец // Дис. канд. техн. наук. - Москва, 2009. 174 с.
58. Ковалев, О.П. Комбинированная солнечная установка горячего водоснабжения и отопления для автономного объекта / О.П. Ковалев, А.В. Волков, В.В. Лощенков // Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: тез. докл. конф. - СПб, 2001.-С. 46-48.
59. Ковалев О.П., Волков А.В., Лощенков В.В. Использование солнечной энергии в Приморском крае // Вестник ДВО РАН, № 5, 2001. - С.92-98.
60. Ковалев, О.П. Расчет поступления солнечной энергии на территорию Приморского края / О.П. Ковалев, А.В. Волков, А.В. Коренев // Сборник ИПМТ ДВО РАН. - Владивосток, 2003. - Вып. 5.
61. Ковалев О.П., Волков, В.В. Лощенков, Казанцев П.А. Солнечная энергия – решение экологических и социальных проблем / Материалы журнала «Архитектура и строительство Дальнего Востока» № 7-8 (53), 2007. С.25-27.
62. Ковалев О.П., Волков А.В., Лощенков В.В. Стенд для исследования солнечных коллекторов // Труды ДВГТУ. Вып. 136. Владивосток. 2004. С.230-234.
63. Ковалев О.П., Ильин А.К., Волков А.В., Лощенков В.В., Ильчук Ю.В. Использование тепловых насосов для систем теплоснабжения в Приморском крае // Труды ДВГТУ. Выпуск.133. Владивосток: ДВГТУ, 2003. С.206-211.
64. Кондратьев К.Я. Актинометрия. Л.: Гидрометеиздат, 1965. 692 с.
65. Кондратьев, К.Я. Радиационный режим наклонных поверхностей / К.Я. Кондратьев, З.И. Пивоварова, М.П. Федорова; под ред. К.Я. Кондратьева: Монография. -Л.: Гидрометеиздат, 1978. 215 с.
66. Левенберг В. Д. Аккумуляция тепла / В. Д. Левенберг, М. Р. Ткач, В. А. Гольстрем - Киев:Техника, 1991. - С. 49-74.

67. Матвеев А. В., Щеклеин С. Е., Пахалуев В. М. Математическая модель солнечного коллектора в режиме естественной циркуляции теплоносителя // Новое в российской электроэнергетике, 2007 г., №5. 32 — 37 с.
68. Матвеев А. В., Методика определения энергетической эффективности гелиоводонагревательных систем с плоскими коллекторами. Автореф. дис. канд. техн. наук / А.В. Матвеев, - Москва, 2008. – 16 с.
69. Методические указания по расчёту и проектированию систем солнечного теплоснабжения: РД 34.20.115-90. -М.: Минэнерго СССР, 1990. -74 с.
70. Методические указания по оценке экономической эффективности и расчёту экономии органического топлива при использовании нетрадиционных возобновляемых источников энергии. АН СССР. -М., 1987. -56 с.
71. Милова Л. Тепловые насосы для водяных систем отопления и горячего водоснабжения//С.О.К.: Сантехника, отопление, кондиционирование. 2009. - №4. - С.50-58.
72. Митина И.В. Повышение эффективности солнечных коллекторов с вакуумными стеклопакетами/ Автореф. дис. канд. техн. наук / И.В. Митина, - Москва, 2009. – 24 с.
73. Накопление тепловой энергии / MacCracken M. // АВОК. 2004. - № 3. -С.78-82, 84.
74. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Часть 1. Выпуск 13. Солнечная радиация и солнечное сияние. Л.: Гидрометеиздат, 1990. -724 с.
75. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3, часть 1-6, вып. 26. Приморский край. Л.: Гидрометеиздат, 1988. 416 с.
76. Новожилов Ю.Н. Применение тепловых насосов в схемах теплоснабжения // Пром. энергетика. 2006. - № 5. - С.24-25.
77. Оборудование нетрадиционной и малой энергетики: Справочник-каталог. М.: АО ВИЭН, 2000. 166 с.

78. Пасков В.В., Васильев Г.П. Рациональная интеграция тепловых насосов в систему централизованного теплоснабжения // АВОК: Вентиляция. Отопление. Кондиционирование. 2009. - № 1. - С. 18-20.
79. Патент на полезную модель «Система для получения тепловой энергии» Авторы Богданович Г.А., Жуков В.А., Слесаренко И.Б. № 103807. Заявка № 2010133471. Приоритет полезной модели 09 августа 2010 г. Зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации 27 апреля 2011 г.
80. Патент на полезную модель «Тепловой аккумулятор с регулируемым отбором тепла» Богданович Г.А., Жуков В.А., Слесаренко И.Б. № 114130. Заявка № 2011119112. Приоритет полезной модели 12 мая 2012 г. Зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации 10 марта 2011 г. Срок действия патента истекает 09 августа 2021 г.
81. Петраков Т.Н., Применение тепловых насосов в теплоснабжении / Петраков Т.Н., Стогней В.Г., Мартынов А.В., Работкина О.Е. Воронеж: ВГТУ, 2007. -259 с.
82. Пивоварова, З.И. Климатические характеристики солнечной радиации как источника энергии на территории СССР / З.И. Пивоварова, В.В. Стадник. - Л.: Гидрометеиздат, 1988.-291 с.
83. Попель, О.С. Обобщение показатели типичной индивидуальной солнечной водонагревательной установки в климатических условиях различных регионов России /О.С. Попель, Е. Фрид, Э.Э. Шпильрайн //Теплоэнергетика. – 2003. - № 1. – С. 12-18.
84. Попель, О.С. Сравнительный анализ показателей конструкций солнечных коллекторов зарубежного и отечественного производства. Новые технические решения // Теплоэнергетика. – 2006. - №3. – С. 23-29.
85. Попель О.С, Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г. Анализ показателей эффективности использования солнечных водонагревательных установок. // Сантехника, отопление, кондиционирование №5, 2004г., С. 28-32.

86. Попель, О.С. Определение ресурсов энергии солнечного излучения по территории России / О.С. Попель, С.Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец, С.В. Киселева, Е.Н. Терехова // Энергия: экономика, техника, экология, 2007, №1. С. 15-23.
87. Попель, О.С. Эффективность применения солнечных водонагревателей в климатических условиях средней полосы России / О.С. Попель // Энергосбережение. – 2001 - №1. С. 12-19.
88. Попель, О.С. Методика оценки показателей эффективности использования солнечных водонагревательных установок в климатических условиях Российской Федерации / О.С. Попель, Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец. - М.:ОИВТРАН., 2002. – 243 с.
89. Разработка реверсивного теплового насоса для локальной системы теплоснабжения на базе солнечной водонагревательной установки. Отчет по НИР. ДВФУ. 2010- 2011 гг. № госрегистрации 01201056713. Государственный контракт № 02.740.11.0829 от 11 июня 2010 г. 548 с.
90. Рекомендации по определению климатических характеристик гелиоэнергетических ресурсов на территории СССР. — Л.: Гидрометеиздат, 1987. -30 с.
91. Рекомендации по технико-экономическому обоснованию применения нетрадиционных солнечных и солнечно-теплонасосных систем теплохладоснабжения на гражданских и промышленных объектах / ЦНИИЭП инж. обор. - М., 1987. -54 с.
92. Рекомендациями по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения/Р НП АВОК 5-2006. – 28 с.
93. Сиворакша В. Е., Марков В. Л., Петров Б. Е., Золотько К. Е. Определение производительности гелиоустановок для горячего водоснабжения // Экотехнологии и ресурсосбережение, 2004 г., №3. 9 — 12 с.
94. Сиворакша В. Е., Марков В. Л., Петров Б. Е., Золотько К. Е. Оценка эффективности использования солнечной энергии в отопительной системе // Экотехнологии и ресурсосбережение, 2005 г., №6. 15 18 с.

95. Слесаренко И.В. Исследование и испытания вакуумных солнечных коллекторов в системах теплоснабжения / *Фундаментальные исследования*. - 2016 № 2 (часть 3) 2016, стр. 509-514.
96. Слесаренко И.В. Оценка технико-экономических показателей солнечных водонагревательных установок / *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 12 (часть 4). – С. 828-833. [Электронный ресурс].
97. Слесаренко И.В. Преимущества газификации: замена электрических парогенераторов газовыми котлами. / Слесаренко И.В., Кисок Д.К., Гульков А.Н./ *Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск №4. Нефть и газ*, 2014. С.109-120. ISBN: 0236-1493.
98. Слесаренко И.В. Исследование процессов генерации теплоты в схеме солнечно-теплонасосной установки. /Слесаренко И.В., Слесаренко И.Б./ *Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск №4. Нефть и газ*, 2014. С.234-241. ISBN: 0236-1493.
99. Слесаренко И.В. Выбор установок возобновляемой энергетики для локальных систем энергоснабжения /Слесаренко В.В., Гульков А.Н., Слесаренко И.В./ *Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск №3. Нефть и газ*, 2013. С.190-196. ISBN: 0236-1493.
100. Слесаренко И.В. Особенности моделирования солнечных водонагревательных установок. /Слесаренко И.Б., Слесаренко И.В./ *Материалы II Международной научно-практической конференции Актуальные направления фундаментальных и прикладных исследований*. 10-11 октября 2013 г., Москва, Научно-издательский «Академический» центр, том 2, с. 92-94.
101. Слесаренко И.В. Усовершенствование комбинированных солнечно-теплонасосных установок. /Слесаренко В.В., Вагнер В.В., Слесаренко И.В./ *Вологдинские чтения. Материал научной конференции ISSN 2219-7389* – Владивосток: Издательский дом Дальневосточного федерального университета, 2013. - С.147-150.
102. Слесаренко И.В. Моделирование процессов в системе теплоснабжения с солнечной водонагревательной установкой / *Горный информационно-*

- аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Специальный выпуск 36, 2015 год, 300 с., С.178-185.
103. СНиП 41-01-2003 "Отопление, вентиляция и кондиционирование". Москва, 2003.
104. СНиП 2.04.01-85 «Внутренний водопровод и канализация зданий». Москва, 1997.
105. СП 41-104-2000 "Проектирование автономных источников теплоснабжения". Москва, 2001.
106. Сотников, О.А. Аккумуляторы теплоты теплогенерирующих установок систем теплоснабжения / О.А. Сотников, В.С. Турбин, В.А. Григорьев // Энергоэффективность - 2004. - № 1-2. - С. 82-86.
107. Справочник по климату СССР. Вып.20. Ч. 1: Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние.- Л.: Гидрометеорологическое изд-во, 1966.-76 с.
108. Справочник по климату СССР. Метеорологические данные за отдельные годы. Выпуск 26, Приморский край, ч. IV. – Л.: Гидрометеиздат, 1971. -70 с.
109. Справочник проектировщика автоматизированных систем управления технологическими процессами / Под ред. Г.Л. Смилянского. - М.: Машиностроение, 1983. - 527 с.
110. Стефании, Е. П. Основы расчета настройки регулятора теплоэнергетических процессов / Е. П. Стефании. - М.:Энергия, 1972. - 320 с.
111. Судаев, Е.М. Исследование и производственные испытания в условиях Красноярска солнечных водонагревательных установок с вакуумированными коллекторами / А.В. Бастрон, Е.М. Судаев // Ползуновский Вестник. 2011, №2/2. С. 221 - 225.
112. Судаев, Е.М. Теоретические модели поля солнечной радиации и результаты исследований солнечного водонагревателя в климатических условиях Красноярского края / А.В. Бастрон, А.А. Беляков, Е.М. Судаев // Вестник КрасГАУ. 2008, №4. С. 245 - 254.

113. Судаев, Е.М. Повышение эффективности систем солнечного горячего водоснабжения сельских бытовых потребителей Сибири/ Диссерт. канд. техн. наук, Красноярск, 2012. – 165 с.
114. Сулейманов М.Ж. Экспериментальное исследование теплотехнических характеристик солнечных коллекторов и водонагревательных установок/ Диссерт. канд. техн. наук. – Москва, 2007. – 130 с.
115. Султангузин И.А., Потапов А.А. Высокотемпературные тепловые насосы большой мощности для систем теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2010. №10. С. 23 – 27.
116. Тарнижевский, Б.В. Определение показателей работы солнечных установок в зависимости от характеристик радиационного режима / Б.В. Тарнижевский // Теплоэнергетика. - 1960. - Вып. 2. - 18 - 26.
117. Тарнижевский, Б.В. Подбор емкости аккумуляторов для регулирования неравномерной выработки энергии солнечными установками / Б.В. Тарнижевский // Теплоэнергетика. - 1960. - Вып. 2. - 27 - 33.
118. Тарнижевский, Б.В. Состояние и перспективы использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в России / Б.В. Тарнижевский // Промышленная энергетика. - 2002. - №1. - 52-56.
119. Тарнижевский. Б. В. Стенд для испытаний коллекторов солнечной энергии (КСЭ) / Б.В. Тарнижевский, Н.Ф. Готвянский, В.А. Толенченко, И.М. Абуев - Москва: Государственный научно-исследовательский энергетический институт ОКБ-1. - 1987. – 113 с.
120. Фрид С.Е. Исследование эффективности солнечных коллекторов и водонагревательных установок и разработка методических основ их тепловых испытаний / Автореф. дис. канд. техн. наук: 05.14.01. -М.: Изд-во ОИВТ РАН. - 2002. -23 с.
121. Фролов В.П. Эффективность использования тепловых насосов в централизованных системах теплоснабжения / Фролов В.П., Щербаков С.Н., Фролов М.В. // Новости теплоснабжения. 2004. - № 7. - С.34-39.

122. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 208 с.
123. Шилкин Н.В. Опыт реализации системы отопления на базе теплонасосных установок в коттеджном поселке // АВОК.2010. №2.С. 22 – 28.
124. Шпильрайн Э.Э. Комбинированные системы солнечного теплоснабжения с тепловыми насосами и аккумуляторами тепла / Э.Э.Шпильрайн, А.М.Амадиев, С.И.Вайнштейн // Теплоэнергетика. -2003. -№ 1. -С. 19-22.
125. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Справочник. / Под ред. В.И. Виссарионова. - М., 2004. – 448 с.
126. Ян К. Экологически безопасные тепловые насосы // Холод, техника. -2010.-N4.-С.16-17.
127. Annual Energy Review 2006 / Energy Information Administration, Office of Energy Markets and End Use U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, June 2007, 402 p.
128. Barbel Epp. Flat plate collectors: trends and technology // Sun & Wind Energy, 2008, № 6.
129. Fischer S. Collector test method under quasi-dynamic conditions according to the European Standard EN 12975-2 // Solar Energy. - 2004. - Vol. 32, №3. - P. 23.
130. Hill, J. E. Dynamic method of solar collector testing / J. E. Hill, E.R. Streed. // Solar Energy. – 1997. - Vol. 15. - №5. - P. 229-345.
131. Helwa, N.H. Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems / N.H. Helwa et al. // Energy Sources : Journal of Extraction, Conversion, and the Environment. - 2000. - Vol. 22, № 1. - P. 23-24.
132. Hussain, M. Techniques to obtain improved predictions of global radiation from sunshine duration / M. Hussain, L. Rahman, Md. M. Rahman // Renewable Energy. – 1999. – № 2. – С. 263-275.
133. Inalli M., Unsal M., Tanyildizi V. Computational Model of a Domestic Solar Heating System With Undergound Spherical Thermal Storage. Energy.1997. 22(12);1163-1172.

134. ISO 9459-3:1997. Solar heating Domestic water heating systems. Part 3: Performance test for solar plus supplementary systems.
135. ISO 9459-1:1993. Solar heating Domestic water heating systems. Part 1: Performance rating procedure using indoor test methods.
136. ISO 9806-1:1994. Test methods for solar collectors: Thermal performance of glazed liquid heating collectors including pressure drop.
137. ISO 9806-2:1995. Test methods for solar collectors: Qualification test procedures.
138. ISO 9459-2:1995. Solar heating Domestic water heating systems. Part 2: Outdoor test methods for system performance characterization and yearly performance prediction of solar-only systems.
139. Gordon J. Solar Energy. The state of the art. London: James and James (Science Publishers), 2001. 706 p.
140. Kaili Z., Ruzhu W., Yu Liqing. Theoretical research of vertical buried ground source heat pump. Fluid machinery. 2001, 29(9). P. 57-60.
141. Liu Xianying, WangYong, Hu Mingming, Wei Tangdi. Experimental research on vertical buried tube type of underground exchanger for ground-source heat pump. Journal of Chongqing Jianzhu University. 1999, 21(4), -P. 21-26.
142. Liu Xianying, Hu Mingming, Wei Tangdi. Development of modeling of the underground heat exchanger for GSHP. Journal of Chongqing Jianzhu University. 1999, 21(4), - P.106 -111.
143. Li-xia Wu, Mao-yu Zhen. Research of combined heating and cooling by solar ground-source heat pump and PCM thermal storage. ISEC 2005 – 76045, August 6 - 12, 2005, Orlando, Florida.
144. Luis, R. Luminous efficacy of direct solar radiation for clear skies / R. Luis, S. Alfonso // Energy: An International Journal (Gr. Brit.). - 2000. - Vol. 25, № 8. - P. 689-701.
145. Maoyu Z., Dongmei W., Yansheng Z.. The study of heating and cooling technique with solar energy in severe cold area. Energy and the Environment -

Proceedings of the International Conference on Energy and the Environment. Shanghai, China. Dec 1 2003, vol 1: 186-191.

146. Medinelli Salino L.A. and Rojas Reischel R.A. Modeling and identification of solar energy water heating system incorporating nonlinearities / L.A. MedinelliSalino and R.A. Rojas Reischel // Solar Energy, 2007, – V.81, – N 5, – pp. 570-580

147. Muneer, T. Models for estimating solar radiation and illuminance from meteorological parameters / T. Muneer, M. Gul, J. Kubie // Trans. ASME. J. Sol. Energy Eng. - 2000. - Vol. 122, № 3. - P. 146-153.

148. Perers, B. An improved dynamic solar collector test method for determination of non-linear thermal characteristics with multiple regression/ B. Perers // Solar Energy. - 1997. - Vol. 59. - P. 163-178.

149. Perers, B. Dynamic method for solar collector array testing and evaluation with standard database and simulation programs / B. Perers // Solar Energy. - 1993. - №5. – P. 517-526.

150. Planning and installing Solar Thermal Systems. A guide for installers, architects and engineers // James & James / Eathscan, 2005, – P.298

151. Rolf, D. Die Freiburger Solarsiedlung / D. Rolf. // Anmeldung zum Solarbundesliga-Kongress, 24. Juni 2006, Freiburg. - P. 567-587.

152. Slesarenko I.V. Solar water heating systems: the analysis of schemes design / Slesarenko V.V., Slesarenko I.V./ GRAND RENEWABLE ENERGY 2014 Abstracts 27 July - 1 August, 2014 Tokyo Big Sight, Tokyo Japan [электронный ресурс]. – Tokyo. Big Sight, Tokyo, 2014. Area III: Solar Thermal Applications.

153. Souproun, A. V. Dynamic method of solar collector testing / A. V. Souproun // Solar Energy Eng -1992. - Ng 2. - P. 1149-1154.

154. Solar Thermal Markets in Europe (Trends and market statistics 2006) // European Solar Thermal Industry Federation, June 2007, 8p.

155. Volkov, A.V. Potential and use of solar energy in Primorye region (Russia) / A.V. Volkov // International Solar Energy Conference, August 6-12, 2005, Orlando, Florida. -USA, ISEC, 2005.

156. W. Weiss, I. Bergmann, G. Fantnger. Solar Heat Worldwide. Markets and Contribution to the Energy Supply 2006. Edition 2008. Solar Heating and Colling Programme, IEA.
157. Yumrutas R., Unsal M. A Computational Model of A Heat Pump System With A Hemispherical Surface Tank as the Ground Heat Source. *Energy*. 2000, 25, P. 371-388.
158. URL: <http://www.ren21.net/> /REN21. Renewable Energy Policy Network. "Renewables 2005 Global Status Report. Washington, DC: World watch Institute.
159. URL: <http://www.retscreen.net/ru/home.php>
/RETScreen® International. Программный пакет RETScreen.
160. URL: <http://www.nestor.minsk.by/sn/1997/29/sn2911.htm>
161. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics
162. URL: <http://nvsk.net/price/#универсал>
163. URL: <http://www.sibenergotherm.ru/catalog.php?id=83>
164. URL: <http://kiturami-ru.ru/kiturami-kso/kso-50r/>
165. URL: <http://kotly-ctc.ru/category171.html>
166. URL: <http://domteplo.ru/Solar-Systeme-viessmann.htm>.
/Вакуумный трубчатый гелиоколлектор Vitosol 300-T высокой эффективности
167. URL: <http://solar.atmosfera.ua/ru/articles/flatvsvacuumcollectors>
/Краткое сравнение вакуумных и плоских гелиоколлекторов
168. URL: <http://openchina.ru/products/vodonagrevatelinasolnechnojenergii>
/ Некоторые типы солнечных водонагревателей с вакуумными трубками
169. URL: <http://www.artclimat.com.ua/equipment/solar/1>
/Схема расчета солнечных коллекторов
170. URL: <http://progress21.com.ua>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные к расчету ресурсов солнечной энергии

Таблица А.1 - Среднемесячные значения коэффициентов m' и n' для различных широт в зависимости (1.1)

Широта, град	месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	значения коэффициента m'											
40	22,5	27,0	33,5	38,0	37,5	39,5	39,0	36,0	33,4	26,3	23,2	19,4
45	17,5	22,0	30,6	36,5	35,5	36,8	35,0	32,2	30,6	22,7	18,2	14,6
50	13,0	17,0	26,5	33,0	33,3	34,3	31,7	28,1	26,8	20,3	15,2	11,4
55	9,6	14,2	21,9	30,0	31,2	31,8	29,9	26,6	23,8	18,1	12,0	7,6
60	7,0	11,5	17,3	25,2	29,0	29,3	28,6	26,0	21,0	15,7	9,2	4,1
	значения коэффициента n'											
40	100	130	160	200	220	230	220	200	170	150	110	90
45	70	100	130	160	180	190	180	170	140	110	80	65
50	50	80	110	150	160	170	160	150	130	100	55	40
55	30	60	100	140	145	160	145	130	120	80	35	25
60	15	42	95	125	135	150	130	110	90	50	20	12

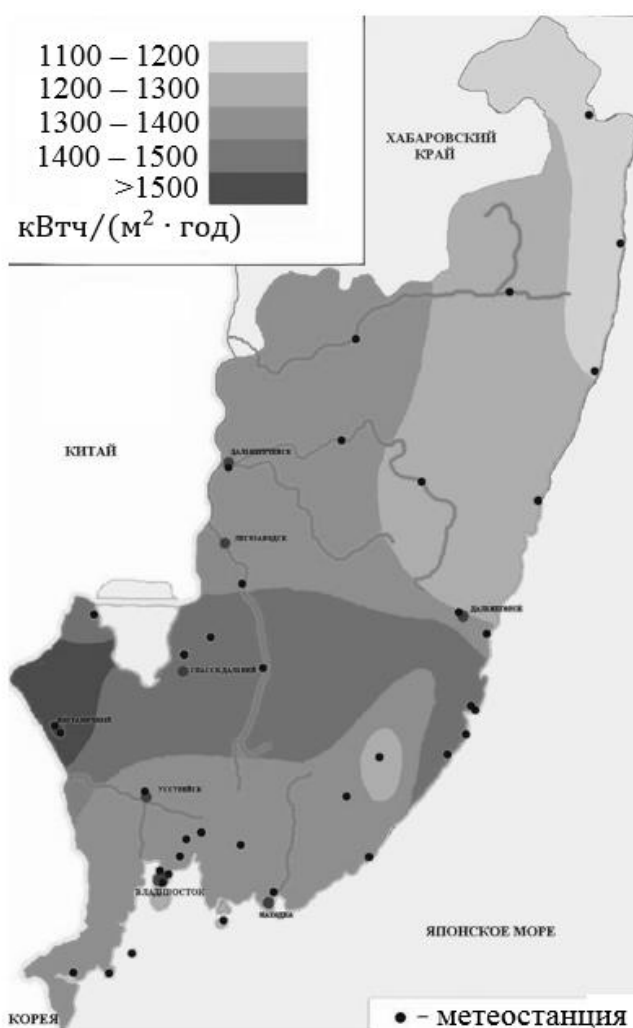
Таблица А.2 -Значение постоянной a в формуле (1.6)

Широта, град	40	45	50	55	60
a	0,38	0,38	0,4	0,41	0,36

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Климатические характеристики Приморского края

Параметр	Размерность	Значение
Широта	°N	43,1
Долгота	°E	131,9
Возвышенность	м	31
Расчётная температура отопления	°C	-24,0
Расчётная температура охлаждения	°C	23,9
Колебания температуры земли	°C	17,1



Среднегодовое поступление солнечной энергии на горизонтальную поверхность на территории Приморского края [35]

Месяц	Кол-во дней в месяце	Кол-во пасмурных дней в месяце	Среднемесячная температура воздуха			Относительная влажность	Дневная сумма солнечной радиации	Атмосферное давление	Скорость ветра	Температура земли	Градусо-сутки отопительного сезона			Градусо-сутки с отрицательной температурой		
			день	ночь	сутки						день	ночь	сутки	день	ночь	сутки
	сутки	сутки	°С	°С	°С	%	кВт·ч/м ² /день	кПа	м/с	°С	°С*сут.	°С*сут.	°С*сут.	°С*сут.	°С*сут.	°С*сут.
Январь	31	3	-8,8	-16,3	-13,1	54,7%	2,17	100,0	5,1	-16,1	354,5	609,6	964	0	0	0
Февраль	28	3	-5,9	-13,7	-10,3	53,5%	3,11	100,0	4,9	-11,6	323,0	554,3	877	0	0	0
Март	31	4	1,7	-5,6	-2,5	56,6%	4,25	99,6	5,0	-2,7	214,6	420,9	636	0	0	0
Апрель	30	7	9,1	1,3	4,4	65,2%	4,69	99,2	5,1	7,4	109,7	311,9	422	0	0	0
Май	31	8	14,7	6,4	9,6	74,3%	5,36	98,8	4,9	13,9	39,4	221,0	260	0	0	0
Июнь	30	11	17,0	10,6	12,9	85,7%	4,69	98,7	4,6	18,4	11,1	147,0	158	0	0	0
Июль	31	11	21,0	15,4	17,3	89,3%	4,31	98,5	4,3	21,0	0,0	53,3	53	32	0	32
Август	31	10	23,0	17,4	19,5	86,6%	4,14	98,7	4,3	21,1	0,0	11,6	12	58	0	58
Сентябрь	30	7	19,1	12,5	15,3	77,3%	4,06	99,2	4,1	15,5	0,0	98,2	98	14	0	14
Октябрь	31	6	12,4	5,2	8,2	63,7%	3,17	99,6	4,9	7,3	72,3	231,5	304	0	0	0
Ноябрь	30	4	2,8	-4,2	-1,3	58,1%	2,19	99,9	5,1	-3,1	195,2	403,1	598	0	0	0
Декабрь	31	3	-5,5	-12,5	-9,5	57,2%	1,78	99,9	4,8	-12,6	312,2	540,3	853	0	0	0
Ежегодный	365	77	8,4	1,4	4,2	79,3%	3,33	100,8	3,6	5,2	1 632	3 603	5 235	104	0	104

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты испытаний солнечного коллектора

Таблица В.1 - Результаты испытаний солнечного коллектора

Дата (2008 г.)	Продолж итель- ность световог о дня, ч.	Поступле ние солнеч- ной радиации Q, кВт/м ²	Темпера- тура воздуха, °С	Темпера- тура коллекто ра, °С	Удельная вырабо- тка тепловой энергии за день, кВт·ч/м ²	$K=(T_K-T_B)/Q,$ °С·м ² /Вт	Эффекти вность
23.09	12,54	7,302	19,3	53,5	6,341	0,059	0,828
24.09	12,54	7,15	19,9	73,9	5,496	0,095	0,769
25.09	12,28	4,889	21,8	67,2	3,04	0,114	0,622
26.09	12,28	2,024	12,9	51,6	0,821	0,235	0,406
27.09	12,42	4,866	16,6	70,9	3,325	0,139	0,683
28.09	12,39	7,037	18,6	89,2	3,445	0,124	0,49
29.09	12,34	6,641	18,9	81	2,862	0,115	0,431
30.09	12,01	3,905	20,9	86	0	-	-
01.10	12,02	5,65	21,2	57,5	0	-	-
02.10	11,66	1,062	16,8	52,2	0	-	-
03.10	11,40	5,15	22,4	44,5	3,711	0,049	0,721
04.10	11,91	5,801	17,8	64,4	4,006	0,096	0,691
05.10	11,54	2,328	15,7	53,7	1,173	0,189	0,504
06.10	11,42	0,849	10,2	33,9	0,112	0,318	0,132
07.10	11,87	6,254	14,8	60,8	4,714	0,087	0,754
08.10	11,66	2,362	13,4	55,4	1,334	0,207	0,565
09.10	11,59	6,647	20,2	68,1	4,849	0,083	0,73
10.10	10,24	1,681	18,2	48,4	0,83	0,188	0,494
14.10	6,98	2,464	25,1	80,8	1,682	0,158	0,682
15.10	11,25	3,833	14,9	61,4	2,375	0,137	0,62
16.10	11,15	3,47	15,5	56,4	2,261	0,131	0,652
17.10	9,48	2,168	16,6	46,6	1,26	0,131	0,581
20.10	8,08	5,68	24,1	77,7	4,116	0,076	0,725
21.10	9,50	3,41	18,7	61,9	2,036	0,12	0,597
22.10	10,44	0,653	17,3	39,3	0,106	0,351	0,162
23.10	10,47	0,786	16,2	36,6	0,21	0,272	0,267
24.10	10,92	3,858	13,5	53,1	2,677	0,112	0,694
25.10	10,74	1,35	11,1	45,2	0,502	0,271	0,372
26.10	10,88	2,296	7,2	48,7	1,475	0,197	0,642
27.10	10,56	2,853	10,6	45,2	2,135	0,128	0,748
28.10	9,44	2,948	9,6	46,5	1,893	0,118	0,642
06.11	10,42	2,438	12,9	49,4	1,278	0,156	0,524
07.11	10,53	5,621	3,6	68	3,678	0,121	0,654
08.11	10,44	5,392	2	75,3	3,315	0,142	0,615

продолжение таблицы В.1

Дата (2008 г.)	Продолжительность светового дня, ч.	Поступление солнечной радиации Q, кВт/м ²	Температура воздуха, °С	Температура коллектора, °С	Удельная выработка тепловой энергии за день, кВт·ч/м ²	$K=(T_K-T_B)/Q$, °С·м ² /Вт	Эффективность
09.11	10,42	5,07	1,5	68,6	2,939	0,138	0,58
10.11	10,39	5,679	3,1	73,5	3,331	0,129	0,586
11.11	10,42	5,355	6,3	71	3,353	0,126	0,626
12.11	10,32	4,004	8,7	60,2	2,363	0,133	0,59
13.11	9,71	1,037	5,5	42,2	0,222	0,344	0,214
14.11	10,08	3,013	7,2	53	1,972	0,153	0,655
15.11	9,74	0,603	4,7	26,1	0	-	-
16.11	10,15	5,651	7,1	59,2	4,286	0,093	0,758
17.11	9,35	3,186	0,5	55,9	1,982	0,162	0,622
18.11	5,48	3,099	-4,8	87,8	2,245	0,164	0,724
19.11	10,01	3,348	-9,9	68,3	1,166	0,234	0,348
20.11	9,81	2,306	-3,5	40,1	1,2	0,186	0,521
21.11	9,87	4,795	-1,1	48,9	2,914	0,103	0,608
22.11	9,56	0,524	3	17,5	0,046	0,265	0,088
23.11	9,83	5,155	6,8	56,6	3,682	0,095	0,714
24.11	6,66	2,948	0,3	42,8	1,674	0,096	0,568
25.11	9,17	4,865	1,2	59,3	3,286	0,109	0,675
26.11	9,57	3,128	3,3	44,2	1,814	0,125	0,58
27.11	9,68	4,141	5,6	50,1	2,754	0,104	0,665
28.11	9,69	4,681	4,1	57,6	3,069	0,111	0,656
29.11	9,49	1,27	0,4	33,2	0,432	0,245	0,34
30.11	9,81	5,116	0,2	58,4	3,411	0,112	0,667
01.12	9,42	0,969	4,1	24,9	0,279	0,202	0,288
02.12	9,69	5,329	7	62,7	3,693	0,101	0,693
03.12	9,54	2,985	0,4	52,2	1,69	0,166	0,566
04.12	8,83	0,109	1,3	5	0	-	-
05.12	9,40	2,087	-10,4	28,4	0,844	0,175	0,405

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Месячные и годовые среднеинтегральные значения суммарной солнечной радиации [74, 75], кВт·ч/м²

Город, угол наклона панели	Месяц, и характерные значения суммарной солнечной радиации												
	янв	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек	год
Владивосток, широта 43,1													
Горизонтальная панель	72,7	93,2	130,0	135,1	143,9	129,2	124,3	124,8	119,1	94,3	64,6	57,8	1289,5
Вертикальная панель	177,0	166,0	139,2	90,2	74,9	64,4	66,9	79,0	105,2	126,8	127,7	147,1	1364,2
Наклон панели - 50,0°	169,0	171,8	173,0	138,1	121,1	109,6	109,1	121,7	144,1	147,5	130,3	139,5	1681,3
Петропавловск-Камчатский, широта 53,3													
Горизонтальная панель	30,2	49,6	94,3	127,3	152,9	155,8	144,9	131,1	91,0	64,4	33,6	23,3	1098,4
Вертикальная панель	77,7	99,7	133,3	116,1	96,5	90,3	91,3	99,5	97,1	111,5	86,8	78,5	1178,3
Наклон панели 50,0°	70,6	95,9	142,3	148,1	147,4	142,5	137,6	140,9	120,2	118,0	81,6	69,8	1414,9
Сочи, широта 43,6													
Горизонтальная панель	37,0	55,2	84,0	116,6	167,1	199,0	206,8	185,0	130,1	95,4	54,2	34,7	1365,1
Вертикальная панель	65,8	76,5	77,1	80,0	86,9	86,2	95,7	113,6	119,0	130,0	97,6	67,6	1099,9
Наклон панели - 35,0°	62,0	80,2	103,5	125,0	163,0	184,9	198,1	197,0	161,6	141,7	92,8	61,7	1571,4
Южно-Сахалинск, широта 47													
Горизонтальная панель	50,9	77,1	128,8	138,6	162,8	157,5	146,7	128,5	105,9	79,4	49,7	41,7	1267,5
Вертикальная панель	113,2	137,8	132,2	103,4	90,3	81,9	82,9	87,3	99,5	111,4	97,9	97,7	1265,5
Наклон панели 45,0°	102,2	132,7	175,4	149,1	153,7	142,2	136,6	131,5	130,4	124,2	94,8	87,2	1560,2

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Показатели математической модели СВНУ

Таблица Д.1 - Определение постоянных времени Т при моделировании СВНУ

Объект	Расчетная формула	Составляющие	Величина
Солнечный коллектор	$T_A = \frac{m_A}{M_{AO}} \cdot \frac{t_{A2}}{(t_{A1} - t_{A2})}$	$m_K = 76 \text{ кг}$ $M_{CO} = 2000 \text{ кг/час}$ $t_{C2} = 90^\circ\text{C}; t_{C1} = 67,5^\circ\text{C}$	$T_K = 547 \text{ с}$
Теплообменник солнечного коллектора	$T_A = \frac{m_A}{M_{AO}} \cdot \frac{t_{A2}}{(t_{A1} - t_{A2})}$ $T_B = \frac{m_B}{M_{BO}} \cdot \frac{t_{B2}}{(t_{B1} - t_{B2})}$	$m_A = 68 \text{ кг}$ $m_B = 33 \text{ кг}$ $M_{AO} = 2000 \text{ кг/час}$ $M_{BO} = 2000 \text{ кг/час}$ $t_{A2} = 67,5^\circ\text{C}$ $t_{A1} = 90^\circ\text{C}$ $t_{B2} = 85^\circ\text{C}$ $t_{B1} = 62,5^\circ\text{C}$	$T_A = 367 \text{ с}$ $T_B = 224 \text{ с}$
Бак аккумулятор	$T_{BG} = \frac{m_B}{M_{GO}} \cdot \frac{t_{BG}}{(t_{G1} - t_{G2})}$ $T_{BX} = \frac{m_B}{M_{GO}} \cdot \frac{t_{BX}}{(t_{G1} - t_{G2})}$	$m_B = 10500 \text{ кг}$ $M_{GO} = 2000 \text{ кг/час}$ $t_{BX} = 20^\circ\text{C}; t_{BG} = 85^\circ\text{C}$ $t_{G1} = 85^\circ\text{C}; t_{G2} = 62,5^\circ\text{C}$	$T_{BG} = 12358 \text{ с}$ $T_{BX} = 2908 \text{ с}$
Теплообменник контура ГВС	$T_G = \frac{m_G}{M_{GO}} \cdot \frac{t_{G2}}{(t_{G1} - t_{G2})}$ $T_P = \frac{m_P}{M_{PO}} \cdot \frac{t_{P2}}{(t_{P1} - t_{P2})}$	$m_A = 82 \text{ кг}; m_P = 452 \text{ кг}$ $m_{GO} = 2000 \text{ кг/час}$ $m_{PO} = 2000 \text{ кг/час}$ $t_{G2} = 62,5^\circ\text{C}; t_{G1} = 85^\circ\text{C}$ $t_{P2} = 55^\circ\text{C}$ $t_{P1} = 32,5^\circ\text{C}$	$T_G = 410 \text{ с}$ $T_P = 1990 \text{ с}$
Тепловой насос	$T_{TX} = \frac{m_{TH1}}{M_{XO}} \cdot \frac{t_{X2}}{(t_{X2} - t_{X1})}$ $T_{TH} = \frac{m_{TH2}}{M_{HO}} \cdot \frac{t_{H2}}{(t_{H2} - t_{H1})}$	$m_{TH1} = 340 \text{ кг}$ $m_{TH2} = 366 \text{ кг}$ $M_{XO} = 2000 \text{ м/час}$ $M_{HO} = 2000 \text{ м/час}$ $t_{X1} = 5^\circ\text{C}; t_{X2} = 27,5^\circ\text{C}$ $t_{H2} = 85^\circ\text{C}; t_{H1} = 62,5^\circ\text{C}$	$T_{TX} = 748 \text{ с}$ $T_{TH} = 2288 \text{ с}$
Теплообменник теплового насоса	$T_{X2} = \frac{m_T}{M_{TO}} \cdot \frac{t_{X2}}{(t_{X2} - t_{X1})}$	$m_T = 36 \text{ кг}$ $m_{TO} = 2000 \text{ кг/час}$ $t_{X1} = 5^\circ\text{C}; t_{X2} = 27,5^\circ\text{C}$	$T_T = 80 \text{ с}$
Бак- накопитель стоков	$T_o = \frac{m_o}{M_o}$	$M_o = 2000 \text{ кг/час}$ $m_o = 6000 \text{ кг}$	$T_o = 10800 \text{ с}$

Таблица Д.2 - Определение коэффициентов К при моделировании СВНУ

Объект	Расчетная формула	Составляющие	Величина
Солнечный коллектор	$K_C = \frac{Y_{CO}}{M_{CO}} \cdot \left(\frac{\partial M_C}{\partial Y_C} \right)$	Управляющее воздействие на насос	Определяется выбранным законом регулирования
Теплообменник контура солнечного коллектора	$K_{11} = \frac{t_{A1}}{2\Delta t_{T1}}$ $K_{12} = \frac{t_{B1}}{2\Delta t_{T1}}$ $K_{13} = \frac{t_{A2}}{2\Delta t_{T1}}$ $K_{14} = \frac{t_{B2}}{2\Delta t_{T1}}$ $\Delta t_T = \frac{(t_{A1} - t_{B2}) + (t_{A2} - t_{B2})}{2}$	$t_{A1} = 90^\circ\text{C}$ $t_{B1} = 62,5^\circ\text{C}$ $t_{A2} = 67,5^\circ\text{C}$ $t_{B2} = 85^\circ\text{C}$ $t_{T1} = 5^\circ\text{C}$	$K_{11} = 9$ $K_{12} = 6,25$ $K_{13} = 6,75$ $K_{14} = 8,5$
Бак-аккумулятор	$K_{БГ} = \frac{t_{БГ}}{(t_{БГ} - t_{БХ})}$ $K_{БХ} = \frac{t_{БХ}}{(t_{БГ} - t_{БХ})}$ $K_{T1} = \frac{M_{TO}}{M_{ГО}} \cdot \frac{t_{T1}}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$ $K_{T2} = \frac{M_{TO}}{M_{ГО}} \cdot \frac{t_{T2}}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$ $K_{Г1} = \frac{t_{Г1}}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$ $K_{Г2} = \frac{t_{Г2}}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$ $K_{НГ} = \frac{M_{НО}}{M_{ТО}} \cdot \frac{t_{H1}}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$ $K_{НХ} = \frac{M_{НО}}{M_{ТО}} \cdot \frac{t_{H2}}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$ $K_B = \frac{Q_{БО}}{M_{ТО} \cdot C_B (t_{Г1} - t_{Г2})}$ $Q_{БО} = F_B \cdot \frac{\lambda_B}{\delta_B} (t_{БГ} - t_{БХ})$ $\delta_B = \frac{1}{2} h_B$ $K_T = \frac{M_{ТО}}{M_{ГО}} \cdot \frac{(t_{T1} - t_{T2})}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$ $K_H = \frac{M_{НО}}{M_{ГО}} \cdot \frac{(t_{H1} - t_{H2})}{(t_{Г1} - t_{Г2})}$	$t_{AA} = 85^\circ\text{C}$ $t_{AO} = 62,5^\circ\text{C}$ $M_{TO} = 2000 \text{ м/час}$ $M_{ТО} = 2000 \text{ м/час}$ $t_{T1} = 85^\circ\text{C}$ $t_{Г1} = 85^\circ\text{C}$ $t_{Г2} = 62,5^\circ\text{C}$ $t_{T2} = 62,5^\circ\text{C}$ $t_{H1} = 85^\circ\text{C}$ $t_{H2} = 62,5^\circ\text{C}$ $M_{НО} = 2000 \text{ м/час}$ $F_B = 9 \text{ м}^2$ $\lambda_B = 0,67 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ $\delta_A = 0,575 \text{ м}$ $Q_{БО} = 0,235 \text{ кВт}$	$K_{БХ} = 3,78$ $K_{БХ} = 2,78$ $K_{T1} = 3,78$ $K_{T2} = 2,78$ $K_{Г1} = 3,78$ $K_{Г2} = 2,78$ $K_B = 1,78$ $K_{НГ} = 3,78$ $K_{НХ} = 2,78$ $K_T = 1$ $K_H = 1$

продолжение таблицы Д.2

Объект	Расчетная формула	Составляющие	Величина
Теплообменник - смеситель	$K_{Ц} = \frac{M_{ЦО}}{M_{РО}}$ $K_{П} = \frac{M_{ПО}}{M_{РО}}$ $K'_{Ц} = K_{Ц} \frac{t_{P2}}{t_{P1}}$ $K'_{П} = K_{П} \frac{t_{ПО}}{t_{P1}}$ $K_{П2} = \left(\frac{\partial M_{П}}{\partial \Delta P_{П}} \right) \cdot \left(\frac{\Delta P_{ПО}}{M_{ПО}} \right)$	$M_{ЦО} = 1000 \text{ кг}^2/\text{час}$ $M_{РО} = 3000 \text{ кг}^2/\text{час}$ $M_{ПО} = 2000 \text{ кг}^2/\text{час}$ $t_{P2} = 55^\circ\text{C}$ $t_{P1} = 25^\circ\text{C}$ $t_{ПО} = 10^\circ\text{C}$ Управляющее воздействие регулятора давления	$K_{Ц} = 0,33$ $K_{П} = 0,67$ $K'_{Ц} = 0,726$ $K'_{П} = 0,268$
Теплообменник контура ГВС	$K_{21} = \frac{t_{Г1}}{2\Delta t_{Т2}}$ $K_{22} = \frac{t_{P1}}{2\Delta t_{Т2}}$ $K_{23} = \frac{t_{Г2}}{2t_{Т2}}$ $K_{24} = \frac{t_{P2}}{2t_{Т2}}$	$t_{Г1} = 85^\circ\text{C}$ $t_{Г2} = 62,5^\circ\text{C}$ $t_{P1} = 25^\circ\text{C}$ $t_{P2} = 55^\circ\text{C}$ $\Delta t_{Т2} = 33,75^\circ\text{C}$	$K_{21} = 1,259$ $K_{22} = 0,370$ $K_{23} = 0,926$ $K_{24} = 0,815$
Тепловой насос	$K_X = \frac{Q_X}{Q_\Gamma}; K_{ТН} = \frac{P_{ТН}}{Q_\Gamma}$ $K_R = \frac{R}{R-1}$ $K'_\Gamma = \frac{t_{H2}}{t_{H2} + 273}$ $K'_X = \frac{t_{X1}}{t_{X1} + 273}$ $K''_\Gamma = \frac{t_{H1}}{t_{H1} + 273}$ $K''_X = \frac{t_{X2}}{t_{X2} + 273}$	$Q_\Gamma = 68 \text{ кВт}$ $P_{ТН} = 15,6 \text{ кВт}$ $Q_X = 52,4 \text{ кВт}$ $R = 4,36$ $R' = 6,03$	$K_X = 0,77$ $K_{ТН} = 0,23$ $K_R = 1,3$ $K'_\Gamma = 0,237$ $K'_X = 0,092$ $K''_\Gamma = 0,186$ $K''_X = 0,018$
Теплообменник теплового насоса	$K_{31} = \frac{t_{Г1}}{2\Delta t_{Т3}}; K_{32} = \frac{t_{X1}}{2\Delta t_{Т3}}$ $K_{33} = \frac{t_{Г2}}{2\Delta t_{Т3}}; K_{34} = \frac{t_{X2}}{2\Delta t_{Т3}}$ $\Delta t_{Т3} = 2,5^\circ$	$t_{Г1} = 30^\circ\text{C}$ $t_{Г2} = 7,5^\circ\text{C}$ $t_{X1} = 5^\circ\text{C}$ $t_{X2} = 27,5^\circ\text{C}$	$K_{31} = 6$ $K_{32} = 1$ $K_{33} = 1,5$ $K_{34} = 5,5$
Бак-накопитель стоков	$K_{M1} = \frac{t_{Б10}}{t_{Б0}}$ $K_{M2} = \frac{t_{Б20}}{t_{Б0}}$ $K_T = \frac{(Q_{ТО} - Q_{НО})}{M_O C_B t_{Б0}}$	$t_{Б0} = 20^\circ\text{C}$ $t_{Б10} = 30^\circ\text{C}$ $t_{Б20} = 10^\circ\text{C}$ $M_O = 2250 \text{ кг}^2/\text{час}$ $Q_{ТО} = 52,4 \text{ кВт}$	$K_{M1} = 1,5$ $K_{M2} = 0,5$ $K_T = 1$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Моделирование температурного режима в тепловом аккумуляторе для настройки регулятора нагрузки теплового насоса

Для повышения эффективности работы теплового насоса в схеме СВНУ необходимо знать распределение температуры теплоносителя в баке-аккумуляторе.

Тепловой аккумулятор представляет собой бак, заполненный водой при температуре T_o . Поперечное сечение бака S , высоте h . В бак по трубе сечением Δ затекает со скоростью V горячая вода, имеющая температуру T_r . В нижней части бака имеется выводящая труба сечением Δ , по которой вода вытекает. Необходимо определить температуру воды в баке как функцию координат и времени. Будем предполагать, что при затекании воды в бак не происходит турбулентного перемешивания горячей и холодной воды в баке. Основное уравнение, описывающее процесс изменения температуры $T(x,t)$ в баке, имеет вид:

$$\frac{dT_1(x,\tau)}{dt} = \frac{\partial T_1(x,\tau)}{\partial t} + V \frac{\partial T_1(x,\tau)}{\partial x} = a \frac{d^2 T_1(x,\tau)}{dx^2}, \quad (\text{E.1})$$

где: $T_1(x,\tau) = T(x,\tau) - T_o$; $a = \frac{\lambda}{\rho \cdot C_p}$,

λ - коэффициент теплопроводности;

ρ - плотность воды;

C_p - удельная теплоемкость воды при $p = \text{const}$.

Уравнение (E.1) справедливо в предположении, что изменение температуры происходит только по высоте бака. Координата x отсчитывается от верхней крышки бака, направление оси ox – вертикально вниз. Скорости v и V в баке и трубе соответственно, связаны условием непрерывности: $vS = V\Delta$.

Начальное условие к уравнению (E.1) имеет вид:

$$T_1(x,0) = 0. \quad (\text{E.2})$$

Условие (E.2) означает, что вода в баке имеет температуру T_o при $\tau=0$.

Положим, что плотность теплового потока \vec{q} является непрерывной величиной при $x=0$. Величина $\vec{q} = -\lambda \cdot \text{grad}T + \rho \cdot \vec{w} \cdot C_p(T - T_0)$,

при $x \rightarrow 0$ с учетом только теплопроводности имеет вид:

$$q = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x};$$

Или при $x \rightarrow 0$ с учетом конвекции получаем: $q = \rho \cdot V \cdot C_p(T_T - T)$;

Условие непрерывности плотности потока дает следующее граничное условие:

$$-\lambda \frac{\partial T_1}{\partial x} = \rho \cdot V \cdot C_p[(T_T - T_0) - T_1]; \quad (\text{E.3})$$

Таким образом, решение задачи состоит в нахождении функции $T_1(x, t)$ из уравнения (E.1) при начальном условии (E.2) и граничном условии (E.3)

Оценим соотношение потоков тепла связанных с конвективным переносом $v \frac{dT}{dx}$ теплопроводностью $a \frac{d^2T}{dx^2}$. Если характерный размер движения жидкости равен l , то при достаточно гладком поведении $\frac{dT}{dx}$ конвективное слагаемое в

уравнении (E.1) $v \frac{dT}{dx} \approx V \frac{T}{l}$ выражение в правой части (E.1) $a \frac{d^2T}{dx^2} \approx d \frac{T}{l^2}$, если характерное время передачи тепла равно τ_0 , то согласно (E.1) оно сведено с v , l и a следующим образом: $\frac{1}{\tau_0} + \frac{v}{l} = \frac{a}{l^2}$. Так как в данной задаче

$v \approx 10^{-3} \text{ м/с}$, $l \approx 1 \text{ м}$, $a \approx 2 \cdot 10^{-1} \text{ м}^2/\text{с}$, то определяющим в переносе тепла является конвективное слагаемое. Проведем решение сформулированной выше задачи, пренебрегая теплопроводностью.

В этом случае соотношения (E.1) – (E.3) принимают вид:

$$\frac{\partial T_1}{\partial \tau} + v \cdot \frac{\partial T_1}{\partial x} = 0; \quad T_1(x, 0) = 0; \quad T_1(t, 0) = T_T - T_0. \quad (\text{E.4})$$

Проведем решение системы (E.4) с помощью преобразований Лапласа.

Пусть $\Theta(x, p) = \int_0^{\infty} T_1(x, \tau) \cdot e^{-\Delta\tau} \cdot d\tau$ - образ функции $T_1(x, \tau)$, тогда (Е.4) можно

привести к виду:

$$v \frac{d\Theta(x, p)}{dx} + p\Theta(x, p) = 0_1; \quad (\text{Е.5})$$

$$T_1(x, 0) = \lim[p\Theta(x, p)] = 0_1; \quad \Theta(p, 0) = \frac{T_r - T_0}{p}.$$

Решением системы (Е.5) является:

$$\Theta(x, p) = \frac{T_r - T_0}{p} \cdot \exp\left(-\frac{px}{v}\right). \quad (\text{Е.6})$$

Откуда следует, что:

$$T(x, \tau) = T_0 + (T_r - T_0) \cdot U\left(\tau - \frac{x}{v}\right), \quad (\text{Е.7})$$

где значение $U\left(\tau - \frac{x}{v}\right)$ при $\tau < \frac{x}{v}$; $\tau > \frac{x}{v}$ и $U\left(\tau - \frac{x}{v}\right) = \Delta$

Соотношение (Е.7) представляет количественное выражение приведенной выше оценки: температура в точке с координатой x повышается скачком от T_0 до T_r

при подходе к ней горячей воды через время $t = \frac{x}{v}$. Учет теплопроводности

жидкости должен привести в «размазыванию» ступеньки $U\left(t - \frac{x}{v}\right)$ с характерным

временем $\tau_o = \frac{d}{vl}$.

Применим преобразование Лапласа к уравнениям (Е.1) – (Е.3), тогда:

$$a \frac{d^2 \cdot \Theta(x, p)}{dx^2} - v \frac{d\Theta(x, p)}{dx} - p\Theta(x, p) = 0_1; \quad (\text{Е.8})$$

$$T_1(x, 0) = \lim_{p \rightarrow \infty} [p \cdot \Theta(x, p)] = 0_1. \quad (\text{Е.9})$$

Системе удовлетворяет следующая функция:

$$\Theta(x, p) = \beta(T_r - T_0) \exp\left(\frac{dx}{\sqrt{a}}\right) \frac{\exp\left(\frac{x}{\sqrt{a}} \cdot \sqrt{p + \alpha^2}\right)}{p(\sqrt{p + \alpha^2} + (\beta - \alpha))}, \quad (\text{Е.10})$$

$$\text{где: } \alpha = \frac{v}{2a}, \quad \beta = \frac{v}{\sqrt{a}}. \quad (\text{E.11})$$

Для нахождения оригинала $T_1(x, \tau)$ воспользуемся известной связью между

$$\text{функцией } F(\tau) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} e^{-\tau_o^2} \cdot f(2\sqrt{\tau} \cdot \tau_o) d\tau \quad (\text{E.12})$$

и ее изображением $\bar{F}(p) = \frac{f(\sqrt{p})}{\sqrt{p}}$, а также теоремой смещения:

$$\bar{F}(p + \alpha^2) = l^{\alpha^2 \tau} \cdot F(\tau). \quad (\text{E.13})$$

После несложных преобразований имеем:

$$T_1(x, \tau) = 2(T_\Gamma - T^0) \frac{\exp\left(\frac{dx}{\sqrt{a}} - \alpha^2 \cdot t\right)}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_0^{\infty} f(2\sqrt{\tau} \cdot \tau_o) \cdot e^{-\tau_o^2} d\tau; \quad (\text{E.14})$$

$$f(\tau) = \frac{u(2\sqrt{\tau} \cdot \tau_o - \frac{x}{\sqrt{a}})}{2\alpha \cdot (\beta - 2\alpha)} \cdot [\alpha \cdot (\beta - 2\alpha) \cdot \exp\left\{2\alpha\sqrt{\tau}\left(\tau_o - \frac{x}{2\sqrt{a}\tau}\right)\right\} + \alpha \cdot \beta \cdot \exp\left\{-2\alpha \cdot \sqrt{\tau} \cdot \left(\tau - \frac{x}{2\sqrt{a}\tau}\right)\right\} - 2\alpha \cdot (\beta - \alpha) \cdot \exp\left\{-2(\beta - \alpha) \cdot \tau \cdot \left(\tau - \frac{x}{2 \cdot \sqrt{a} \cdot \tau}\right)\right\}]$$

Интегрируя, получаем:

$$T(x, t) = T_0 + \frac{1}{2}(T_\Gamma - T_0) \cdot \left[1 - \frac{\sqrt{\pi}}{2} \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{x - vt}{2 \cdot \sqrt{at}}\right) + \frac{\sqrt{\pi}}{2} \cdot \frac{V}{V - v} \exp\left\{\frac{vx}{a}\right\} \operatorname{erfc}\left(\frac{x + vt}{2 \cdot \sqrt{at}}\right) - \frac{\sqrt{\pi}}{2} \cdot \frac{2V - v}{V - v} \exp\left\{\frac{(V - v) \cdot t + x}{a}\right\} \operatorname{erfc}\left(\frac{(2V - v)t + x}{2\sqrt{at}}\right)\right]$$

Здесь: $\operatorname{erfc}(\xi) = 1 - \operatorname{erf}(\xi)$, $\operatorname{erf}(\xi) = \int_0^{\xi} e^{-\frac{\tau_o^2}{2}} d\tau$ - интеграл вероятностей.

В безразмерных переменных $x \Rightarrow \frac{x}{\ell}$ $\tau \Rightarrow \tau \frac{v}{\ell}$ решение принимает вид:

$$T(x, \tau) = T_0 + \frac{1}{2}(T_r - T_0) \cdot [1 - \operatorname{erf}(\sqrt{Pe} \cdot \frac{x - \tau}{2\sqrt{\tau}})] + \frac{V}{V - v} \exp\{Pe \cdot x\} \cdot \operatorname{erfc}(\sqrt{Pe} \frac{x + \tau}{2\sqrt{\tau}}) - \frac{2V - v}{V - v} \exp\left\{Pe \frac{V}{v} (x + (\frac{V}{v} - 1)\tau)\right\} \cdot \operatorname{erfc}(\sqrt{Pe} \cdot \frac{x + (\frac{2V}{v} - 1)\tau}{2\sqrt{\tau}}), \quad (\text{E.15})$$

где: $Pe = \frac{vl}{a}$ - число Пекле, которое определяет отношение потока тепла

конвекцией $\rho \cdot C_p \cdot v \cdot T$ к потоку тепла переносимого теплопроводностью $\frac{\lambda \cdot T}{l}$.

При характерных значениях $v \approx 10^{-3} \text{ м/с}$, $l \approx 1 \text{ м}$, $a \approx 1,6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$ $Pe = 6 \cdot 10^3$

Поэтому воспользовавшись асимптотикой интеграла вероятности:

$$\operatorname{erf}(\xi) \approx \frac{e^{-\xi^2}}{\sqrt{\pi} \cdot \xi}. \quad (\text{E.16})$$

Разложением $\operatorname{erf}(\xi)$ при $\xi = 0$ соотношение (5.15) можно привести к виду:

$$T(x, \tau) = T_0 + \frac{1}{2}(T_r - T_0) \cdot \left\{ 1 + u(\tau - x) - u(x - \tau) + \frac{V}{V - v} \cdot \sqrt{\frac{t}{Pe}} \cdot \frac{\exp(-\frac{Pe\tau}{4})}{t + x} + \frac{2V - v}{V - v} \cdot \sqrt{\frac{\tau}{Pe}} \cdot \frac{\exp\left\{-\frac{Pe(x^2 + \tau^2)}{4t}\right\}}{\frac{V}{v}(x + (\frac{V}{v} - 1) \cdot \tau)} \right\}. \quad (\text{E.17})$$

Решение будем проводить, используя метод операционного исчисления.

Совершим преобразование Лапласа с уравнениями (Е.1) и (Е.3), получим:

$$a \cdot \Theta''(x, p) - v \cdot \Theta'(x, p) - p \cdot \Theta(x, p) = 0; \quad (\text{E.18})$$

$$pVC_p\Theta(0, p) - \lambda\Theta'(0, p) = \frac{1}{p} \cdot p \cdot V \cdot C_p \cdot (T_r - T_0), \quad (\text{E.19})$$

где: $\Theta(x, p) = \int_0^\infty T_1(x, \tau) \cdot e^{-p\tau} d\tau$ - Фурье-образ функции $T_1(x, \tau)$

Условие (Е.2) примет вид:

$$T_1(x, 0) = \lim_{p \rightarrow \infty} [p\Theta(x, p)] = 0. \quad (\text{E.20})$$

Запишем решение уравнения (Е.4):

$$\Theta(x, p) = c_1 \cdot e^{k_1 x} + c_2 \cdot e^{k_2 x}, \quad (\text{E.21})$$

$$\text{где: } k_{1,2} = \frac{v \pm \sqrt{v^2 + 4ap}}{2a}.$$

Решение (E.21) при условии (E.20) станет более простым:

$$\Theta(x, p) = c_2 \cdot e^{k_2 x}. \quad (\text{E.22})$$

Подставив в формулу (E.22) в граничное условие (E.19), найдем постоянную C_2 , после чего функция $\Theta(x, p)$ примет такой вид:

$$\Theta(x, p) = \beta(T_\Gamma - T_0) \cdot e^{\frac{\alpha x}{\sqrt{a}}} \frac{e^{\frac{-x}{\sqrt{a}} \sqrt{p+\alpha^2}}}{p[\sqrt{p+\alpha^2} + (\beta - \alpha)]}, \quad (\text{E.23})$$

$$\text{где: } \alpha = \frac{v}{2\sqrt{a}}, \quad \beta = \frac{V}{\sqrt{a}}.$$

В дальнейшем для определения оригинала $T_1(x, \tau)$ возможны различные методы. Первый заключается в непосредственном определении оригинала $T_1(x, \tau)$ с помощью обратного преобразования Лапласа:

$$T_1(x, t) = \frac{1}{2\pi i} \cdot \lim_{\delta \rightarrow \infty} \int_{\sigma - i\delta}^{\sigma + i\delta} e^{p\tau} \cdot \Theta(x, p) dp. \quad (\text{E.24})$$

Используя теорему о вычетах:

$$\oint e^{p\tau} \cdot \Theta(p, x) dp = 2\pi i \sum \text{res}[e^{p\tau} \Theta(p, x), pk]. \quad (\text{E.25})$$

Опуская промежуточные выкладки, приведем результат расчета:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2\pi i} \cdot \int_{\sigma - i\infty}^{\sigma + i\infty} e^{p\tau} \cdot \Theta(x, p) dp = & -\frac{2(\beta - \alpha)}{(\beta - 2\alpha)} (T_\Gamma - T_0) \cdot e^{\beta[x_1 + (\beta - 2\alpha)\tau]} - \\ & - \frac{2\beta(T_\Gamma - T_0) \cdot e^{\alpha(x_1 - \alpha\tau)}}{\pi} \cdot \int_0^\infty \frac{e^{-z^2\tau} (z^2 \cos xz + \gamma z \sin xz)}{(z^2 + \alpha^2) \cdot (z^2 + \gamma^2)} dz, \end{aligned} \quad (\text{E.26})$$

$$\text{где: } x_1 = \frac{x}{\sqrt{a}} \quad \gamma = \beta - \alpha.$$

Таким образом, формула (E.26) дает ответ о распределении температуры в интегральной форме.

Перейдем к расчету оригинала $T_1(x, \tau)$ вторым способом. Оригинал $T_1(x, \tau)$ можно получить в следующем виде:

$$T_1(x,t) = \frac{(T_1 - T_0) \cdot e^{\alpha(x_1 - \alpha\tau)}}{4\sqrt{\pi t^{\frac{3}{2}}} \cdot \alpha \cdot (\beta - 2\alpha)} \cdot \int_{x_1}^{\infty} r \cdot e^{-\frac{r^2}{4\tau}} [2\alpha \cdot e^{(\alpha - \beta)(\tau_0 - x_1)} + (\beta - 2\alpha) \cdot e^{\alpha(\tau_0 - x_1)}] d\tau \quad (E.27)$$

Для упрощения последнего выражения будет полезным расчет следующего интеграла:

$$\int_0^{\infty} \tau \cdot l \cdot \frac{\tau_0^2}{4t} \cdot e^{b(r - x_1)} d\tau = e^{-b(x_1 - b\tau)} [4\tau \int_{z_1}^{\infty} \tau_1 \cdot e^{-\tau_1^2} d\tau + 4bt^{\frac{3}{2}} \int_{z_1}^{\infty} e^{-\tau^2} d\tau_1] = , \quad (E.28)$$

$$= e^{-b(x_1 - b\tau)} [2\tau e^{-z_1^2} + 2bt^{\frac{3}{2}} \cdot \sqrt{\pi} \cdot \operatorname{erfc}(z_1)]$$

ГДЕ: $z_1 = \frac{x_1 - 2b\tau}{2\sqrt{t}}$, $\operatorname{erfc}(z_1) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_{z_1}^{\infty} e^{-\tau^2} d\tau$ - интеграл ошибок.

С учетом последнего интеграла выражение определяем в виде:

$$T_1(x,t) = \frac{(T_1 - T_0) \cdot e^{\alpha(x_1 - \alpha\tau)}}{\alpha(\beta - 2\alpha)} \cdot \left\{ \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{1}{2\sqrt{\tau}} \cdot [2\alpha \cdot e^{-\frac{[x_1 + 2(\beta - \alpha)\tau]}{4\tau}} \cdot e^{(\beta - \alpha)[x_1 + (\beta - \alpha)\tau]} + e^{-\alpha(x - \alpha\tau)} (\beta - 2\alpha) \cdot e^{-\frac{[x - 2\alpha\tau]^2}{4\tau}} - \beta \cdot e^{-\frac{[x_1 + 2\alpha\tau]^2}{4t}} \cdot e^{\alpha(x_1 + \alpha\tau)}] + (\alpha - \beta) \cdot \alpha \cdot e^{(\beta - \alpha)[x_1 + (\beta - \alpha)\tau]} \cdot \operatorname{erfd}\left[\frac{x_1 + 2(\beta - \alpha)\tau}{2\sqrt{\tau}}\right] + \frac{\alpha(\beta - 2\alpha)e^{-\alpha(x_1 - \alpha\tau)}}{2} \cdot \operatorname{erfd}\left[\frac{x - 2\tau}{2\sqrt{\tau}}\right] + \frac{1}{2} \cdot \alpha \cdot \beta \cdot e^{\alpha(x_1 + \alpha\tau)} \cdot \operatorname{erfd}\left[\frac{x_1 + 2\alpha\tau}{2\sqrt{\tau}}\right] \right\} \quad (E.29)$$

Численное решение задачи получаем, используя компьютерные технологии (программу MatCad) при известных начальных и граничных условиях.

Решение, получаемое в виде переходной функции объекта – теплового аккумулятора, передается в программный комплекс, что позволяет обеспечить эффективное управление тепловым насосом: включение ТН в работу до момента понижения температуры в баке-аккумуляторе ниже допустимого уровня и выключение ТН с учетом конвективного переноса теплоты в объеме воды теплового аккумулятора.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Экспериментальные данные, полученные при проведении испытаний опытной СВНУ

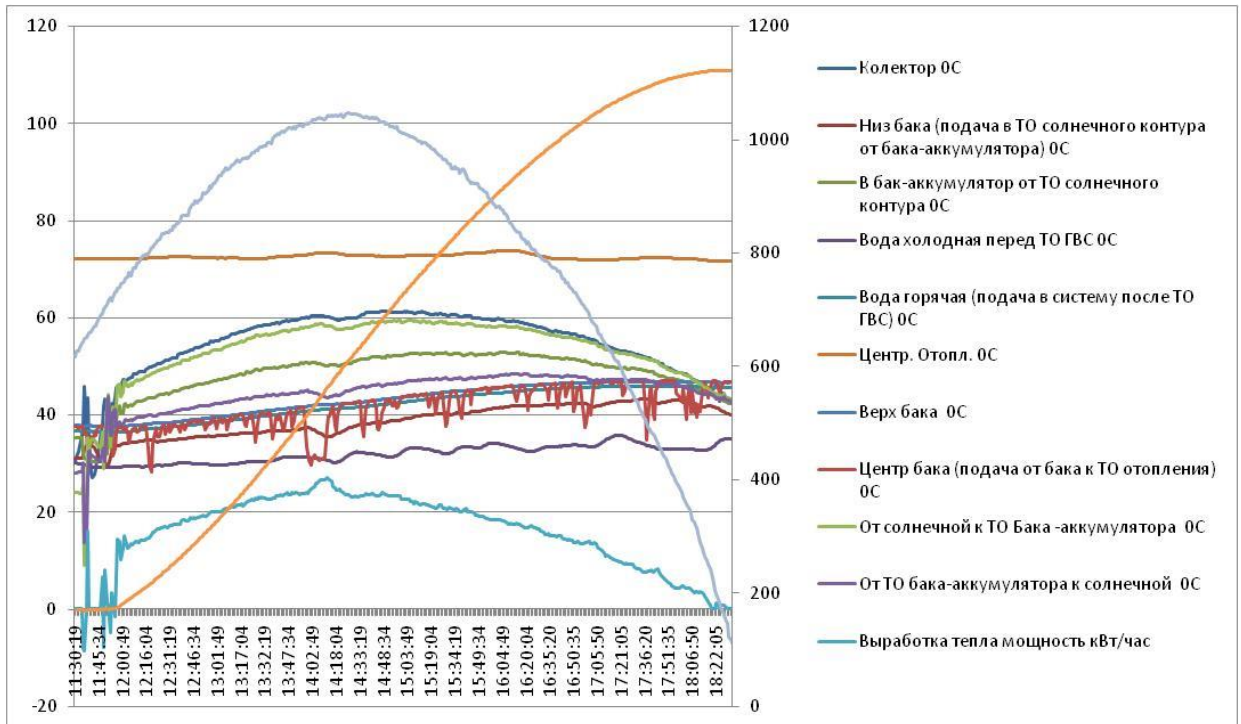


Рисунок Ж.1 - Изменение параметров СВНУ 17.01.2013

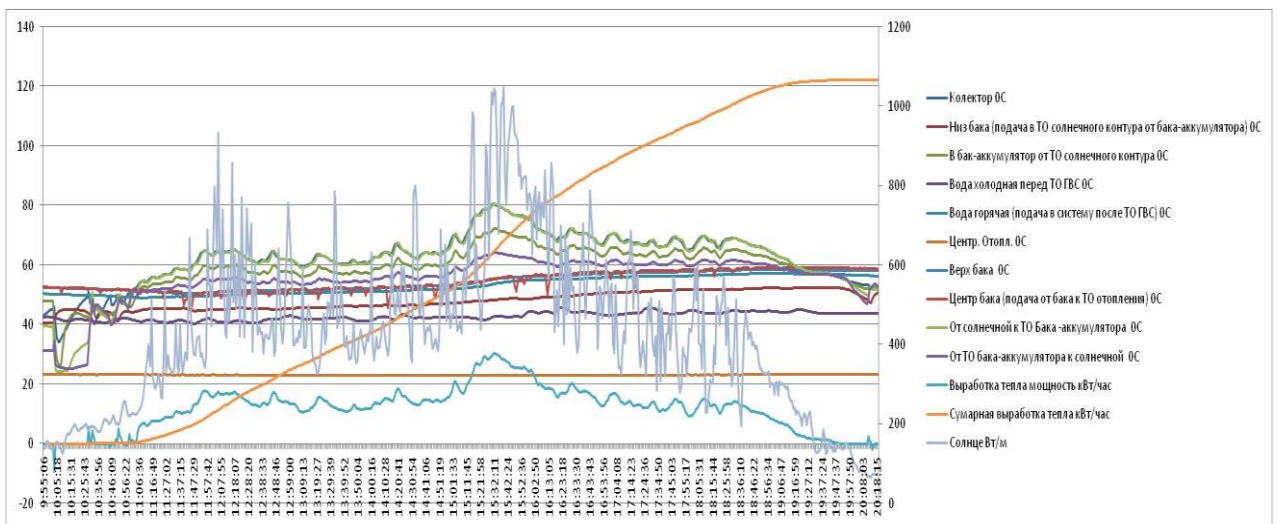


Рисунок Ж.2 - Изменение параметров СВНУ 29.06.12

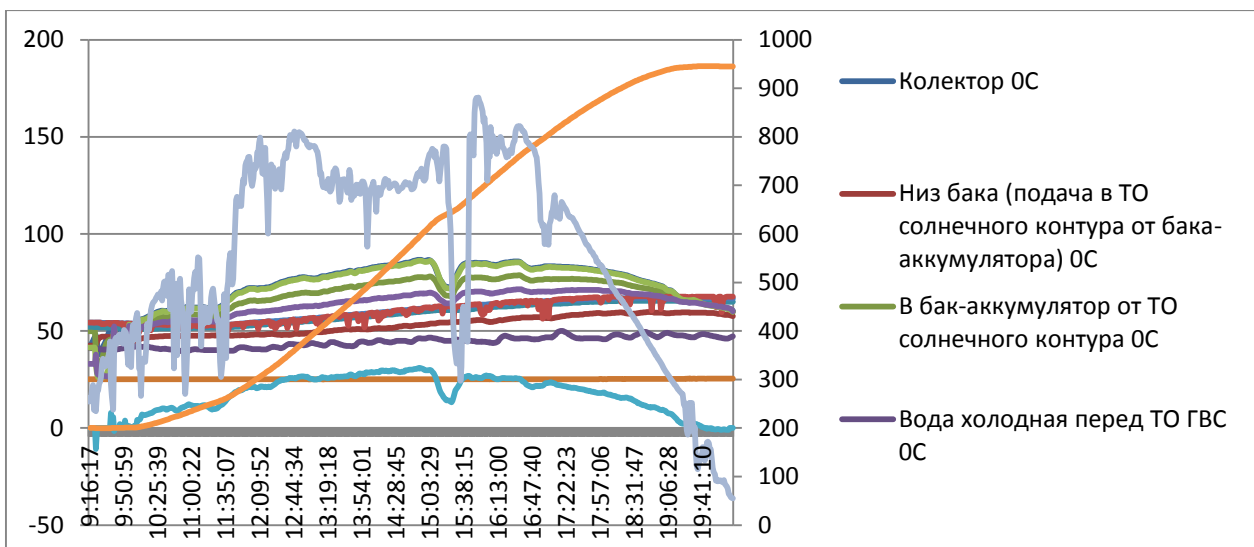


Рисунок Ж.3 - Изменение параметров СВНУ 18.07.2012

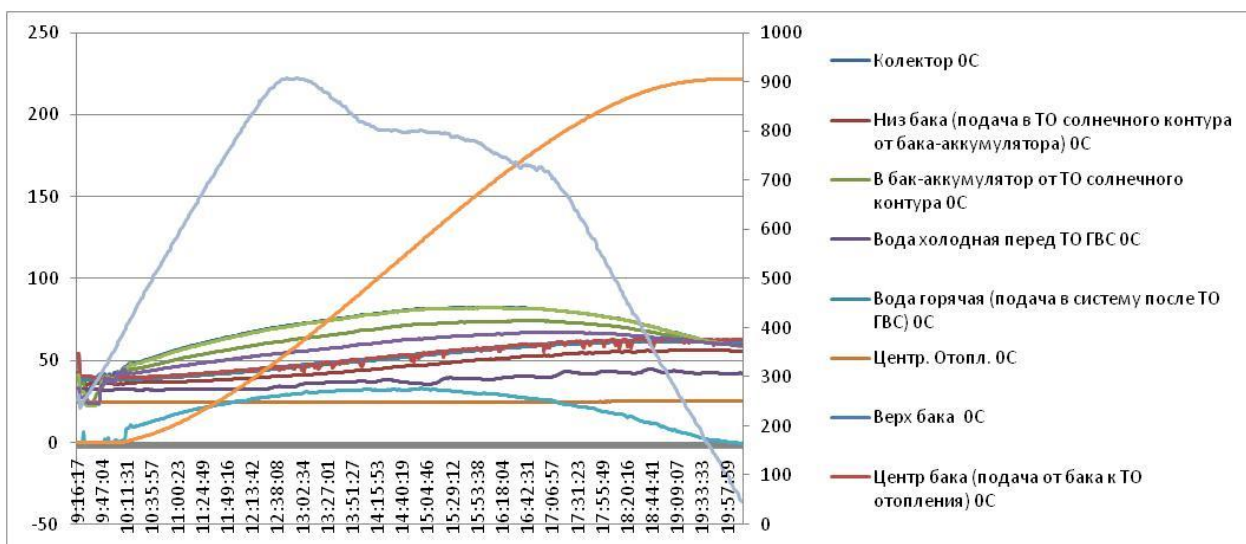


Рисунок Ж.4 - Изменение параметров СВНУ 16.08.2012

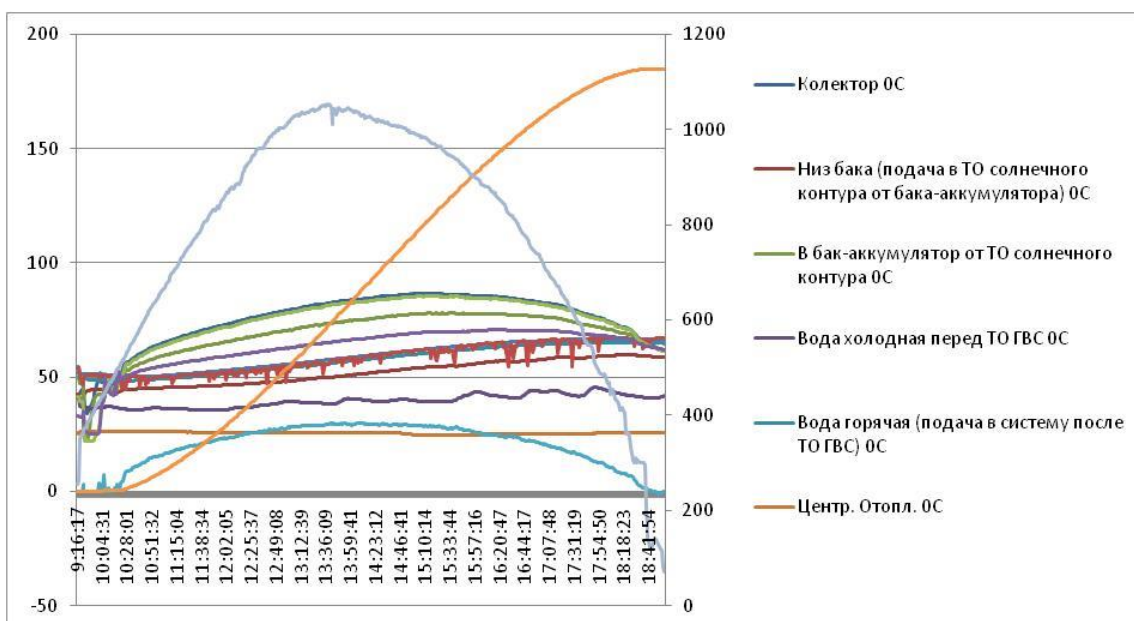


Рисунок Ж.5 - Изменение параметров СВНУ 25.09.2012

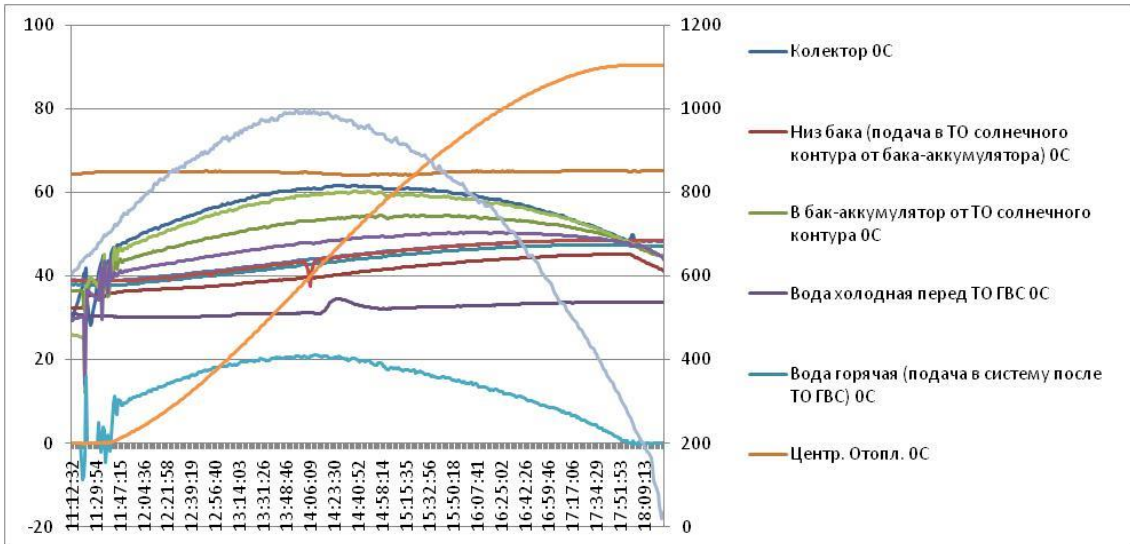


Рисунок Ж.6 - Изменение параметров СВНУ 01.12.2012

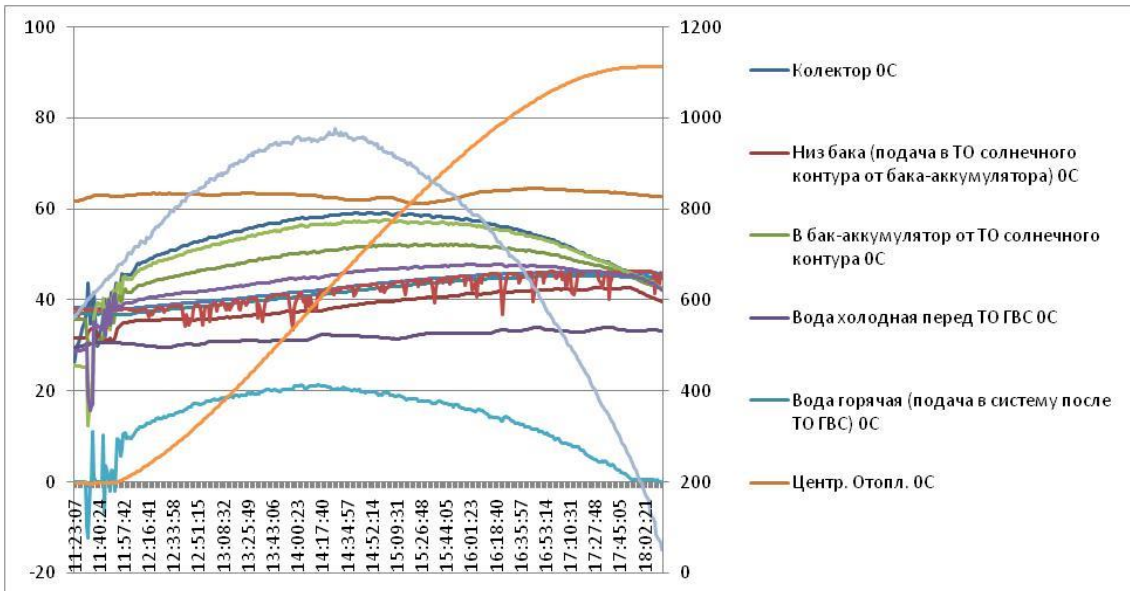


Рисунок Ж.7 - Изменение параметров СВНУ 12.12.2012

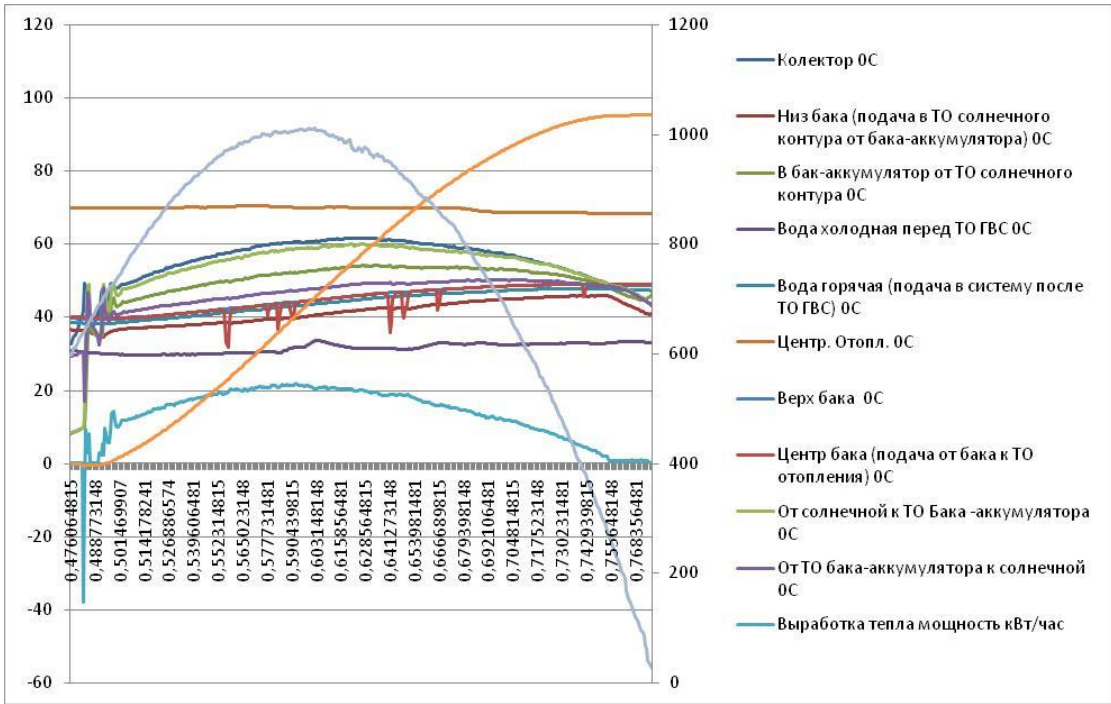


Рисунок Ж.8 - Изменение параметров СВНУ 06.01.2013

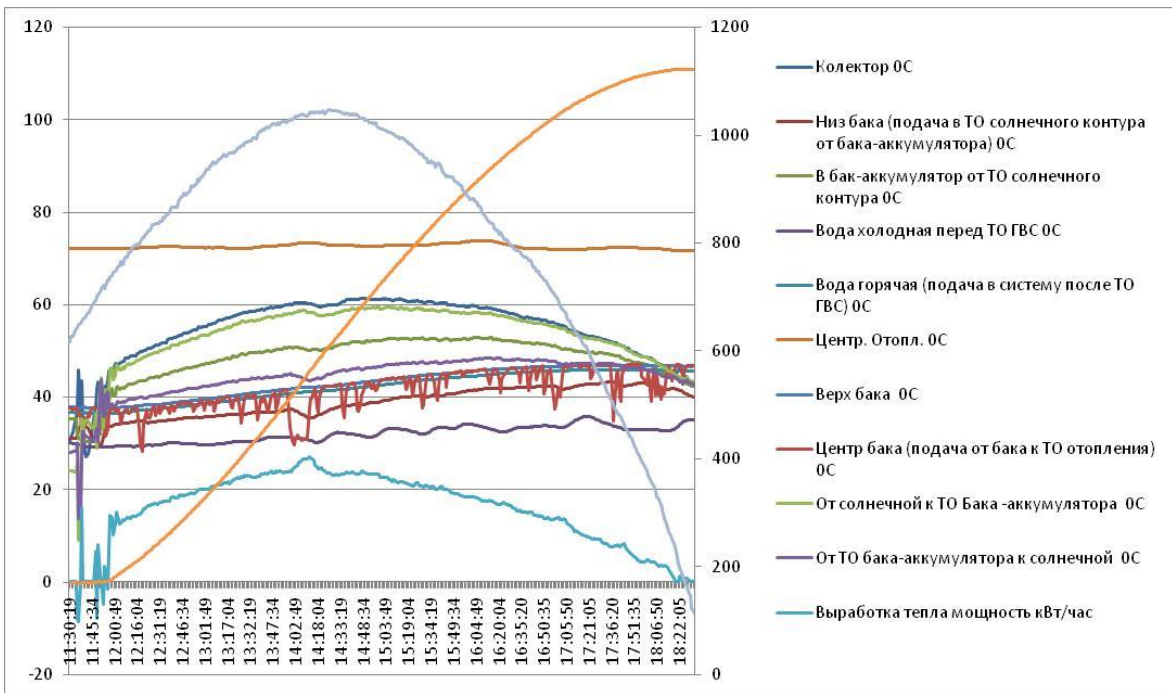


Рисунок Ж.9 - Изменение параметров СВНУ 17.01.2013

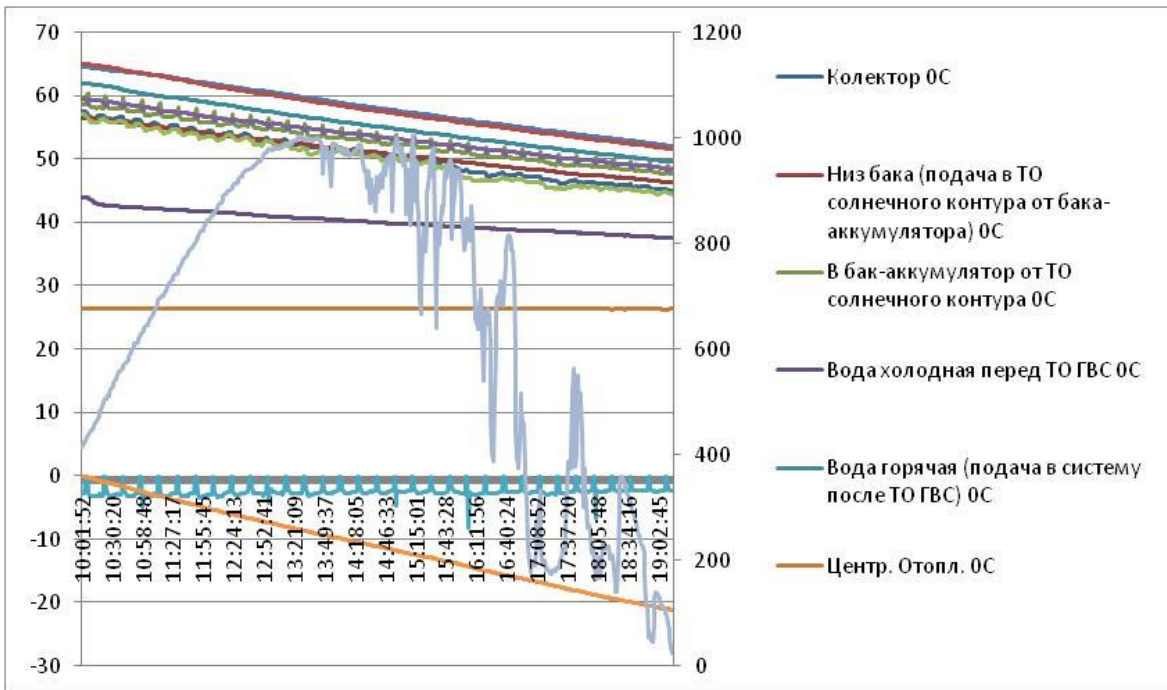


Рисунок Ж.10 - Изменение параметров СВНУ 08.10.2012

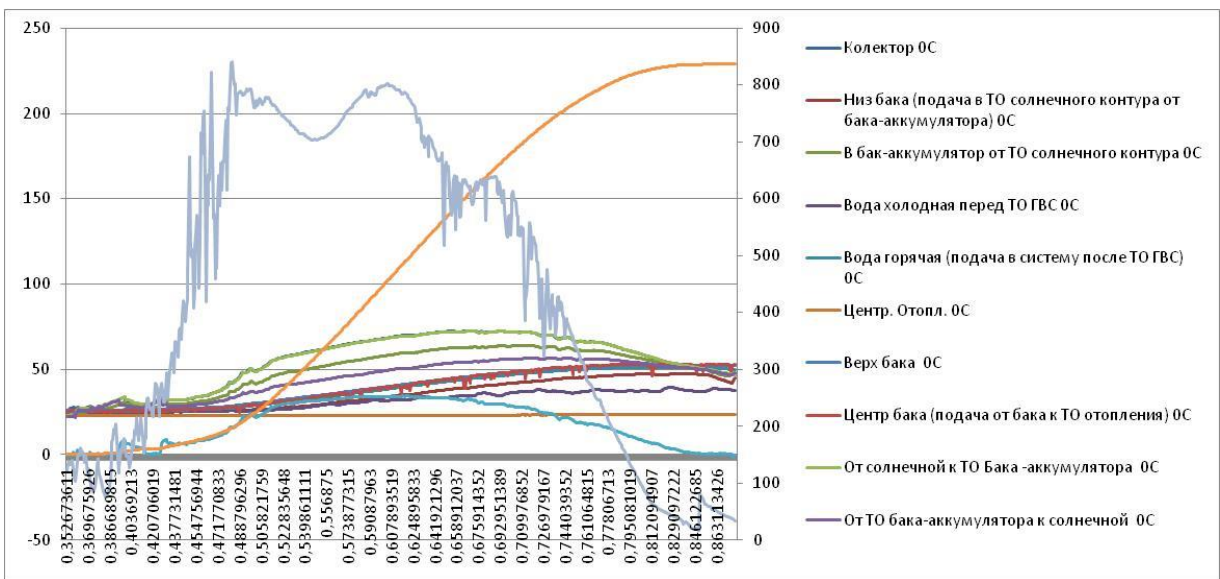


Рисунок Ж.11 - Изменение параметров СВНУ 24.07.2012

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Технические характеристики теплового насоса L030WH(L)C

Таблица И.1 - Электрические характеристики

Тип теплового насоса	Вид электропитания	компрессор		Мин/Макс напряжение	Мин. Потребляемый ток	Номинальный ток автоматического выключателя
		Ток при номинальной нагрузке	Ток при заторможенном роторе			
L030WH(L)C	220/50/1	11,7 А	63 А	197/253	12,9 А	35 А

Таблица И.2 - Тепловые характеристики

Первичный контур		Вторичный контур		Обогрев						
				Перв. конт. t вход. воды (°C)	Втор. конту p t вход. воды (°C)	Втор. конт. t вых. воды (°C)	Мощность (кВт)	Теплопоглощение (кВт)	Потребление (кВт)	Перв. конт. t вых. воды (°C)
Поток (м ³ /ч)	Потери давления (кПа)	Поток (м ³ /ч)	Потери давления (кПа)							
0,85	10,20	1,36	21,40	0	35,0	38,7	5,827	3,927	1,901	-4,0
0,85				0	50,0	53,1	4,968	2,952	2,015	-3,0
0,85				0	35,0	38,1	6,190	4,331	1,859	-4,4
0,85				0	50,0	52,9	5,693	3,591	2,102	-3,6
1,70	28,70	1,36	40,70	0	35,0	39,2	6,602	4,598	2,005	-2,3
1,70				0	50,0	53,6	5,647	3,534	2,113	-1,8
1,70				0	35,0	38,5	6,846	4,897	1,949	-2,5
1,70				0	50,0	53,2	6,271	4,076	2,195	-2,1
2,10	47,20	1,70	21,40	0	35,0	39,3	6,797	4,818	1,979	-2,0
2,10				0	50,0	53,7	5,888	3,787	2,101	-1,6
2,10				0	35,0	38,5	6,919	5,010	1,909	-2,1
2,10				0	50,0	53,2	6,360	4,205	2,155	-1,7
0,85	10,20	1,70	40,70	0	35,0	39,3	6,784	4,830	1,954	-0,9
0,85				0	50,0	53,7	5,783	3,709	2,074	0,2
0,85				0	35,0	38,6	7,200	5,287	1,914	-1,3
0,85				0	50,0	53,4	6,624	4,461	2,164	-0,5
1,70	28,70	1,36	21,40	4	35,0	39,9	7,684	5,623	2,061	1,2
1,70				4	50,0	54,2	6,571	4,396	2,175	1,8
1,70				4	35,0	39,0	7,968	5,962	2,006	1,0
1,70				4	50,0	53,7	7,299	5,040	2,259	1,5

продолжение таблицы И.2

Первичный контур		Вторичный контур		Обогрев						
				Перв. конт. t вход. воды (°C)	Втор. конту p t вход. воды (°C)	Втор. конт. t вых. воды (°C)	Мощность (кВт)	Теплопоглощение (кВт)	Потребление (кВт)	Перв. конт. t вых. воды (°C)
Поток (м ³ /ч)	Потери давления (кПа)	Поток (м ³ /ч)	Потери давления (кПа)							
2,10	47,20	1,36	40,70	4	35,0	40,0	7,912	5,873	2,039	1,6
2,10				4	50,0	54,3	6,850	4,687	2,164	2,1
2,10				4	35,0	39,1	8,056	6,092	1,964	1,5
2,10				4	50,0	53,7	7,403	5,185	2,217	1,9
0,85	10,20	1,70	21,40	4	35,0	40,0	7,898	5,811	2,087	4,1
0,85				4	50,0	54,3	6,733	4,518	2,215	5,4
0,85				4	35,0	39,2	8,375	6,331	2,045	3,6
0,85				4	50,0	53,9	7,708	5,400	2,308	4,5
1,70	28,70	1,70	40,70	10	35,0	40,7	8,944	6,740	2,203	6,6
1,70				10	50,0	54,8	7,647	5,323	2,324	7,3
1,70				10	35,0	39,7	9,273	7,129	2,144	6,4
1,70				10	50,0	54,3	8,496	6,085	2,412	6,9
2,10	47,20	1,36	21,40	10	35,0	40,8	9,210	7,033	2,176	7,1
2,10				10	50,0	55,0	7,969	5,660	2,309	7,7
2,10				10	35,0	39,7	9,380	7,283	2,098	7,0
2,10				10	50,0	54,4	8,616	6,248	2,369	7,4
0,85	10,20	1,36	40,70	10	35,0	41,5	10,227	7,890	2,337	12,0
0,85				10	50,0	55,5	8,721	6,245	2,476	13,7
0,85				10	35,0	40,5	10,852	8,567	2,284	11,3
0,85				10	50,0	55,0	9,984	7,401	2,583	12,5
1,70	28,70	1,70	21,40	20	35,0	42,3	11,586	9,120	2,466	15,4
1,70				20	50,0	56,3	9,907	7,311	2,596	16,3
1,70				20	35,0	41,1	12,008	9,614	2,394	15,1
1,70				20	50,0	55,6	11,001	8,305	2,696	15,8
2,10	47,20	1,70	40,70	20	35,0	42,5	11,930	9,500	2,431	16,1
2,10				20	50,0	56,5	10,322	7,743	2,580	16,8
2,10				20	35,0	41,1	12,146	9,799	2,347	16,0
2,10				20	50,0	55,6	11,159	8,512	2,648	16,5
0,85	10,20	1,36	21,40	20	35,0	42,2	11,405	8,904	2,501	20,0
0,85				20	50,0	56,1	9,726	7,073	2,653	21,8
0,85				20	35,0	41,1	12,099	9,652	2,447	19,2
0,85				20	50,0	55,6	11,134	8,373	2,761	20,5

продолжение таблицы И.2

Первичный контур		Вторичный контур		Обогрев																		
				Перв. конт. t вход. воды (°C)	Втор. конту p t вход. воды (°C)	Втор. конт. t вых. воды (°C)	Мощность (кВт)	Теплопоглощение (кВт)	Потребление (кВт)	Перв. конт. t вых. воды (°C)												
Поток (м ³ /ч)	Потери давления (кПа)	Поток (м ³ /ч)	Потери давления (кПа)																			
1,70	28,70	1,36	40,70	29	35,0	43,2	12,920	10,285	2,635	23,8												
1,70				29	50,0	57,0	11,046	8,270	2,777	24,8												
1,70				29	35,0	41,8	13,396	10,831	2,565	23,5												
1,70				29	50,0	56,2	12,269	9,381	2,888	24,3												
2,10	47,20	1,70	21,40	29	35,0	43,4	13,304	10,699	2,605	24,6												
2,10				29	50,0	57,3	11,511	8,750	2,762	25,4												
2,10				29	35,0	41,9	13,547	11,036	2,511	24,5												
2,10				29	50,0	56,3	12,448	9,616	2,832	25,1												
0,85	10,20	1,70	40,70	Все данные для воды 100% (без антифриза) и без учета расхода на перекачку. Суммарный объем корректировки (% на вес)																		
0,85				<table border="1"> <tr> <td>METHANOL</td> <td>10%</td> <td>15%</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>Охлаждение</td> <td>1,00</td> <td>0,99</td> <td>0,99</td> </tr> <tr> <td>Обогрев</td> <td>0,99</td> <td>0,98</td> <td>0,97</td> </tr> </table>							METHANOL	10%	15%	20%	Охлаждение	1,00	0,99	0,99	Обогрев	0,99	0,98	0,97
METHANOL	10%	15%	20%																			
Охлаждение	1,00	0,99	0,99																			
Обогрев	0,99	0,98	0,97																			
0,85																						
0,85																						
1,70	28,70	1,36	21,40	<table border="1"> <tr> <td>ETHANOL</td> <td>10%</td> <td>15%</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>Охлаждение</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> <td>1,00</td> </tr> <tr> <td>Обогрев</td> <td>0,99</td> <td>0,98</td> <td>0,97</td> </tr> </table>							ETHANOL	10%	15%	20%	Охлаждение	1,00	1,00	1,00	Обогрев	0,99	0,98	0,97
ETHANOL	10%	15%	20%																			
Охлаждение	1,00	1,00	1,00																			
Обогрев	0,99	0,98	0,97																			
1,70																						
1,70																						
1,70																						
1,70	28,70	1,70	21,40	<table border="1"> <tr> <td>PROPYLENE GLYKOL</td> <td>15%</td> <td>20%</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>Охлаждение</td> <td>0,98</td> <td>0,97</td> <td>0,96</td> </tr> <tr> <td>Обогрев</td> <td>0,96</td> <td>0,95</td> <td>0,93</td> </tr> </table>							PROPYLENE GLYKOL	15%	20%	25%	Охлаждение	0,98	0,97	0,96	Обогрев	0,96	0,95	0,93
PROPYLENE GLYKOL	15%	20%	25%																			
Охлаждение	0,98	0,97	0,96																			
Обогрев	0,96	0,95	0,93																			
1,70																						
1,70																						
1,70																						
2,10	47,20	1,70	40,70	<table border="1"> <tr> <td>PROPYLENE GLYKOL</td> <td>15%</td> <td>20%</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>Охлаждение</td> <td>0,98</td> <td>0,97</td> <td>0,96</td> </tr> <tr> <td>Обогрев</td> <td>0,96</td> <td>0,95</td> <td>0,93</td> </tr> </table>							PROPYLENE GLYKOL	15%	20%	25%	Охлаждение	0,98	0,97	0,96	Обогрев	0,96	0,95	0,93
PROPYLENE GLYKOL	15%	20%	25%																			
Охлаждение	0,98	0,97	0,96																			
Обогрев	0,96	0,95	0,93																			
2,10																						
2,10																						
2,10																						

Таблица И.3 - Предельные условия эксплуатации ТН

Предельные условия эксплуатации	Температура при охлаждении			Температура при нагреве		
	Номинальная	Повышенная	Пониженная	Номинальная	Повышенная	Пониженная
Воды на входе/выходе контура источника	25/30 °С	40 °С	10 °С	0 °С	25 °С	5 °С
Воды на входе/выходе контура нагрузки	12/7 °С	-	8/4 °С	40/45 °С	-	40 °С
Примечания: Минимальная температура на выходе контура нагрузки составляет 4 °С. Максимальная температура на входе контура нагрузки составляет 50 °С. Одновременно может выполняться только одно предельное условие.						

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Описание узлов АСУ ТП комбинированной СВНУ с тепловым насосом и системой аккумуляции теплоты

Таблица К.1 - Контрольная карта установки технологического оборудования СВНУ

Позиция установки оборудования, измерительных приборов	Наименование и техническая характеристика оборудования, измерительных приборов	Тип, марка оборудования, измерительных приборов	Количество оборудования
1 контур	Комплект измерительного средства для регистрации температуры	Накладной датчик температуры фирмы Siemens QAD 22 с полупроводниковым преобразователем;	18 шт
1 контур	Комплект оборудования для управления электродвигателем	Регулятор ТРМ 212 – Щ1	10 шт
1,2,3,4 контура	Частотный преобразователь	Е2-MINI-SIL 0, 75 кВт, 220 В.	4 шт
1 контур	Датчик давления, микропроцессорный,	ПД -100 – ДИ, ОМ-1,0. верхний предел 1.0 Мпа, класс точности 1.0.	5 шт
2,3 контур	Измеритель тепловой энергии	Теплосчетчик «Магика – А2200» (Ду 25 Д6 [0,06 – 12]м ³ /ч)	4 шт
1 контур	Расходомер гидравлического сопротивления, с преобразователями разности давления	Расходомер ОВЕН РМ1 Преобразователи – дифференциальные трансформаторы	1 шт
2,3,4 контура	Регулятор температуры, давления, восьмиканальный	ТРМ 138 –Р - универсальный измеритель,	1 шт
1,2,3 контура	Контроллер для датчиков температуры	ТРМ-32-Щ4.01 – контроллер для системы отопления	2 шт
	Устройство контроля температуры	УКТВ 38 – Щ4.ТП — 8 –ми канальное с аварийной сигнализацией, входы ТП	1 шт
1 контур	Электромагнитный клапан	Соленоид с катушкой EV 220 В, 40 Вт; гидравлическая часть клапана “НЗ”, G 11/2	1 шт

продолжение таблицы К.1

Позиция установки оборудования, измерительных приборов	Наименование и техническая характеристика оборудования, измерительных приборов	Тип, марка оборудования, измерительных приборов	Количество оборудования
Система ГВС	Электромагнитный клапан	Соленоид с катушкой EV 220 В, 25 Вт; гидравлическая часть клапана “НЗ”, G 1	1 шт
1,2,3 контура	Термодатчики	Комплект термопреобразователей (согласованная пара) КТПТР- 01:	4 шт
I – контур	Насос основной и резервный WILO – TOP-S -30/10 P = 400 Вт, ~220 В.	Комплект оборудования для насоса: - пускатель ПМА 6212М -прибор управления SK 622, 220 В. - коммутационный прибор с реле времени SK601 - выключатель автоматический АП50	2 шт
II - контур	Насос основной и резервный WILO – TOP – RL30/7,5 P = 195 Вт, ~220 В.	Комплект оборудования для насоса: - пускатель ПМА 6212М -прибор управления SK 622, 220 В. -коммутационный прибор с реле времени SK601 - выключатель автоматический АП50	2 шт
III – контур	Насос WILO – TOP-S -40/10 P = 585 Вт, ~220 В.	Комплект оборудования для насоса: - пускатель ПМА 6212М -прибор управления SK 622, 220 В. -коммутационный прибор с реле времени SK601 -выключатель автоматический АП50	1 шт
II – контур	Измеритель уровня воды в баке теплового аккумулятора	Комплект оборудования: - преобразователь передающий ПИ-0-21, ~220 В, 50 Гц -прибор показывающий -реле электромагнитное -первичный преобразователь ПП-0-11	1 шт

продолжение таблицы К.1

Позиция установки оборудования, измерительных приборов	Наименование и техническая характеристика оборудования, измерительных приборов	Тип, марка оборудования, измерительных приборов	Количество оборудования
III – контур	Электрокотел «Руснит»	Комплект оборудования: коммутационный прибор с реле времени; прибор управления SK 622, ~220 В; пускатель электромагнитный ПМА; выключатель автоматический АП50	1 шт
IV – контур	Тепловой насос	1.Серия YSSM68. Тепловая производительность 68 - 76 кВт 3. Температура кипения фреона в испарителе не более 15-20 °С . 4. Температура конденсации фреона в конденсаторе не менее 60 °С. 5. Управление компрессором с помощью инвертора.	1 шт

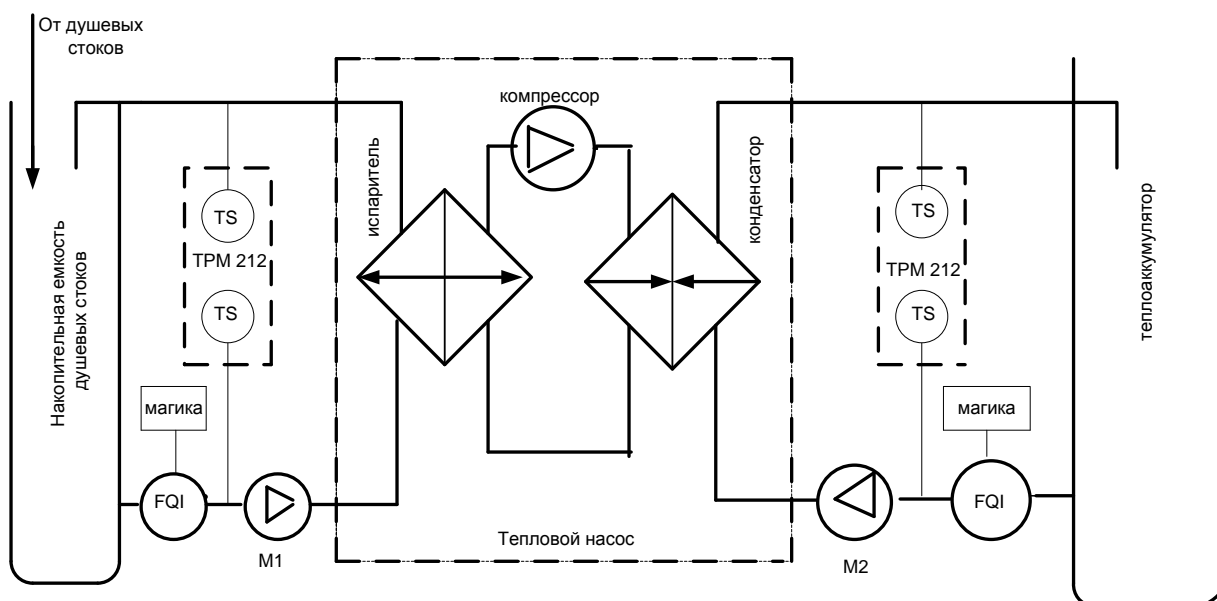


Рисунок К.1 - Фрагмент включения гидравлической части ТН и КИП и А в структуру СВНУ (в измерительную схему входят 2 прибора типа измеритель-регулятор ТРМ 212, 2 теплосчетчика “Магика”, насосы М1 и М2)

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Гидраты солей, применяемые для аккумулирования солнечного тепла [10]

	Химическая формула	Температура плавления, °С	Теплота плавления, кДж/кг	Плотность, кг/м ³
Шестигидратный хлористый кальций	$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	29-39	174,4	1633,8
Десятигидратный углекислый натрий	$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$	32-36	7950	1441
Двенадцатигидратный динатрийфосфат	$\text{Na}_2\text{HPO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$	36	8550	1521
Четырехгидратный азотнокислый кальций	$\text{Ca}(\text{NO}_3)_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$	39-42	4500	1826
Десятигидратный сернокислый натрий (глауберова соль)	$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$	31-32	8100	1553
Пятигидратный тиосульфат натрия	$\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$	48-49	6750	1666

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Экспериментальное определение характеристик центробежных насосов контуров СВНУ

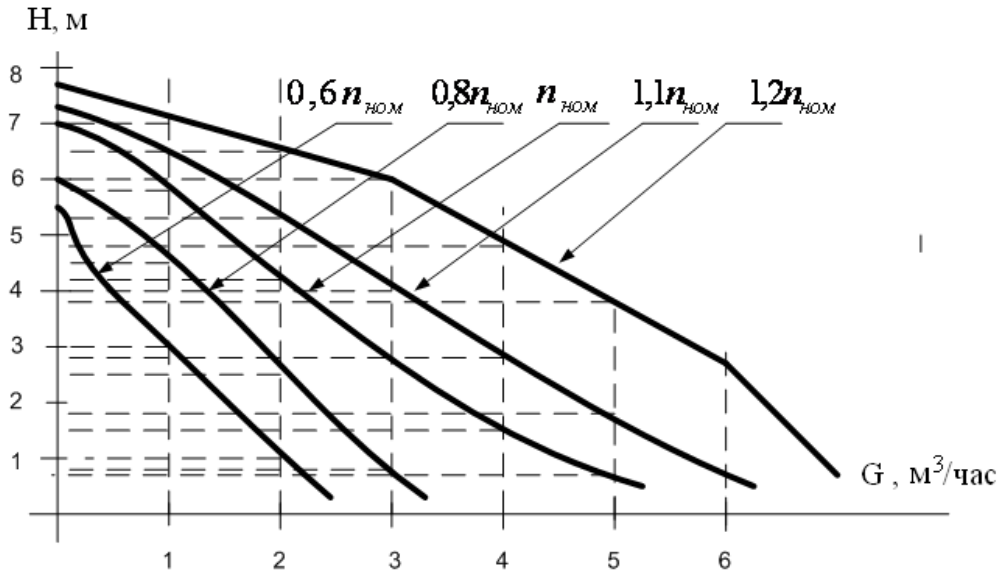


Рисунок М.1 - Характеристика центробежного насоса Wilo –TOP – RL30/7,5 при изменении скорости вращения рабочего колеса (2 контур)

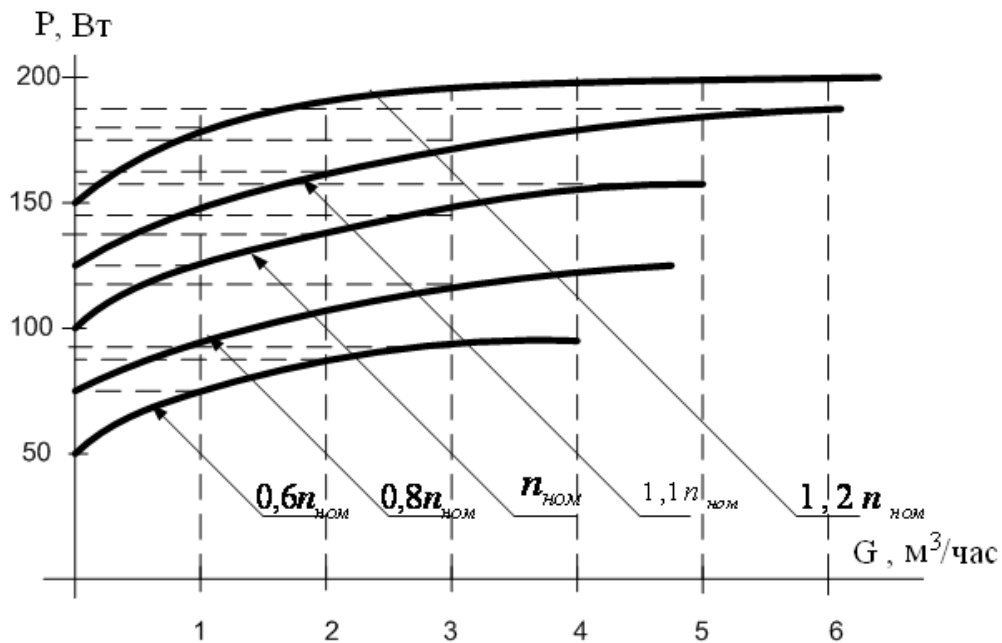


Рисунок М.2 - Нагрузочная характеристика центробежного насоса Wilo – TOP – RL30/7,5 при различных скоростях вращения рабочего колеса (2 контур)

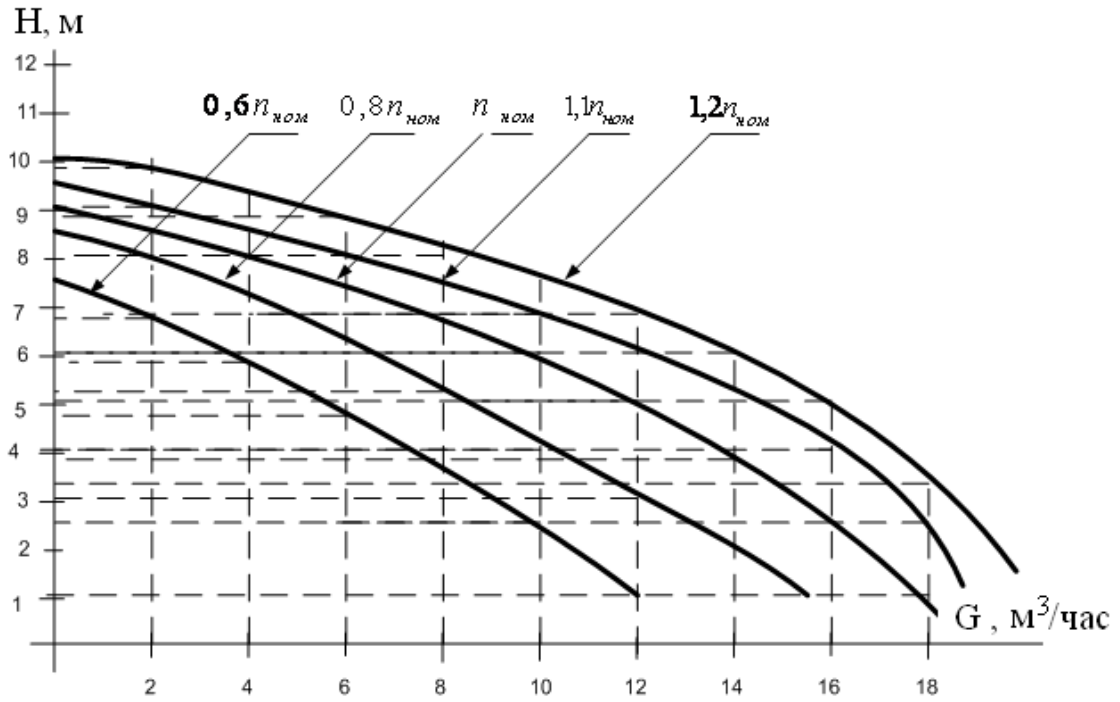


Рисунок М.3 - Характеристика центробежного насоса Wilo –TOP – S 40/10 при изменении скорости вращения рабочего колеса (3 контур)

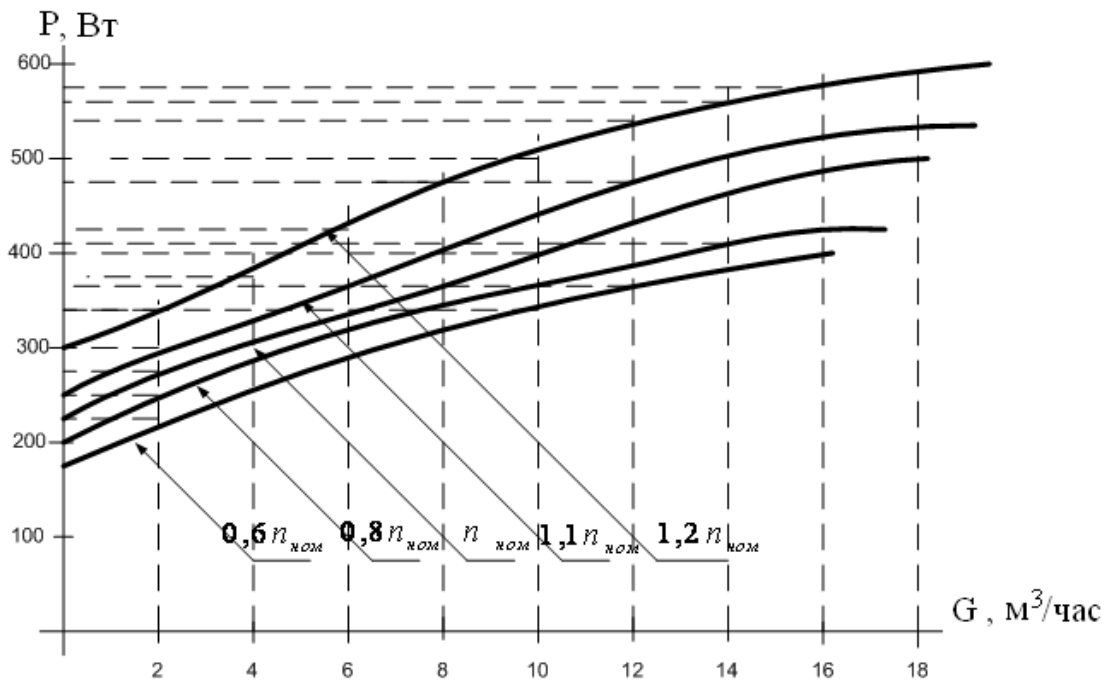


Рисунок М.4 - Нагрузочная характеристика центробежного насоса Wilo – TOP – S40/10 при различных скоростях вращения рабочего колеса (3 контур)

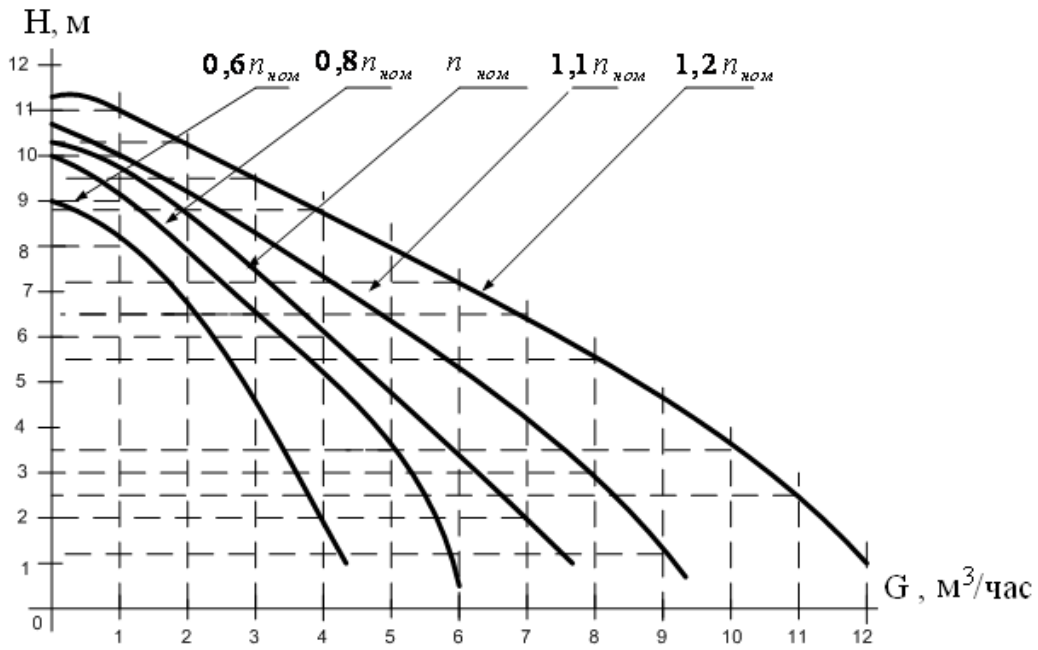


Рисунок М.5 - Характеристика центробежного насоса Wilo –TOP – S 30/10 при изменении скорости вращения рабочего колеса (4 контур)

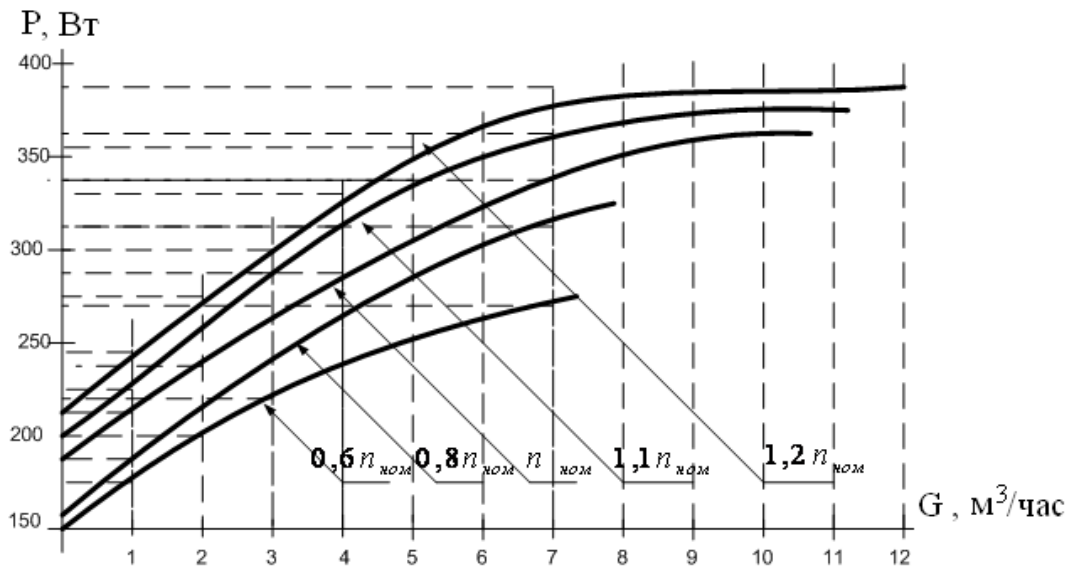


Рисунок М.6 - Нагрузочная характеристика центробежного насоса Wilo – TOP – S30/10 при различных скоростях вращения рабочего колеса (4 контур)

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Плотность, кинематическая вязкость и удельная теплоемкость водного раствора этиленгликоля в зависимости от температуры и концентрации раствора

Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^6$ м ² /с	Удельная теплоемкость, кДж/кг·К
Концентрация 38,8%, температура замерзания: - 26 °С			
50	1050	1,12	3,69
20	1050	2,63	3,57
0	1050	5,32	3,53
-10	1050	8,25	3,48
Концентрация 42,6%, температура замерзания: -29 °С			
50	1055	1,3	3,61
20	1055	2,78	3,48
0	1055	5,85	3,44
-10	1055	9,1	3,4
50	1060	1,48	3,53
20	1060	3,24	3,4
0	1060	6,28	3,36
-10	1060	10,2	3,32

ПРИЛОЖЕНИЕ П

Результаты обследования социально значимых объектов с целью обеспечения теплоснабжения от СВНУ и тепловых насосов

Для оценки целесообразности и технической возможности применения солнечных водонагревательных установок (СВНУ) в системах горячего водоснабжения было проведено предварительное обследование 25 социальных объектов. Информация получена при посещении объектов, предложенных Администрацией г. Владивостока (Комитет по общему и профессиональному образованию, управление социальной защиты населения, управление здравоохранения), группой специалистов Центра «Энергоэффективности и мониторинга энергоресурсов» ДВФУ и Лаборатории нетрадиционной энергетики ДВО РАН при непосредственном участии автора.

Из числа обследованных объектов, выбраны наиболее удовлетворяющие условиям эффективного применения СВНУ по расположению на местности, и тепловой нагрузке системы теплоснабжения, замещаемой гелиоустановкой. Выбранные объекты включают:

1. Муниципальное дошкольное образовательное учреждение (МДОУ «Детский сад №123 комбинированного типа»). Возможно размещение 100 м² солнечных коллекторов.
2. Детская больница №3. Возможно размещение до 500 м² солнечных коллекторов.
3. Психоневрологическое муниципальное учреждение здравоохранения «Детский дом ребенка». Возможно размещение до 160 м² солнечных коллекторов.
4. Муниципальное дошкольное образовательное учреждение №12. Возможно размещение до 70 м² солнечных коллекторов.
5. Дошкольное образовательное учреждение № 23. Возможно размещение до 50 м² солнечных коллекторов.
6. Общеобразовательная средняя школа № 29. Возможно размещение

до 50 м² солнечных коллекторов.

7. Муниципальное учреждение здравоохранения «Больница о. Попова». Возможно размещение 60 м² солнечных коллекторов.

8. Муниципальное учреждение здравоохранения «Городская больница № 3». Возможно размещение до 200 м² солнечных коллекторов.

9. Детская больница № 4. Возможно размещение до 150 м² солнечных коллекторов.

10. Муниципальное учреждение здравоохранения «Центр восстановительного лечения детей». Возможно размещение до 200 м² солнечных коллекторов.

11. Муниципальное дошкольное образовательное учреждение (МДОУ-81 «Белочка»). Возможно размещение 50 - 70 м² солнечных коллекторов.

12. Общеобразовательная средняя школа № 15. Возможно размещение до 70 м² солнечных коллекторов.

13. Общеобразовательная средняя школа № 20. Возможно размещение до 70 м² солнечных коллекторов.

ПРИЛОЖЕНИЕ Р

Краткая характеристика опытной СВНУ

(на здании кампуса ДВФУ, Океанский проспект, 19)

Экспериментальная солнечная водонагревательная установка (СВНУ) предназначена для обеспечения потребности горячего водоснабжения в общежитии ДВФУ, методом преобразования солнечной энергии в тепловую энергию через солнечные коллекторы, установленные на крыше общежития.

Солнечная водонагревательная установка состоит из системы коллекторов на основе вакуумных труб, помещения теплового пункта, помещения баков аккумуляторов, помещения приборов автоматизации управления, и имеет четыре контура трубопроводов.

Контур №1 состоит из системы солнечных коллекторов, трубопровода подачи и обратной линии теплоносителя «TYFOCOR LS», дренажной системы, соединительной и предохранительной арматуры, охладительного и мембранных баков, циркуляционных насосов. Общая площадь коллекторов составляет 150 м². Максимальная суммарная мощность - 70 кВт. Максимальная расчетная температура для подбора расширительного мембранного бака – 105°С.

Контур №2 состоит из 3 баков-аккумуляторов, системы трубопровода, предохранительной арматуры, измерительных приборов слежения за параметрами температуры и давления, циркуляционных насосов, системы аварийного сброса воды в дренажную систему, пластинчатого нагревателя. Суммарный объем воды в баках аккумуляторах составляет около 10,5 м³. Максимальная разрешенная температура воды в баках – в пределах 85°С.

Контур №3 состоит из системы трубопровода, запорной и предохранительной арматуры, циркуляционного насоса, измерительных приборов слежения за параметрами температуры и давления воды, одноканального теплосчетчика «Combimetr», служащего для учета выработанной тепловой энергии.

Контур №4 состоит из системы трубопровода, запорной и

предохранительной арматуры, циркуляционного насоса, проточного электробойлера «Руснит 270». Мощность электробойлера составляет 70 кВт.

Принцип работы СВНУ. Теплоноситель («TYFOCOR LS», антифриз с температурой замерзания около -28°C), заливается в баки накопителя 38, насосом 40 теплоноситель подается в систему трубопровода солнечных коллекторов до полного наполнения под давлением не ниже 4 кг/см. При включении циркуляционных насосов 7 создается циркуляция теплоносителя по контуру № 1. Система вакуумных колб при активном солнце нагревает группу солнечных коллекторов, солнечные коллектора передают полученную тепловую электроэнергию теплоносителю, который поступает на пластинчатый теплообменник 1 связанный с системой трубопроводов баков аккумуляторов. Показания температуры теплоносителя в системе солнечных коллекторов снимается датчиком температуры, установленном на обратной линии трубопровода теплоносителя и передается на контролер температурного режима контура №1 и №2 «RESON».

Баки аккумуляторы заполняются водой из системы холодного водоснабжения через шаровой кран 15. При включении группы насосов 4 контура №2 накопленная вода баков аккумуляторов подается на пластинчатый теплообменник 1 в циркуляционном режиме закрытого контура, где происходит теплообмен от теплоносителя контура №1 (антифриз) на теплоноситель контура №2 (вода баков аккумуляторов) до температуры, необходимой для прогрева пластинчатого теплообменника 2. Показания температуры воды в баках аккумуляторах снимаются датчиком температуры установленном на линии подачи теплоносителя контура №2 с бака аккумулятора №1 и передается на контролер температурного режима контура №1 и №2 «RESON» .

При включении насоса 8 контура №3 накопленная горячая вода баков аккумуляторов подается насосом 5 на пластинчатый теплообменник 2 в циркуляционном режиме закрытого контура. Холодная вода, подающаяся из системы ХВС общежития нагревается в пластинчатом теплообменнике до требуемой температуры и врезается в существующую систему ГВС общежития.

Контур №4 предназначен для подогрева воды в баках аккумуляторов во время наименьшей солнечной активности или в ночное время с использованием проточного электрического бойлера «Руснит 270».

Солнечная водонагревательная установка работает как в ручном, так и в автоматическом режиме.

Кроме того, приведенная установка используется для исследования процессов в системе теплоснабжения в учебных и научных целях сотрудниками и аспирантами ДВФУ.

Во избежание аварийных ситуаций, система функционирует под управлением контрольно - эксплуатационной службы (ЭС). В состав службы входят: руководитель службы, оператор по обслуживанию и ремонту СВНУ, (4 специалиста с графиком работы сутки через трое.)

Руководитель службы должен иметь электротехническое образование, знания эксплуатации электротехнического оборудования, эксплуатации системы работы трубопровода под давлением, навыки работы с технической документацией, и иметь опыт работы с системами водоснабжения и отопления.

Оператор по обслуживанию и ремонту СВНУ должен иметь техническое образование, знания в области электротехнического обслуживания оборудования, опыт работы с системами трубопроводов под давлением, и опыт работы с персональным компьютером.

В материально-техническую базу ЭС входит персональный компьютер (2 шт.), принтер, ремонтный инструмент.

Принципиальная схема опытной СВНУ и условные обозначения

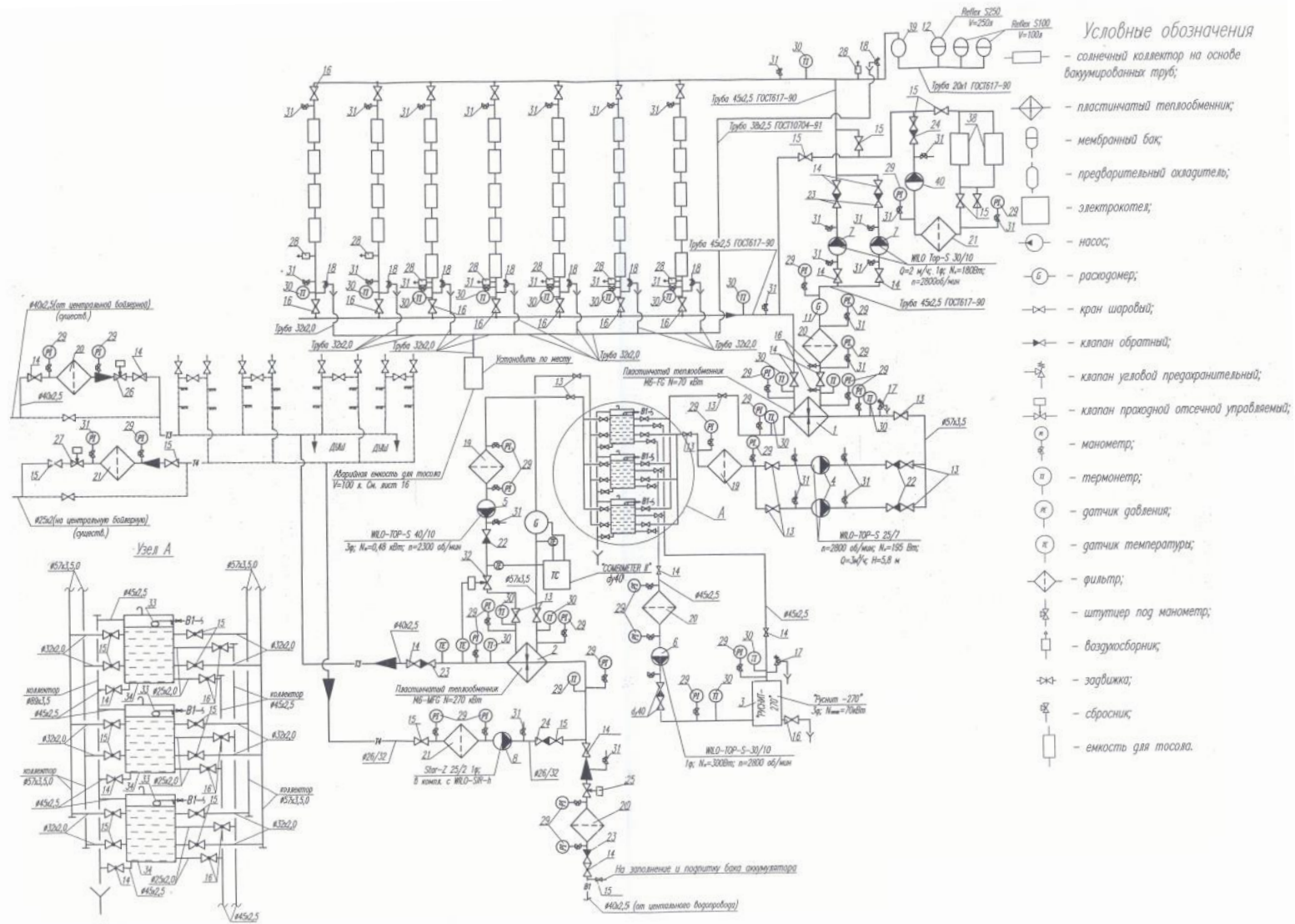
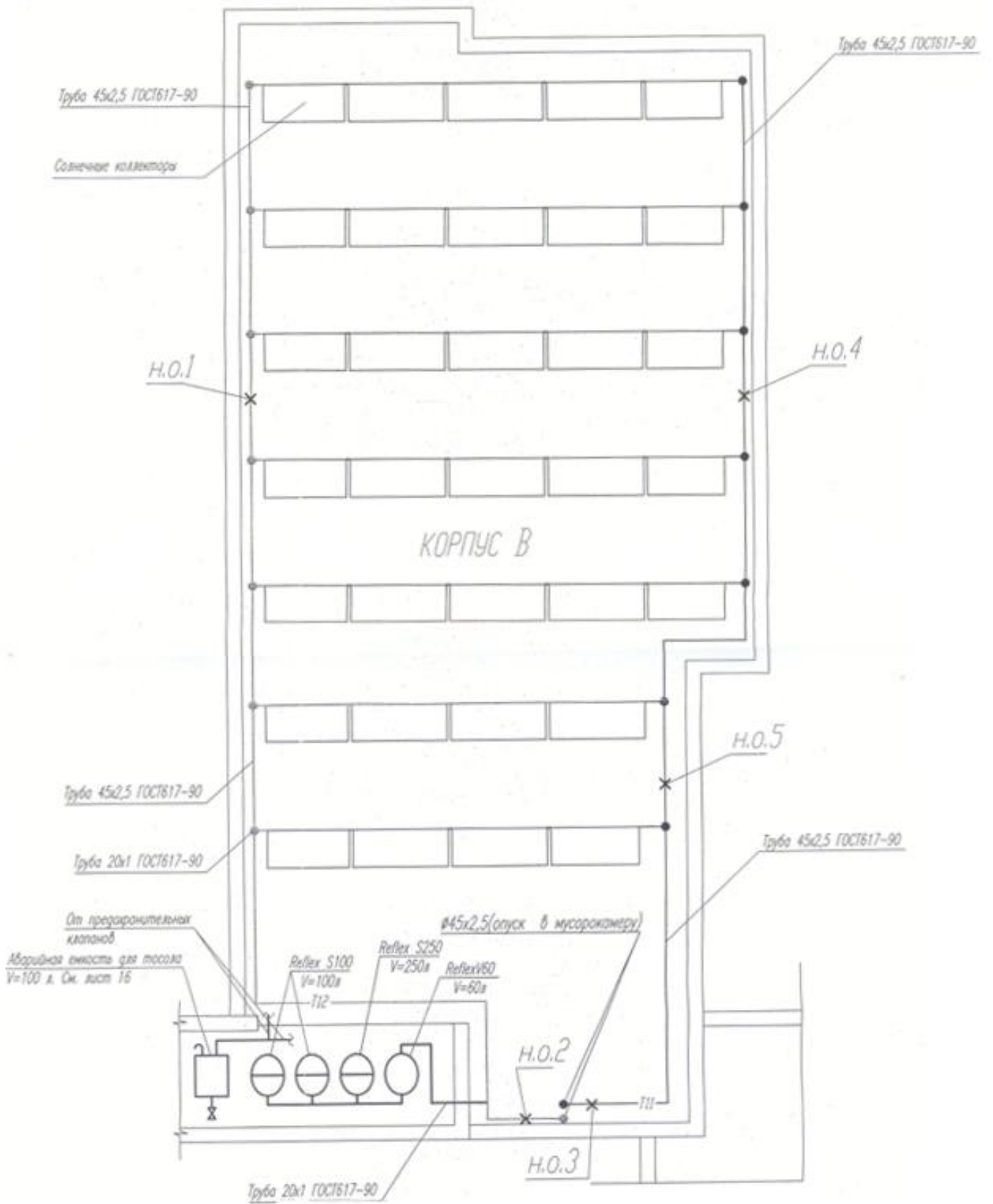


Схема расположения групп коллекторов СВНУ на крыше здания



ПРИЛОЖЕНИЕ С

Справка об участии автора в экспериментальных исследованиях и разработке опытной СВНУ

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
профессионального образования

**«Дальневосточный федеральный
университет»
(ДВФУ)**

Суханова ул., д.8, г. Владивосток, 690950
Телефон (423) 2433280, Факс (423) 2432315
Эл. почта: rectorat@dvfu.ru Сайт: <http://www.dvfu.ru>
ОКПО 02067942, ОГРН 1022501297785
ИНН/КПП 2536014538/253601001

17.07.2015 № *12-06/2015*

На № _____ от _____



Проректор по науке и
инновациям ДВФУ

[Signature] Цхе А.В.

СПРАВКА

об участии аспиранта ДВФУ Слесаренко Ильи Вячеславовича

в выполнении НИОКР

1 В соответствии с приказом № 12-13-158 от 14.05.2012 аспирант Слесаренко И.В. был включен в состав научного коллектива для выполнения конкурсной работы (гранта в форме субсидии) «Разработка реверсивного теплового насоса для локальной системы теплоснабжения на базе солнечной водонагревательной установки», выполняемой рамках целевой программы «Научные и педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы Министерства образования и науки Российской Федерации (государственный контракт № 02.740.11.0829 от 11 июня 2010 г.).

Объем работ, выполняемых по указанной выше НИОКР, составлял **10000 тысяч рублей** (за период с 2010 по 2012 годы).

Аспирант Слесаренко И.В. принимал активное участие в выполнении следующих работ при выполнении НИОКР «Разработка реверсивного теплового насоса для локальной системы теплоснабжения на базе солнечной водонагревательной установки» (4, 5 и 6 этапы по разделам):

1.1 Наладка и оптимизация систем технологического контроля и автоматического управления теплогенерирующей установки.

1.2 Экспериментальная оценка теплового режима использования энергии солнечной радиации в зависимости от суточного и годового графика тепловой нагрузки (испытание солнечных коллекторов, исследование процессов аккумуляции теплоты).

1.3 Проверка условий адекватности математической модели с экспериментальной установкой в различных режимах эксплуатации (расчет модели и экспериментальная оценка модели).

1.4 Оценка эксплуатационных характеристик систем установки и систем автоматического регулирования по вкладу обобщенного параметра энергоэффективности (анализ результатов).

1.5 Разработка системы автоматизации с установкой счетчиков расхода ресурсов, оснащенных импульсным или цифровым телеметрическим выходом (исследование основных контуров регулирования СВНУ с тепловым насосом).

1.6 Монтажно-наладочные работы по установке систем контроля и управления СВНУ с реверсивным тепловым насосом и мониторинг ее характеристик (применение в схеме СВНУ теплового аккумулятора с регулируемым отбором тепловой энергии, моделирование температурного режима в тепловом аккумуляторе для настройки регулятора нагрузки теплового насоса).

1.7 Разработка рекомендаций для тиражирования на территории Приморского края солнечных водонагревательных установок с реверсивным тепловым насосом для локальной системы теплоснабжения (особенности использования ресурсов солнечной энергии в Приморском крае).

Участие Слесаренко И.В в выполнении НИОКР подтверждается списком исполнителей, включенным в годовые и промежуточные отчеты по контрактной работе и приказами о материальном поощрении исполнителей в составе временного творческого коллектива.

2. В соответствии с договором № 4095/2014 от 05.12.2014 аспирант Слесаренко И.В в 2015 г. участвовал в выполнении НИОКР

«Модернизация производства на основе разработанных инновационных технологий нанесения защитных покрытий для элементов морской техники и обеспечение экологической безопасности производства» (Договор № 02.G25.31.0035 от «12» февраля 2013 г. с Минобрнауки России об условиях предоставления и использования субсидии на реализацию комплексного проекта по созданию высокотехнологичного производства, выполняемого с участием российского высшего учебного заведения).

Объем работ, выполняемых по указанной выше НИОКР, составлял **98000 тысяч рублей** (за период 2014 - 2015 гг.).

В процессе выполнения НИОКР исполнитель принимал участие в выполнении разделов (4, 5 и 6 этапы):

2.1 Изготовление ОПУ очистки стоков модульного типа (для гальванического производства).

2.2 Проведение предварительных испытаний ОПУ очистки стоков модульного типа (для гальванического производства).

2.3 Подключение КИП и А ОПУ очистки стоков модульного типа к заводской системе мониторинга количества и качества сточных вод.

Участие Слесаренко И.В в выполнении НИОКР подтверждается списком исполнителей, включенным в промежуточные отчеты по контрактной работе и приказами о материальном поощрении исполнителей в составе временного творческого коллектива.

Справка предоставляется в Совет по защите диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук.

Начальник департамента
инновационного развития

Научный руководитель



Пастухов П.О.

Гульков А.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ Т



ООО "Энерджи Сан"
 Тел.: +7 (4232) 60-28-28
 Факс: +7 (4232) 64-65-99
 Сот.: +7 (4232) 99-46-92
 E-mail: energy-sun@mail.ru
 www.essolar.ru

690017, г. Владивосток, ул. Окатовая, 62

г. Владивосток

АКТ

применения результатов исследований Слесаренко И.В. при внедрении
 СВНУ на социальных и промышленных объектах Приморского края

За период 2013-2015 гг. ООО «Энерджи-Сан» модернизированы системы теплоснабжения на ряде социальных и промышленных объектов Приморского края с применением солнечных водонагревательных установок (СВНУ).

Наиболее значимые из этих работ имеют следующие основные показатели системы ГВС:

1. Промышленный объект (технологический цех) ООО «ВИК», поселок Заводской, Приморского края:
 - полная тепловая нагрузка системы ГВС - 1200 кВт;
 - замещающая мощность СВНУ - 1200 кВт;
 - количество солнечных коллекторов типа - 120 шт;
 - площадь рабочей поверхности коллекторов - 334,8 кв. м.
2. Административное здание КГУП «Примтеплоэнерго», ул. Героев Варяга дом. 12, г. Владивосток:
 - полная тепловая нагрузка системы ГВС – 200 кВт;
 - замещающая мощность СВНУ - 200 кВт;
 - количество солнечных коллекторов типа - 20 шт;
 - площадь рабочей поверхности коллекторов - 55,8 кв. м.
3. Административное здание ОАО «Дальневосточная энергетическая компания», ул. Тигровая дом 10, г. Владивосток:
 - полная тепловая нагрузка системы ГВС - 150 кВт;

- замещающая мощность СВНУ - 150 кВт;
- количество солнечных коллекторов типа - 15 шт;
- площадь рабочей поверхности коллекторов - 41,85 кв. м.

4. Многоэтажный 90 квартирный жилой дом в г. Владивостоке, район «Снеговая падь»:

- полная тепловая нагрузка системы ГВС - 500 кВт;
- замещающая мощность СВНУ - 500 кВт;
- количество солнечных коллекторов типа - 50 шт;
- площадь рабочей поверхности коллекторов - 139,5 кв. м.

При внедрении СВНУ и модернизации систем теплоснабжения указанных объектов м.н.с. ДВФУ Слесаренко И.В. обеспечивал разработку технико-экономического обоснования, участвовал в проектировании объектов и наладочных работах. При разработке схемных и конструкторских решений с разрешения автора использовались материалы диссертационной работы Слесаренко И.В.

Общая стоимость проектных, строительного-монтажных и наладочных работ на указанных объектах при внедрении СВНУ составила 19 млн. руб.

Генеральный директор

ООО «Энержи-Сан»



Новиков С.В.