ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «КУБАНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

ГНАТЮК Илья Сергеевич

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕЛИОУСТАНОВОК ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ И СОЗДАНИЕ НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СОЛНЕЧНОГО КОЛЛЕКТОРА

05.14.08 – «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии»

Диссертация

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор технических наук,

доцент Бутузов Виталий Анатольевич

Краснодар, 2016.

Содержание

стр.

Введение……..3

Глава 1. Текущее состояние и тенденции развития оборудования солнечных систем теплоснабжения

1.1Солнечные системы теплоснабжения……..8
1.2 Самодренируемые установки солнечного теплоснабжения……..….15
1.3 Солнечные коллекторы…….....21
1.4 Выводы по главе 1……..28

Глава 2. Исследование самодренируемых гелиоустановок

2.1 Разработка самодренируемых гелиоустановок……...30
2.2 Исследования самодренируемой гелиоустановки……..35
2.3Оценка экономической эффективности применения предложенного алгоритма пуска и технических решений……...36
2.4 Выводы по главе 2…….37

Глава 3. Исследование экспериментальной системы солнечного теплоснабжения большой мощности

3.1 Основные расчетные характеристики гелиоустановки……..38
3.2 Методика исследований гелиоустановки……41
3.3 Выводы по главе 3……..59

Глава 4. Исследование плоских солнечных коллекторов

4.1 Методика расчета солнечных коллекторов……60
4.2Расчет абсорберов солнечных коллекторов……72
4.3Интенсификация теплообмена в абсорберах солнечных коллекторов…..75
4.4Разработка конструкции плоского солнечного коллектора……82
4.5Исследования солнечных коллекторов……86
4.6Выводы по главе 4……...92

Заключение…….93

Список литературы……94

Приложения ……101

ВЕДЕНИЕ

Ограниченность запасов органического топлива диктует необходимость использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в первую очередь, для теплоснабжения. Европейский Союз планирует к 2020 году увеличить долю ВИЭ в своем энергобалансе до 20%. Руководством России также принимаются меры по развитию энергоисточников на основе ВИЭ. Указом президента РФ № 889 от 04.06.2008г «О некоторых мерах по повышению энергетической эффективности российской экономики», постановлением правительства РФ №426 от 03.06.2008г «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе ВИЭ», распоряжением правительства РФ №1-Р от 08.01.2009г утверждены основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности на основе ВИЭ на период до 2020 года. Из всех видов ВИЭ в системах теплоснабжения наиболее широко применяется солнечная энергия.

Солнечное теплоснабжение в мире является вторым по объемам использования видом возобновляемых источников энергии. В 2014 г. по данным австрийского Института прикладных исследований AEE INTEC установленная мощность солнечных систем теплоснабжения в мире составила 374 ГВт (535 млн. $м^2$) с годовой выработкой тепловой энергии 341 ТВт·ч. Данным Институтом по заданию Международного энергетического агентства (МЭА) ежегодно публикуется статистика по солнечным системам теплоснабжения стран мира.

При сооружении гелиоустановок применяются жидкостные солнечные коллекторы (СК): плоские, вакуумные, а также воздушные. Наибольшее количество гелиоустановок в мире построено с вакуумными СК – 208,76 млн м² (62,3%), при этом в Европе в основном применяются плоские коллекторы. По принципу действия жидкостные гелиоустановки подразделяют на термосифонные, работающие без насоса за счет разности плотностей воды в СК и в баке-аккумуляотре, а также на насосные. В мире преобладают термосифонные гелиоустановки (76%), а в Европе – насосные (60%).

По данным AEE INTEC в 2014 г. в России работало всего 12514 $м^2$ гелиоустановок, в том числе с плоскими СК 11504 $м^2$, с вакуумными 1010 $м^2$.

В России научные исследования в области солнечного теплоснабжения ведут Всероссийский институт электрификации сельского хозяйства, ЭНИН им. Кржижановского, Московский энергетический институт (ТУ), МГУ им. Ломоносова, ИВТАН и другие. Большой вклад в этой области внесли

ведущие российские ученые: Безруких П.П., Стребков Д.С., Амерханов Р.А., Попель О.С., Бутузов В.А., Харченко В.В., Елистратов В.В. и другие.

Актуальность темы диссертации состоит в необходимости создания и широкого применения в России принципов проектирования самодренируемых гелиоустановок, рекомендаций для проектирования гелиоустановок большой мощности, а также новой конструкции плоского солнечного коллектора.

Степень разработанности темы исследований:

Проблемам повышения эффективности самодренируемых систем (СДС) посвящены труды авторов Амерханова Р.А., Ботпаева Р.М. Бутузова, В.А. и др. В своих трудах авторами выполнен анализ конструкций СДС, применяемых и перспективных принципиальных схем, обзор проблем, возникающих при эксплуатации. Однако, для СДС, имеющих большой перепад отметок насосов и солнечных коллекторов существует проблема гидроударов при останове циркуляции, решение которой в трудах этих ученых не рассматривается.

Основоположники мировой гелиотехники Дж. Даффи и У. Бекман в своих работах изложили основные принципы разработки солнечных коллекторов и гелиоустановок, которые актуальны и в настоящее время. В России научные основы проектных решений для гелиоустановок разработаны д.т.н. Б.В. Тарнижевским, а также П.П. Безруких. Их работы содержат фундаментальные основы сооружения гелиоустановок и комбинированных солнечных систем небольшой мощности, однако разработка и испытания гелиоустановок площадью гелиополя более 100 м² работающих с дублирующей теплосетью в реверсивном режиме в трудах данных ученых не рассматривается.

Теоретическими вопросами конструирования солнечных коллекторов занимались Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского и Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства под руководством д.т.н. Д.С. Стребкова, в Краснодарском крае этим вопросом занимается д.т.н. Бутузов В.А. Под его руководством созданы конструкции плоских солнечных коллекторов, успешно выпускавшиеся многие годы на Ковровском механическом заводе, на базе которой разработано и построено более 100 гелиоустановок общей площадью 7000 м². Установлено, что недостаточно полно исследованы вопросы повышения эффективности солнечных коллекторов за счет интенсификации теплообмена в гидравлических каналах абсорбера, поэтому задача создания современной энергоэффективной конструкции солнечного коллектора весьма актуальна.

Целью работы является повышение энергетической эффективности с разработкой технических решений и методов создания самодренируемых гелиоустановок и автоматизированных систем солнечного теплоснабжения большой мощности, а также новой конструкции солнечного коллектора.

Задачи исследования:

1. Разработать основные требования к характеристикам оборудования, схемным решениям и алгоритмам автоматизации самодренируемых систем солнечного теплоснабжения большой мощности.
2. Разработать и исследовать автоматизированную самодренируемую систему солнечного теплоснабжения большой мощности с перепадом отметок установки солнечных коллекторов и баков-аккумуляторов свыше 30м.
3. Исследовать автоматизированную гелиоустановку мощностью 480 кВт (600 м²), позволяющую сбрасывать избыток тепловой мощности в тепловую сеть дублирующей котельной.
4. Разработать методы создания автоматизированных гелиоустановок большой мощности с дублирующим энергоисточником с обеспечением работы в реверсивном режиме.
5. Определить зависимость эффективности плоского солнечного коллектора от геометрических параметров абсорбера при турбулизации потока теплоносителя.
6. Разработать и исследовать характеристики опытного образца плоского солнечного коллектора с турбулизацией потока теплоносителя.
7. Разработать и изготовить стенд для сравнительных испытаний новой и сертифицированной конструкций солнечных коллекторов.

Научная новизну работы составляют:

- данные о протекании режимов работы самодренируемых гелиоустановок, методические рекомендации для определения характеристик самодренируемых солнечных систем теплоснабжения большой мощности с перепадом отметок насосов и солнечных коллекторов до 36 м;
- новые результаты о режимах преобразования и аккумулирования тепловой энергии гелиоустановками, на основании которых разработаны рекомендации по автоматизации систем солнечного теплоснабжения большой мощности;
- новый подход к организации работы автоматизированной гелиоустановки в реверсивном режиме с передачей пиковой избыточной тепловой мощности в тепловую сеть дублирующей котельной;

- методические рекомендации по расчету плоских солнечных коллекторов, особенностью которых является турбулизация потока теплоносителя в каналах абсорбера.

Практическая ценность исследования состоит в разработке научно обоснованных практических рекомендаций, предназначенных для конструирования солнечных коллекторов, проектирования гелиоустановок, позволяющие повысить их эффективность, а также конкурентоспособность традиционным системам теплоснабжения. Результаты диссертационного исследования использованы при разработке и создании новой конструкции солнечного коллектора, проектировании трех гелиоустановок в Краснодарском крае.

Объект исследования: самодренируемые системы солнечного теплоснабжения, гелиоустановки большой мощности, плоские солнечные коллекторы.

Предмет исследования: энергетические и технические параметры гелиоустановок и солнечных коллекторов.

Методы исследования. При выполнении работы использовались основы теплообмена, анализа и синтеза, оптимизации энергетической системы. Математическая обработка результатов проводилась на ПЭВМ с использованием прикладных программ: AutoCAD, АРМ “E-Pass”, ВКТ7 Easy2, Microsoft Excel.

Положения, выносимые на защиту:

1. Использование предложенных методических рекомендаций по определению характеристик оборудования самодренируемых гелиоустановок позволяет снизить потребление электроэнергии на 30% и обеспечить защиту оборудования от гидроударов;
2. Рекомендации и технические решения по автоматизации гелиоустановок большой мощности дают возможность выбирать оптимальные режимы, позволяющие повысить эффективность системы на 10% за счет работы в реверсивном режиме с передачей пиковой избыточной тепловой мощности в тепловую сеть дублирующей котельной;
3. Использование солнечного коллектора разработанной конструкции с турбулизацией потока теплоносителя в абсорбере обеспечивает повышение эффективности теплообмена на 10%.

Достоверность результатов исследования подтверждена соответствием результатов расчетов по предложенным автором методикам с данными испытаний гелиоустановок в Краснодарском крае, положительными

результатами применения на практике предложенных автором рекомендаций и методов повышения эффективности солнечных коллекторов и гелиоустановок.

Апробация работы.

Основные результаты диссертации были представлены на 10-ти международных и российских конференциях: Шестая молодежная Всероссийская школа МГУ (Москва, 2008г.); Седьмая международная научно-техническая конференция ВИЭСХ (Москва, 2010г.); Девятая Международная научно-техническая конференция «Энергосбережение и энергоснабжение в сельском хозяйстве» (Москва, 2014г.); Международная конференция «Промышленные и инженерные технологии» Южно-Казахстанский Государственный университет (Казахстан, Шымкент 2014г.); Всероссийская научная конференция и XI научная молодежная школа с международным участием «Возобновляемые источники энергии» МГУ (Москва, 2014г.), 9 Международная научно-техническая конференция «Энергосбережение и Энергообеспечение в сельском хозяйстве» ВИЭСХ (Москва, 2014г.), III Международная конференция «Возобновляемая энергия: проблемы и перспективы» (Махачкала, 2014г.); 5 Международная конференция «Инновации в сельском хозяйстве» (Москва, 2014г.); XI Международная конференция «Возобновляемая и малая энергетика – 2014» (Москва, 2014г.), 10 Международная научно-техническая конференция «Энергосбережение и Энергообеспечение в сельском хозяйстве» ВИЭСХ (Москва, 2016г.).

ГЛАВА 1. Текущее состояние и тенденции развития оборудования солнечных систем теплоснабжения

1.1Солнечные системы теплоснабжения

Из четырех наиболее масштабно применяемых технологий использования ВИЭ: солнечного теплоснабжения, ветроэнергетики, фотоэлектрических станций (ФЭС), геотермальных электростанций (ГеоЭС) по материалам Обзора мирового рынка солнечного теплоснабжения, выполненного в 2015 г. Францом Маутнером и Вернером Вайсом из института AEE INTEC, Австрия (далее обзор AEE INTEC), на первом месте ветроэнергетика, на втором – солнечное теплоснабжение. По данным на конец 2014 г. в мире установлено 535 млн. м² солнечных тепловых установок общей тепловой мощностью 374 ГВт [1].

Общая площадь гелиоустановок в России по данным AEE INTEC пока составляет около 12 541 м². Причин тому несколько: отсутствие федерального закона об использовании ВИЭ, государственной политики, доступного по цене оборудования и как следствие – отсутствие рынка гелиоустановок [2].

На рисунке 1.1 по материалам [1] приведена структура тепловых гелиоустановок с солнечными коллекторами (СК) всех типов по странам мира.

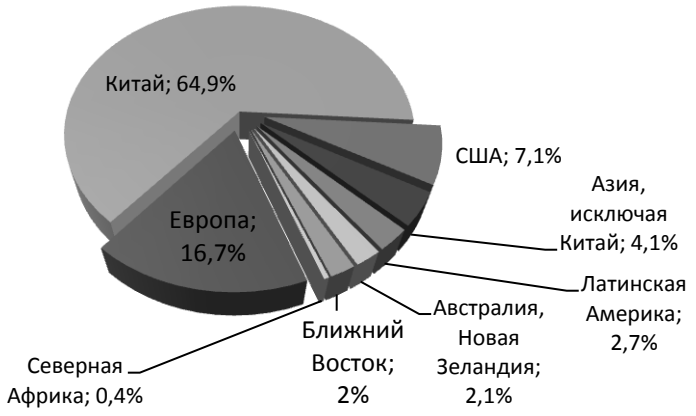


Рисунок 1.1 – Структура мощностей гелиоустановок с СК всех типов по странам и регионам мира.

Согласно принятой Международным энергетическим агентством (МЭА) методике гелиоустановки по назначению подразделяют на: горячее водоснабжение (ГВС), отопление и ГВС, централизованное теплоснабжение. На рисунке 1.2 приведена структура гелиоустановок мира по назначению. Преобладают гелиоустановки для ГВС – 95%, в том числе большинство для односемейных домов – 85%. Комбинированные гелиоустановки (отопление и ГВС) составляют 4% и гелиоустановки централизованного теплоснабжения – 1%.

В Европе структура гелиоустановок по назначению (рисунок 1.3) существенно отличается: выше доля комбинированных гелиоустановок (отопление и ГВС–19%) и гелиоустановок централизованного теплоснабжения (3%).

По принципу действия водяные гелиоустановки подразделяют на термосифонные, работающие без насоса за счет разности плотности воды в СК и в баке – аккумуляторе, а также на насосные. На рисунках 1.4 и 1.5 представлены структуры гелиоустановок по принципу действия в мире и в Европе, где доля насосных установок более чем вдвое больше, чем в мире.

Общая площадь гелиоустановок централизованного теплоснабжения к которым относят системы с площадью свыше 500м^2 в мире составляет 3,35 млн. м^2. Самая большая в мире гелиоустановка для теплоснабжения университета в г. Риаде (Саудовская Аравия) построена в 2012 г. площадью 36305м^2 (25МВт). 175 мегаватных гелиоустановок (большинство) работает в Европе с общей площадью СК 0,456 млн. м^2, в том числе 10 самых больших гелиоустановок эксплуатируются в Дании: Braedstrup (18612м^2), Vojens (17500 м^2), Gråsten (17200 м^2), Ringkøbing (15000 м^2), Veggerløse (12075 м^2), Sæby (11921 м^2), Gram (10073 м^2), Jægerspris (10000 м^2), Oksbøl (10000 м^2).

Каждая страна по структуре назначения имеет свою специфику. В Германии гелиоустановки ГВС составляют 45%, а комбинированные

установки – 43%. В Турции большинство (92%) солнечных тепловых установок работает на ГВС односемейных домов, а в Израиле – на ГВС многосемейных домов (78%).

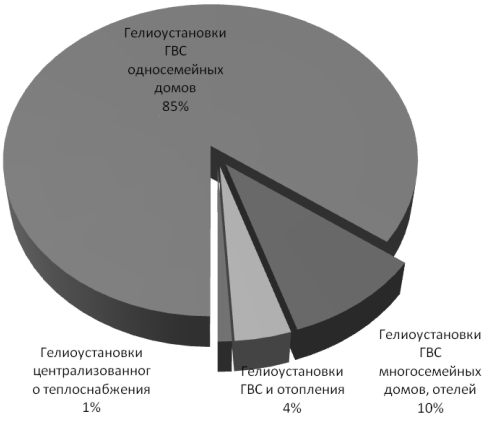


Рисунок 1.2 – Структура гелиоустановок мира по назначению

Рисунок 1.3 – Структура гелиоустановок Европы по назначению

Рисунок 1.4 – Структура гелиоустановок мира с остекленными водяными СК по принципу действия

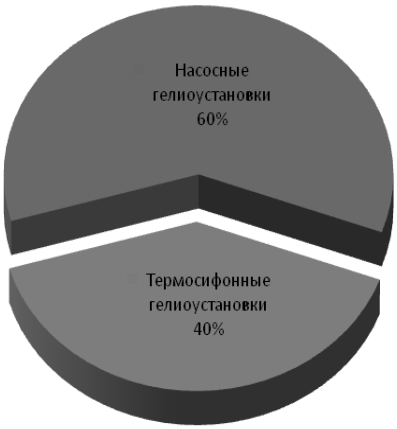


Рисунок 1.5 – Структура гелиоустановок Европы с водяными СК по принципу действия

В России статистика солнечного теплоснабжения отсутствует. Имеются данные по Краснодарскому, Ставропольскому краям, Бурятии, Астраханской и Волгоградской областей. В Краснодарском крае в 2013 году эксплуатировалась 151 гелиоустановка общей площадью 6573 м^2 (5,3 МВт). Уменьшение их площади связано с демонтажем отработавших срок солнечных коллекторов (СК) советского производства (в 2008 г. было 10000 м^2). На рисунке 1.6 представлена структура гелиоустановок (ГУ) данного региона по назначению. Большинство ГУ (51,6%) построено для гостиниц и санаториев на побережье Черного моря общей площадью 3392 м^2. На втором месте ГУ производственные объекты 1390 м^2 (21,1%). На социальных

объектах (больницах, детских садах) установлено 697 м^2 (10,6%) СК, на котельных 532 м^2 (8,2%).

Рисунок 1.6 – Структура гелиоустановок Краснодарского края по назначению

В Бурятии в 2013 г. эксплуатировалось 97 гелиоустановок общей площадью 4200 м^2 (Рисунок 1.7). Большинство (77,1%) составляют гелиоустановки производственных и социальных объектов – 3240 м^2. На втором месте установки ГВС односемейных домов – 710 м^2 (16,9%). В регионе получили развитие гелиоустановки отопления и ГВС односемейных домов (210 м^2, 5%) и воздушные отопительные системы.

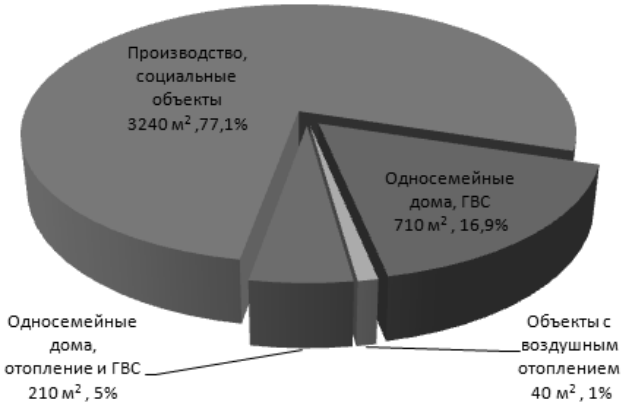


Рисунок 1.7 – Структура гелиоустановок Бурятии

В Волгоградской области построено 30 ГУ общей площадью 973 м^2. Наибольшее количество их эксплуатируется для больниц (520 м^2). На втором месте ГУ баз отдыха (434 м^2). Гелиоустановки ГВС односемейных домов не получили в регионе распространения (20 м^2). Особенностью развития ГУ в данном регионе в последние годы является преимущественно использование вакуумных СК китайских производителей.

В Ставропольском крае эксплуатируется 28 ГУ общей площадью 470 м^2. Наибольшее количество ГУ (177 м^2) построено для больниц. На втором месте

– ГУ многосемейных домов – 164 м^2. В данном регионе в основном применяются вакуумные СК швейцарских и итальянских производителей.

С учетом изложенного в России по данным Краснодарского и Ставропольского краев, Бурятии, Астраханской и Волгоградской областей всего эксплуатируется 307 гелиоустановок общей площадью 16440 м^2 (13,15 МВт). На рисунке 1.8 представлена структура гелиоустановок России по назначению. Больше всего работает солнечно – топливных котельных 4756 м^2 (28,9%). На втором месте ГУ гостиниц и санаториев – 3826 м^2 (23,4%). К многочисленной группе следует отнести ГУ социальных объектов – 3014 м^2 (18,3%) и производственных предприятий – 3000 м^2 (18,3%). На односемейных домах работает 1345 м^2 (8,2%) ГУ ГВС. На таких же домах на отопление и ГВС эксплуатируется 210 м^2 (1,3%) СК. Воздушные гелиоустановки – 40 м^2 (0,2%) и ГУ плавательных бассейнов – 21 м^2 (0,1%) не получили распространение [3].

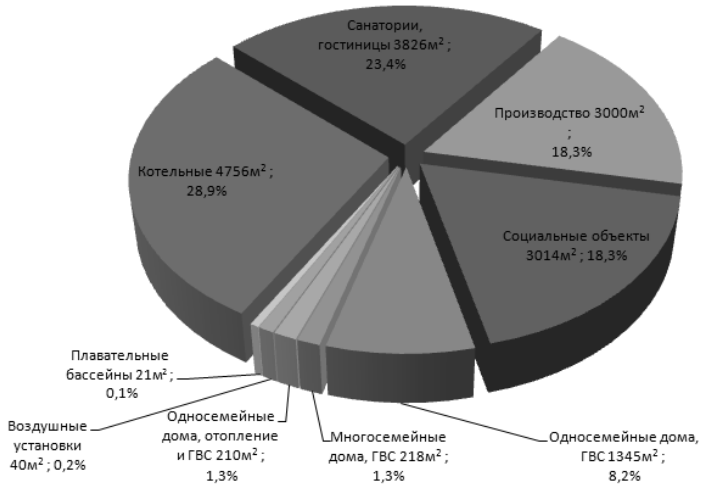


Рисунок 1.8 – Структура гелиоустановок России по назначению

По классификации всемирной программы солнечного отопления и охлаждения (SHS) по назначению различают гелиоустановки для плавательных бассейнов, горячего водоснабжения (ГВС) одно – и многосемейных домов, отопления и ГВС одно – и многосемейных домов, солнечного теплоснабжения (централизованного), воздушного отопления и охлаждения, высокотемпературных процессов. На рисунке 1.9 представлена структура гелиоустановок России согласно данной классификации. Подавляющее большинство (88,8%) ГУ относится к централизованному солнечному теплоснабжению – 14596 м^2.

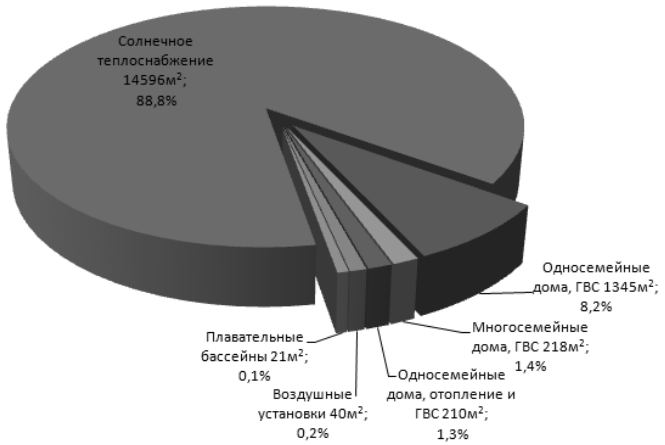


Рисунок 1.9 – Структура гелиоустановок России по классификации SHS

Основоположники мировой гелиотехники Дж. Даффи и У. Бекман в своих работах изложили основные принципы разработки солнечных коллекторов и гелиоустановок, которые актуальны и в настоящее время [4,5].

В России отсутствуют нормативные документы по проектированию гелиоустановок. Применяются советские документы:

- ВСН 52 86. Установки солнечного горячего водоснабжения, 1987г. [6];

- рекомендации по проектированию установок солнечного горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий, 1987г. [7];

- методические указания по расчету и проектированию систем солнечного теплоснабжения, 1990г. [8].

В настоящее время проектирование гелиоустановок ведется с применением компьютерных программ (Getsolar, Plysun, T*sol, TRNSYS) [9], которые включают в себя метеорологические базы, каталоги оборудования, нормы расчета и проектирования.

Научные основы проектных решений разработаны д.т.н. Б.В. Тарнижевским и его сотрудниками [10, 11, 12].

Теоретические вопросы сооружения гелиоустановок, в том числе для объектов агропромышленного комплекса разработаны во Всероссийском научно-исследовательском институте электрификации сельского хозяйства под руководством д.т.н. Д.С. Стребкова [13, 14], д.т.н. Харченко В.В. [15, 16].

Разработки методик расчета интенсивности солнечной радиации гелиоустановок в различных регионах России осуществляет Институт

высоких температур Академии наук РФ под руководством д.т.н. О.С. Попеля [17, 18].

Основателем школы возобновляемой энергетики в Краснодарском крае д.т.н. Р.А. Амерхановым разработаны теоретические вопросы сооружения гелиоустановок и солнечных коллекторов [19, 20, 21].

Теоретическими вопросами конструирования солнечных коллекторов, проектирования гелиоустановок, разработкой солнечных систем теплоснабжения занимается д.т.н. Бутузов В.А. Под его руководством разработано и построено более 100 гелиоустановок общей площадью 7000 м² [9, 19, 22].

В работах В.А. Бутузова и соавторов [23÷28] выполнен анализ перспектив развития мирового и российского рынка гелиоустановок, проектных решений гелиоустановок Краснодарского края. Наибольшее распространение в мире и в России получили термосифонные гелиоустановки, анализ конструкций которых выполнен в работах [29÷32]. Вопросам экономической целесообразности сооружения гелиоустановок посвящены работы [33÷37].

Успехи в развитии российского солнечного теплоснабжения во многом обязаны работам д.т.н. Безруких П.П. [38, 39].

Развитие гелиоустановок, методик расчета гелиоустановок, создание демонстрационных солнечных систем осуществляется под руководством д.т.н. В.В. Елистратова [40, 41].

Анализ литературы позволил установить отсутствие рекомендаций по созданию гелиоустановок большой мощности. В литературе рассматриваются вопросы совместной работы гелиоустановок с дублирующим источником тепловой энергии только в режиме догрева. Отсутствуют технические решения по реверсивным режимам работы со сбросом избыточной тепловой энергии гелиоустановки в котельную.

1.2Самодренируемые установки

Самодренируемые системы солнечного теплоснабжения (СДС, DBS – drainback systems) являются одними из перспективных направлений развития гелиотехники [9, 42, 43]. Особенностью их конструкции является опорожнение солнечных коллекторов от теплоносителя при остановке насоса гелиоконтура в специальный бак (drainback tank) или бак-аккумулятор.

Широкое применение СДС получили в Нидерландах, где были ужесточены нормативные требования к теплоносителям гелиоустановок [44÷46]. Так при использовании гликолевых теплоносителей предписывалось применение двойных теплообменников для предотвращения попадания гликолей в организм человека. Уже в 2000-е годы в этой стране 80% всех гелиоустановок строились самодренируемыми [47]. В восьмидесятые годы в Европе и США были запатентованы десятки конструкций СДС [48÷50]. Применяются гелиоустановки СДС как с металлическими, так и с пластиковыми солнечными коллекторами [51, 52]. Ботпаевым Р. и соавторами [53] выполнен анализ 50 конструкций СДС с площадью СК от одного - двух до нескольких тысяч квадратных метров. Отмечается, что их доля на европейском рынке составляет около 20%. Самая большая в мире СДС площадью 2400 м² построена в г. Бреде в Нидерландах для теплоснабжения кондитерской фабрики [54].

По материалам статьи [55] в таблице 1.1 приведен перечень 44 компаний мира, производящих СДС.

Таблица 1.1

Страна	Компания
1	2
США	- Alternate Energy Technologies; - Energy Lab; - Fafco Inc.; - Free Hot Water; - Integrated Solar LLC; - Morley Manufacturing; - Rheem; - Solar Hot; - Solar Kies; - Sun Earth;
Германия	- Bosswerk GmbH & Co. KG; - FSAVE; - PAW GmbH & Co. KG; - Rotex Heating Systems GmbH; - STI GmbH; - Vaillant GmbH; - Wagner & Co. Solartechnik GmbH;
Италия	- Agrites S.R.L.; - Boilernova; - Hermann Saunier Duval; - Teknoenergy;
Швейцария	- Helvetic Energy GmbH; - Soltop Schuppisser AG; - Vögelin Energie-und Solartechnik; - Walter Meier (Klima Schweiz) AG;
Англия	- Alpha Term Ltd; - Atmos Heating Systems; - Viridian Solar Ltd;
Франция	- Eklor; - Saunier Duval; - Tecsol SA;
Испания	- Artersa SA; - Orkli S. Coop.;
Турция	- Baymak A.S.; - Ezinc Metal San Tic A.S.

1	2
Бельгия	- Bulex; - European Solar Engeneering SA
Нидерланды	- Itho Deelderop BV; - ZEN International;
Прочие	- Catch Solar Energy AS (Дания); - Magen Eco-Energy Ltd (Израиль); - Protherm s.r.o (Словакия); - Solarhaut Industries Pty Ltd (Австралия); - Termicol Energie Solar S.L. (Евросоюз).

Наиболее полно типизация СДС по гидравлической конфигурации выполнена Р. Ботпаевым и другими в работе [55]. На рисунке 1.10 представлено 8 схем.

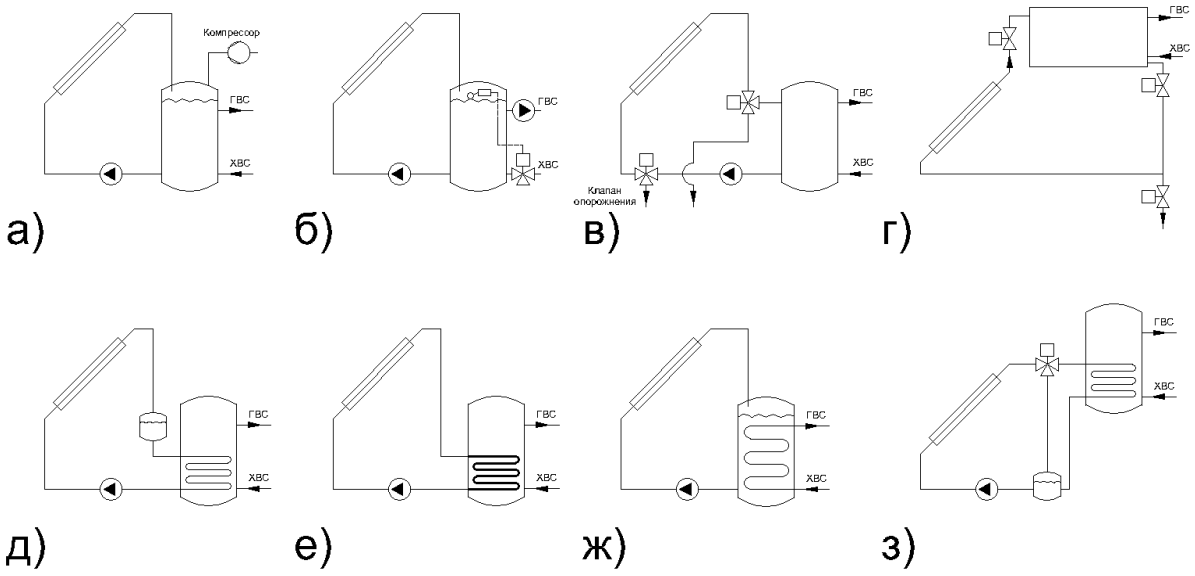


Рисунок 1.10 Типовые схемы СДС

Схема а) с воздушным компрессором не получила широкого применения. При отключении компрессора имеет место опасность размораживания системы. Схема б) с баком под атмосферным давлением получила в России наиболее широкое применение. Отличается простотой и надежностью. Схема в) с прямым дренажом имеет низкую надежность. При срабатывании сбросных клапанов теряется теплоноситель. Схему г) с термосифонной циркуляцией не следует относить к СДС. При срабатывании сбросных клапанов теряется не только теплоноситель из коллекторов, но и из бака-аккумулятора. Схема д) со специальным дренажным баком после коллектора получила широкое применение, в том числе для ГУ большой мощности. Схема е) с увеличенной вместимостью змеевика бака применяется, как

правило, для ГУ малой мощности. Схема ж) с баком под атмосферным давлением и змеевиком нагреваемой воды является разновидностью схемы б). Схема з) со специальным дренажным баком до коллектора не получила широкого распространения.

Ботпаев Р. и соавторы в работе [55] отмечают следующие достоинства СДС:

- возможность снижения стоимости. При их сооружении в гелиоконтуре отсутствует избыточное давление и перегрев, что делает возможным применение пластиков;

- упрощение конструкции – отсутствует теплообменник гелиоконтура, предохранительные устройства;

- повышенная безопасность из-за отсутствия в гелиоконтуре избыточного давления;

- отсутствует завоздушивание;

- повышение тепловой мощности при замене теплоносителей на основе гликолей водой;

- защита от замерзания;

- защита от перегрева;

- возможность применения для периодически работающих объектов (спортивные центры; гостиницы);

- быстрый запуск после остановки.

В данной работе отмечены также недостатки СДС:

- необходимость тщательного монтажа, в том числе обеспечение заданных уклонов;

- особые требования к конструкции солнечных коллекторов и другим компонентам гелиоустановки;

- опасность коррозии гелиоконтура;

- балансировка коллекторов по гидравлике и удаление воздуха;

- значительный уровень шума;

- возможность образования органических веществ в гелиоконтуре.

Мировыми лидерами являются Норвегия (до 70% всех ГУ выполняют самодренируемыми), США (20%), Франция (15%). В большинстве СДС (86%) применяются плоские СК при равном соотношении регистровых и змеевиковых гидравлических схем абсорберов. Вакуумные и пластиковые СК не получили в СДС широкого применения (9% и 5% соответственно). Для обеспечения дренируемости диаметры трубок СК должны быть больше 10 мм. В качестве теплоносителя применяют как химочищенную воду, так и составы на основе гликолей. Давление в гелиоконтуре – не более 1 бар. В СДС используют три вида насосов гелиоконтура: с частотным регулированием, последовательным соединением, как правило, двух насосов, специальные конструкции насосов. В статье отмечается, что наибольшая эффективность достигается при использовании насосов с частотным регулированием. В СДС применяют в основном центробежные насосы (96%), лопастные насосы составляют 2%, шестеренчатые также 2%. Обвязка СК и оборудования СДС выполняется в основном медными и стальными нержавеющими трубами. Уклоны труб от солнечных коллекторов к дренажным бакам составляют от 21 мм/м по американским нормам ASHRAE до 10 мм/м у европейских фирм.

В работе [56] отмечены следующие дополнительные требования к гидравлике СДС:

- рекомендуется применять только дренируемые солнечные коллекторы;

- трубы до и после СК выполняют с уклоном в сторону дренажных баков;

- необходимость дополнительных объемов для удаления воздуха (специальные баки или увеличение вместимости бака-аккумулятора);

- насос должен обеспечивать заполнение СДС и преодоление гидравлических сопротивлений СК и труб;

- после насосов обратный клапан не устанавливается.

Для работы СДС характерны три основных режима:

- заполнение гелиоконтура теплоносителем с вытеснением воздуха;

- расчетный режим циркуляции теплоносителя в гелиоконтуре;

- остановка насоса и слив теплоносителя из гелиоконтура.

На рисунке 1.11 приведены схема и графики режимов работы для СДС малой мощности по данным [56]. Время запуска установок до 10 минут в

зависимости от количества солнечных коллекторов. Как следует из рисунка 2 при продолжительности пуска 150 с принято выделять три режима: A-B – предпусковые операции; B-C – процесс заполнения коллекторов теплоносителем и вытеснения воздуха; C-D – процесс устойчивой работы.

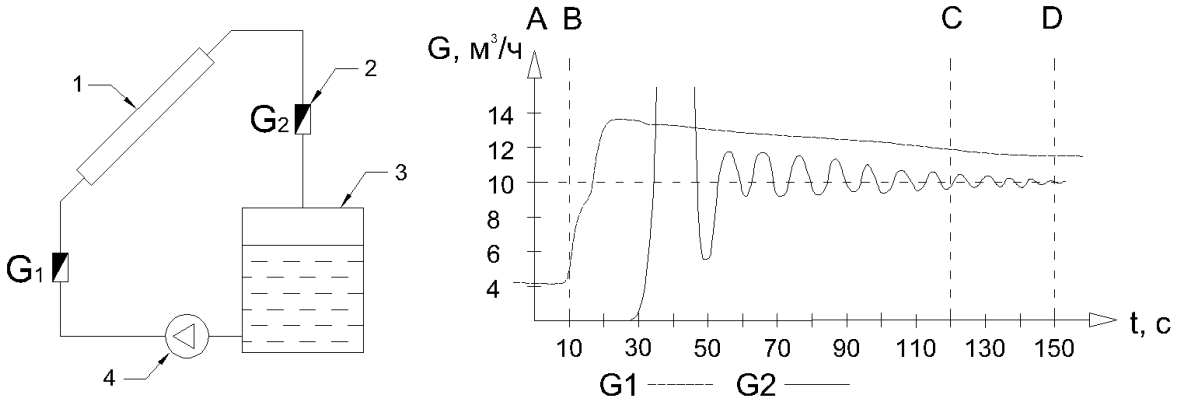


Рисунок 1.11 – Схема СДС и режимы работы.

1 – солнечные коллекторы; 2– расходомер; 3 – бак аккумулятор; 4 – насос.

В статье [56] отмечена также важность поддержания избыточного давления в верхней части гелиоустановки.

Разнообразием технических решений отмечаются СДС французской фирмы TECSOL [57]. Ею построено 40 таких установок общей площадью 2325 м². на рисунке 1.12 представлена типовая схема гелиоустановки данной фирмы. Гелиоустановка включается в работу при солнечной радиации более 150 Вт/м² и останавливается при 120 Вт/м². Насос гелиоконтура «9» включается в работу при температуре воды в баке-аккумуляторе «4» на 7 °С выше чем на входе в теплообменник гелиоконтура «8» и останавливается при температуре ниже чем на 2 °С. Защита насосов от перегрева настроена на их останов при температуре 85 °С. В гелиоконтуре соотношение объемов следующее: жидкость – ¾, воздух – ¼. Максимальное давление теплоносителя в гелиоконтуре – 1 бар.

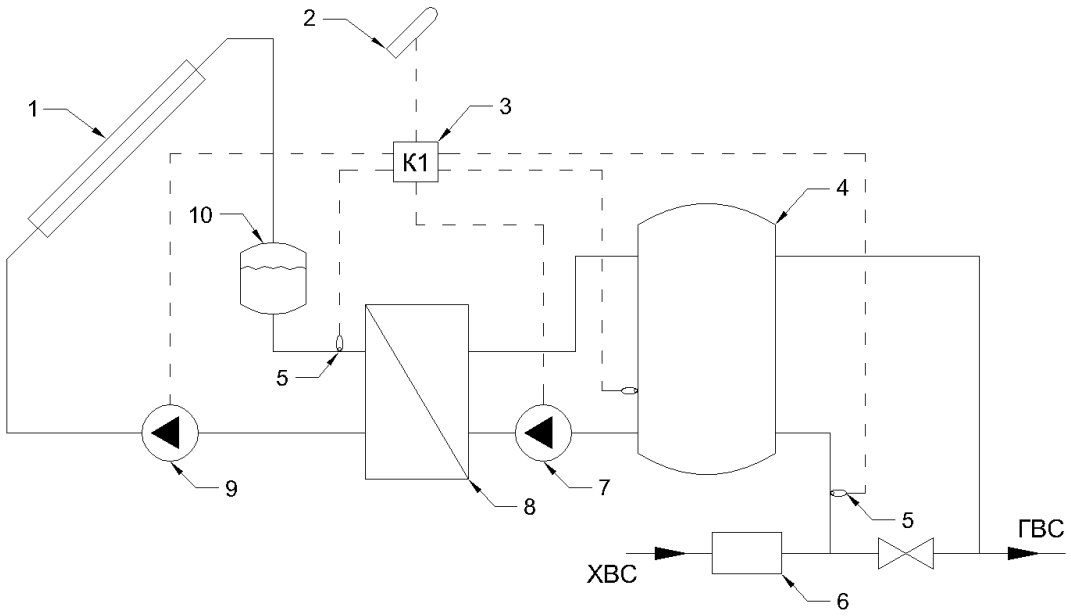


Рисунок 1.12 – Схема СДС фирмы TECSOL (Франция).

1 – солнечные коллекторы; 2 – датчик солнечной радиации; 3 – контроллер гелиоустановки; 4 – бак-аккумулятор; 5 – термопреобразователь; 6 – химводоочистка; 7 – насос загрузки бака-аккумулятора; 8 – теплообменник гелиоконтура; 9 – насос гелиоконтура; 10 – дренажный бак.

В работах В.А. Бутузова [42, 43] выполнен анализ самодренируемых гелиоустановок малой мощности. Результаты исследований самодренируемой гелиоустановки большой мощности автором представлены в работе [58].

Анализ публикаций по СДС показал, что все рекомендации по их созданию даются для гелиоустановок площадью до 20 м². Отсутствуют рекомендации и методики расчета характеристик насосов гелиоконтура и алгоритмы автоматики.

1.3Солнечные коллекторы

При сооружении гелиоустановок применяются жидкостные СК: плоские (остекленные и неостекленные), вакуумные трубчатые (ВТСК), а также воздушные СК: неостекленные и остекленные. На рисунке 1.13 приведена структура площади различных типов СК. Наибольшее количество гелиоустановок построено с вакуумными коллекторами 208,76 млн. м^2 (62,3%). При этом в Европе преобладают плоские коллекторы (87%) – рисунок 1.14.

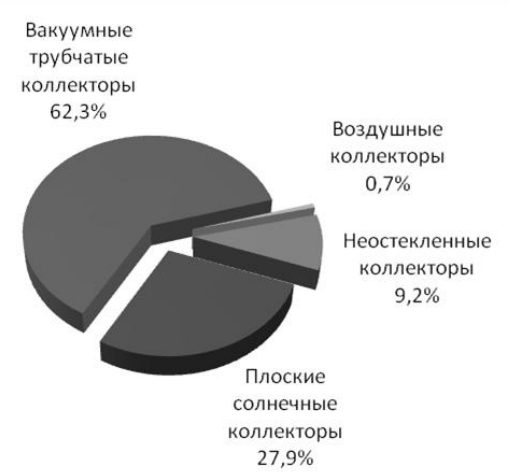


Рисунок 1.13 – Структура площадей различных типов СК в мире.

Рисунок 1.14 – Структура типов солнечных коллекторов гелиоустановок в Европе.

В работе [1]выполнен сравнительный анализ 184 конструкций плоских солнечных коллекторов основных производителей. В работах [59÷63] с участием автора определены основные конструктивные и технологические решения по каждому элементу конструкции. Анализ современных данных показал существенные изменения конструктивных и технологических решений.

В последнее время в отрасли мировой гелиотехники наметилось снижение роста производства. Мировой экономический кризис внес коррективы и выявил недостатки в стоимостных характеристиках продукции. Для выхода из сложившейся ситуации производители по всему миру разделились на два лагеря. С одной стороны ведется работа над повышением эффективности продукции, работа над деталями конструкции, с другой стороны основные усилия направлены на снижение стоимости продукции, даже в ущерб ее качеству.

Некоторые производители пробуют свои силы в производстве специфических типов СК, например, достигая экономической выгоды за счет производства больших СК для крупных гелиоустановок (ГУ). На рисунке 1.15 представлено соотношение площадей производимых коллекторов.

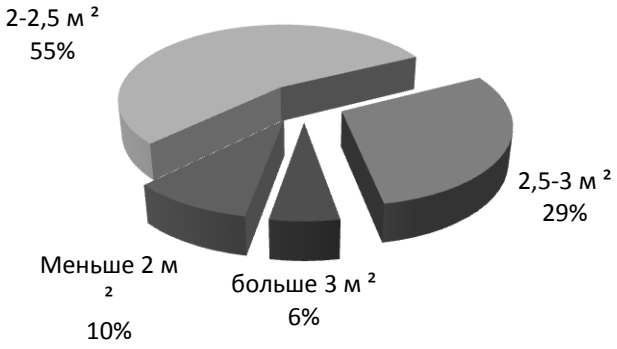


Рисунок 1.15 – Соотношение величин единичных площадей СК.

Постоянное повышение мировых цен на медь подталкивает производителей все больше использовать алюминий в качестве материала для абсорбера, причем не только алюминиевого листа, но и трубок. Для повышения коррозионной стойкости трубок их выполняют биметаллическими – с медной внутренней и алюминиевой наружной частью. Соотношение материалов листов абсорберов представлено на рисунке 1.16, используемых для абсорберов трубок – на рисунке 1.17.

Создание качественного селективного покрытия – это сложный и емкий в финансовом и ресурсном плане процесс, поэтому наблюдается приоритет использования готовых листов с покрытиями от ведущих производителей данной продукции. Тем не менее, некоторые производители СК используют собственные способы обработки листа абсорбера. Диаграмма покрытий представлено на рисунке 1.18.

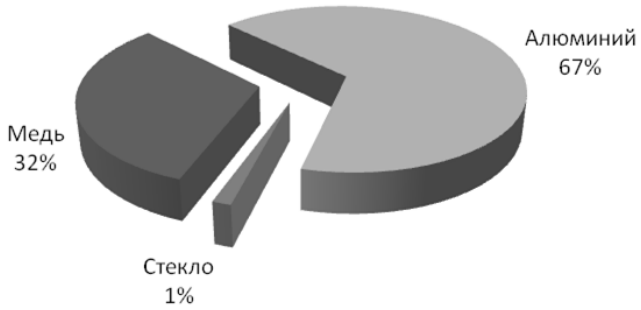


Рисунок 1.16– Материал листа абсорбера

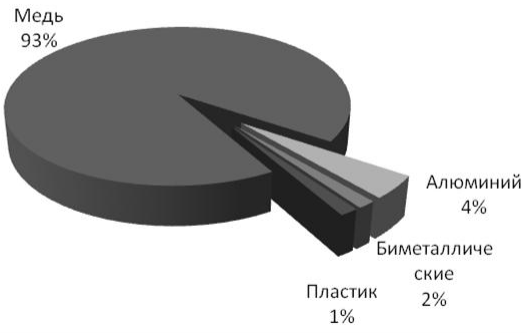
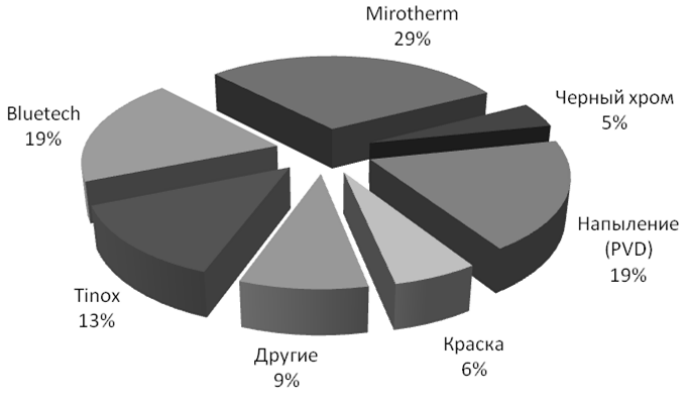


Рисунок 1.17– Материал трубок абсорбера.

Большинство производителей выбирают листотрубную конструкцию абсорбера, хотя и плавниковая также используется. Соотношение конструкций представлено на рисунке 1.19.



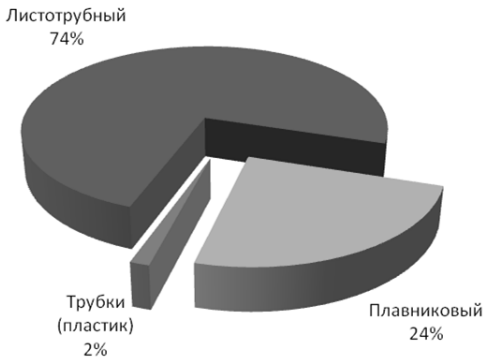
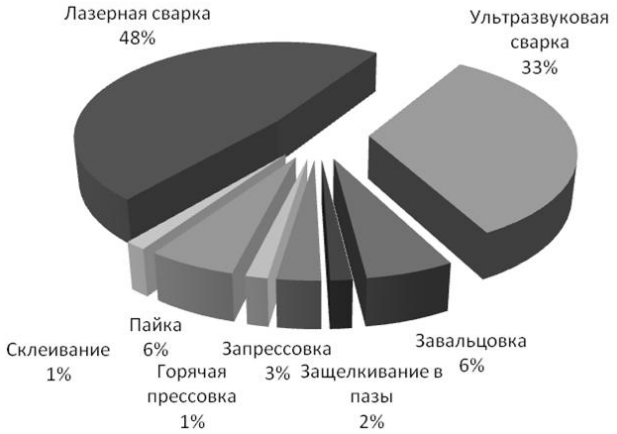


Рисунок 1.18 – Покрытие абсорбера.

Рисунок 1.19 – Тип абсорбера.

Сборка абсорбера трудоемкий процесс, определяющий основные характеристики и надежность СК. Производители стараются снизить затраты на данную операцию и максимально автоматизировать данный процесс. Типы используемых при сборке приемов представлены на рисунке 1.20.

Все больше производителей отказывается от «коллекторной» гидравлической схемы в пользу «змеевиковой», более простой в изготовлении, но имеющей большее гидравлическое сопротивление, и не подходящей для систем с естественной циркуляцией. Распределение представлено на рисунке 1.21.



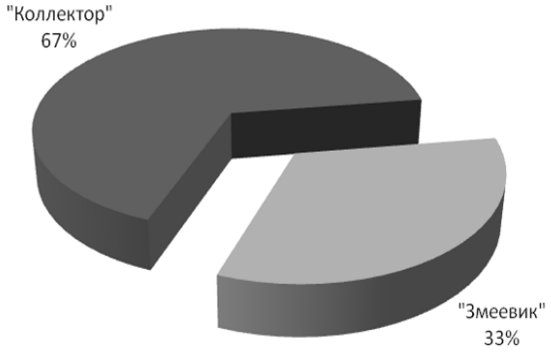


Рисунок 1.20 – Тип сборки абсорбера.

Рисунок 1.21 – Гидравлическая схема абсорбера.

Для сокращения стоимости СК производители стараются экономить на всех компонентах коллектора, в том числе и на корпусе. Пластик все больше находит применение в качестве элементов корпуса. Некоторые

производители используют для задней стенки коллектора стальные листы с различными покрытиями и пластиковые панели. Материалы корпуса представлены на рисунке 1.22, материал для задней стенки СК на рисунке 1.23.

Рисунок 1.22 – Материал корпуса СК.

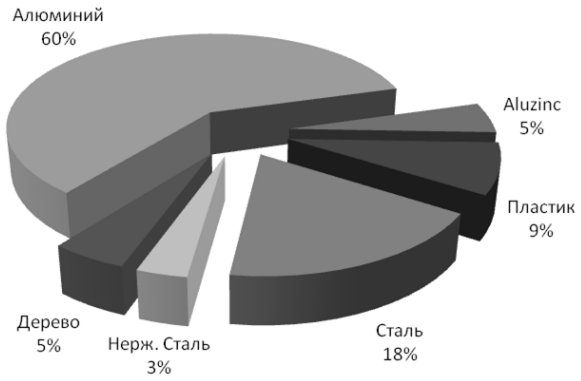


Рисунок 1.23 – Материал задней стенки СК.

Выбор теплоизоляционных материалов производителями разнообразен, но преобладающим материалом является каменная вата, некоторые поставщики выполняют теплоизоляционные маты с выемками для труб коллектора. Используемые материалы представлены на рисунке 1. 24.

Выбор производителей в части оснащения кромок СК теплоизоляцией не однозначен. Использование данного технического решения производителями представлено на рисунке 1.25.

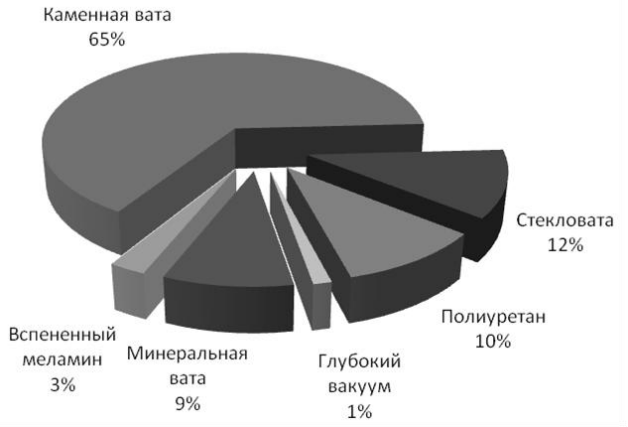


Рисунок 1.24 – Материал изоляции.

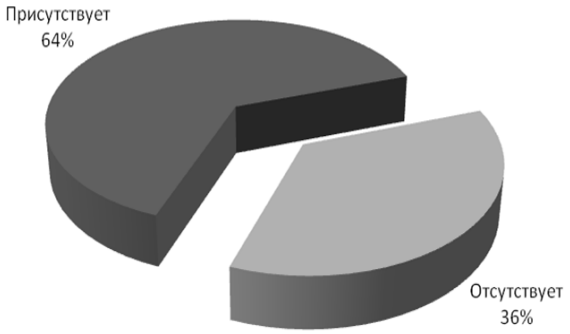


Рисунок 1.25. – Теплоизоляция кромок СК.

Анализ тенденций развития конструкций солнечных коллекторов, выполненный в работах [59, 60], позволил установить, что до мирового экономического кризиса 2008 г. основным направлением совершенствования

гелиоустановок было повышение эффективности солнечных коллекторов за счет применения дорогостоящих материалов и технологий. Такая конструкция коллектора включала полностью медный листотрубный абсорбер с PVD селективным покрытием, изготовленный с применением энергозатратной лазерной или ультразвуковой сварки, просветленное градостойкое, матовое, антибликовое стекло, корпус из алюминиевого профиля, покрытие с тыльной стороной из листового алюминия. Теплоизоляция – пенополиуретан. Метод крепления стекла к корпусу – клеевая запрессовка. Абсорберы выполнялись с гидравлическими схемами: регистр и змеевик. Диаметры медных трубок 8 мм и менее, регистровые – от 18 мм. В результате стоимости новых конструкций СК возрастали непропорционально значениям повышения их тепловой эффективности. Данная тенденция поощрялась значительными государственными субсидиями в зарубежных странах и растущим мировым рынком гелиоустановок.

После кризиса 2008 г., с уменьшением темпов роста мировой экономики, сокращением государственных мер стимулирования использования ВИЭ новым трендом развития гелиоустановок стало удешевление конструкций СК. Стало очевидно, что при оценке использования ВИЭ, в том числе гелиоустановок, пользоваться только экономическими показателями недальновидно. Солнечные коллекторы используют распределенную энергию и более объективно сопоставление количества тепловой энергии, выработанной за срок службы с количеством энергии, затраченной на изготовление СК.

В настоящее время в России действуют следующие нормативные документы: ГОСТ Р51595-2000. Коллекторы солнечные. Общие технические условия [64], ГОСТ 51596-2000. Коллекторы солнечные. Методы испытаний [65].

По формуле Хоттеля – Уиллера – Блисса КПД солнечного коллектора [4]:

$$\eta = \frac{q_{\text{пол}}}{E} = F'\left(\tau\alpha - U_l\frac{\bar{t}_{\text{ж}} - t_{\text{в}}}{E}\right), \quad (1.1)$$

где: $q_{\text{пол}}$ – полезная тепловая мощность коллектора; E – плотность потока суммарной солнечной радиации в плоскости коллектора; τ – пропускательная способность прозрачной изоляции; α – поглощательная способность панели коллектора; U_l – общий коэффициент тепловых потерь; $\bar{t}_{\text{ж}}$ – средняя температура жидкости в коллекторе; $t_{\text{в}}$ – температура окружающего воздуха; F' – коэффициент эффективности поглощающей панели.

Согласно второй модели оптический КПД СК определяется по формуле [4]:

$$\eta_o = \frac{E - q_{\text{тпс}}}{E} \quad (1.2)$$

$$q_{\text{тпс}} = K_{\text{Ср}-\text{о}}(t_p - t_o), \quad (1.3)$$

где: η_o – оптический КПД СК; t_p, t_o - температуры абсорбера и воздуха; E – плотность потока суммарной солнечной радиации в плоскости коллектора; $q_{\text{тпс}}$ – количество тепловой энергии, теряемой при прохождении солнечной радиации через прозрачную изоляцию; $K_{\text{Ср}-\text{о}}$ - коэффициент теплопередачи от абсорбера к окружающему воздуху.

Д.т.н. Р.Р. Авезовым в работе [66] предложено определять $K_{\text{Ср}-\text{о}}$ по формуле:

$$K_{\text{Ср}-\text{о}} = \frac{1}{\alpha_{\text{Кр}-\text{с}} - \alpha_{\text{Лр}-\text{с}}} + \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\delta_{Ci}}{\lambda_{Ci}}\right) + \sum_{i=2}^{n}\left[\frac{1}{\alpha_{Kci-1-Ci} + \alpha_{Лci-1-Ci}}\right] + \frac{1}{\alpha_{\text{Кс}-\text{о}} + \alpha_{\text{Лс}-\text{о}}}, \quad (1.4)$$

где: $\alpha_{\text{Кр}-\text{с}}, \alpha_{\text{Лр}-\text{с}}$ - коэффициенты лучистого и конвективного теплообмена между абсорбером и стеклом; δ_{Ci} - толщина стекла; λ_{Ci} - коэффициент теплопередачи стекла; n - число слоев стекла; $\alpha_{Kci-1-Ci}, \alpha_{Лci-1-Ci}$ - коэффициенты конвективного и лучистого теплообмена между стеклом и окружающим воздухом.

Согласно [66] уравнение баланса энергии для СК имеет вид:

$$q_{\text{пол}} = q_{\text{погл}} - U(\overline{T}_{\text{п}} - T_{\text{о}}), \quad (1.5)$$

где: $q_{\text{пол}}, q_{\text{погл}}$ - удельные полный и поглощенный потоки солнечного излучения; U - коэффициент тепловых потерь СК; $\overline{T}_{\text{п}}, T_{\text{о}}$ – средние

температуры абсорбера и окружающей среды.

Тепловая мощность коллектора по [4] определяется по формуле:

$$q_{\text{к}} = \frac{1}{\text{A}} F_R(\alpha\tau)H[1 - U(t_{\text{вх}} - t_{\text{о}})/\tau(\alpha\tau)H], \quad (1.6)$$

где: A - площадь СК; F_R - коэффициент отвода тепла от СК; α - поглощательная способность абсорбера; τ – пропускательная способность стекла; H - плотность солнечного излучения; U - полный коэффициент тепловых потерь коллектора; $t_{\text{вх}}, t_{\text{о}}$ - температура теплоносителя на входе в абсорбер и окружающей среды.

Коэффициент потерь в СК определяется по формуле [5]:

$$U = \frac{\sigma(\bar{T}_{\text{п}}^2 - T_{\text{о}}^2)(\bar{T}_{\text{п}} - T_{\text{о}})}{[\mathcal{E}_{\text{п}} + 0{,}05\nu(1-\mathcal{E}_{\text{п}})]^{-1} + (2\nu + \text{c} - 1)/\mathcal{E}_{\text{с}}} + \left[\frac{\delta_{\text{дн}}}{\lambda_{\text{дн}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{дн}}}\right]^{-1} + \left[\frac{\nu}{344/T_{\text{р}}(T_{\text{р}} - T_{\text{о}})(\nu + c)^{0.31}} + \frac{1}{\alpha_{\text{с}}}\right]^{-1} + \alpha_{\text{ст}} \frac{A_{\text{ст}}}{A}, \quad (1.7)$$

где: σ - постоянная Стефана-Больцмана; $\mathcal{E}_{\text{п}}$ и $\mathcal{E}_{\text{с}}$ - степени черноты абсорбера и стекла; ν - число слоев прозрачной изоляции; $\alpha_{\text{с}}$, $\alpha_{\text{дн}}$, $\alpha_{\text{ст}}$ - коэффициенты теплопередачи соответственно стекла, днища и стенки; $\delta_{\text{дн}}$, $\lambda_{\text{дн}}$ - соответственно толщина и коэффициент теплопроводности днища; $T_{\text{р}}$ - равновесная температура коллектора; $A_{\text{ст}}$, A - площади соответственно стекла и остекленной части коллектора.

$$\text{c} = (1 - 0{,}04\alpha_{\text{с}} + 5 \cdot 10^{-4}\alpha_{\text{с}}^2)(1 + 0{,}058\upsilon) \quad (1.8)$$

$$\alpha_{\text{с}} = 5{,}7 + 3{,}8\,\upsilon, \quad (1.9)$$

где: υ - скорость ветра

$$T_{\text{р}} = \frac{(\tau\alpha)q_{\text{под}}}{U} + T_{\text{о}}. \quad (1.10)$$

Коэффициент теплообмена абсорбера к теплоносителю

$$Nu = 0{,}85(1 + \beta)^{0{,}23} Re^{0.23}, \quad (1.11)$$

где: Nu, Re – числа Нуссельта и Рейнольдса; β - угол наклона коллектора.

Анализ результатов ранее выполненных исследований, опыта разработки конструкций солнечных коллекторов позволили автору установить необходимость разработки новой конструкции плоского солнечного коллектора, отличительной характеристикой которого является применение листотрубного абсорбера с турбулизацией потока

теплоносителя.

1.4Выводы по главе 1

1. Анализ литературы показал, что одной из перспективных конструкций гелиоустановок являются самодренируемые. Их применение позволяет уменьшить стоимость, повысить надежность и безопасность. Достаточно полно разработаны вопросы создания самодренируемых гелиоустановок малой мощности площадью до 20 м². Для таких систем большой мощности отсутствуют рекомендации подбора оборудования и проектирования.
2. Из анализа литературы следует, что достаточно полно отражены методики подбора оборудования и режимов работы гелиоустановок большой мощности. Практически отсутствуют рекомендации по проектированию систем автоматизации таких установок, в том числе в реверсивном режиме со сбросом избыточной мощности гелиоустановки к дублирующему источнику теплоснабжения.
3. Анализ литературных данных показал, что известные методики расчета плоских солнечных коллекторов не учитывают возможность повышения тепловой эффективности за счет турбулизации потока теплоносителя в абсорбере.

Таким образом, цель работы можно сформулировать следующим образом: повышение энергетической эффективности систем солнечного теплоснабжения с разработкой рекомендаций по их проектированию, а также конструкции солнечного коллектора с турбулизацией потока теплоносителя в каналах абсорбера.

Для достижения цели в работе решались следующие задачи:

1. Разработать основные требования к характеристикам оборудования, схемным решениям и алгоритмам автоматизации самодренируемых систем солнечного теплоснабжения большой мощности.
2. Разработать и исследовать автоматизированную самодренируемую систему солнечного теплоснабжения большой мощности с перепадом

отметок установки солнечных коллекторов и баков-аккумуляторов свыше 30м.

3. Провести исследования автоматизированной гелиоустановки мощностью 480 кВт (600 м²), позволяющую сбрасывать избыток тепловой мощности в тепловую сеть дублирующей котельной.
4. Разработать методы создания автоматизированных гелиоустановок большой мощности с дублирующим энергоисточником с обеспечением работы в реверсивном режиме.
5. Определить зависимость эффективности плоского солнечного коллектора от геометрических параметров абсорбера при турбулизации потока теплоносителя.
6. Разработать и исследовать характеристики опытного образца плоского солнечного коллектора с турбулизацией потока теплоносителя.
7. Разработать и изготовить стенд для сравнительных испытаний новой и сертифицированной конструкций солнечных коллекторов.

Для решения поставленных задач диссертационная работа имеет следующую структуру. Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована ее цель, научная новизна, определены основные задачи, практическая ценность полученных результатов. В главе 2 приводятся результаты исследования самодренируемых гелиоустановок. В главе 3 представлены результаты исследования системы теплоснабжения большой мощности. В главе 4 представлены результаты исследования плоских солнечных коллекторов. В заключении приведены основные выводы.

ГЛАВА 2. Исследования самодренируемых гелиоустановок

2.1 Разработка самодренируемых гелиоустановок

Как показано в главе 1 в России наибольшее применение получили открытые самодренируемые гелиоустановки площадью свыше 20 м². Такие установки на 20-30% дешевле обычных, не требуют дорогостоящих теплоносителей.

В таблице 2.1 представлены характеристики одноконтурных открытых СДС, построенные с участием автора с солнечными коллекторами Ковровского механического завода (КМЗ).

Таблица 2.1

Характеристики СДС построенных с участием автора.

№ п/п	Адрес, место размещения гелиоустановки	Площадь гелиополя, м²	Количество и вместимость баков, м³	Разница между высотой СК и баков
1	Краснодар, ул. Селезнева, 199	48	1x3	6,0
2	Краснодар, ул. Постовая, отель	178	2x10	30
3	Тихорецк, локомотивное депо	97	2x6	7,0
4	Геленджик, п. Архипо-Осиповка, пансионат	26,2	1x2,5	2,0
5	Туапсинский район, с. Бжид, бухта Инал, база отдыха	64	1x7	4,0
6	Сочи, Лазаревский район, пос. Солоники	268	1x16	6,0

На рисунке 2.1 приведены принципиальные схемы принципиальные схемы данных СДС в двух режимах работы: расчетном - а) и остановки – б). На рисунке 2.2 представлены графики изменения давлений и расходов теплоносителя СДС по данным испытаний.

Из данных рисунков следует, что насосы гелиоконтура СДС имеют существенное отличие от обычных гелиоустановок.

Отличительной чертой СДС является работа в двух основных режимах: расчетном – а) и при остановке – б). Эти режимы, представленные на рисунке 2.1, определяют дополнительные требования к техническим характеристикам насосов гелиоконтура.

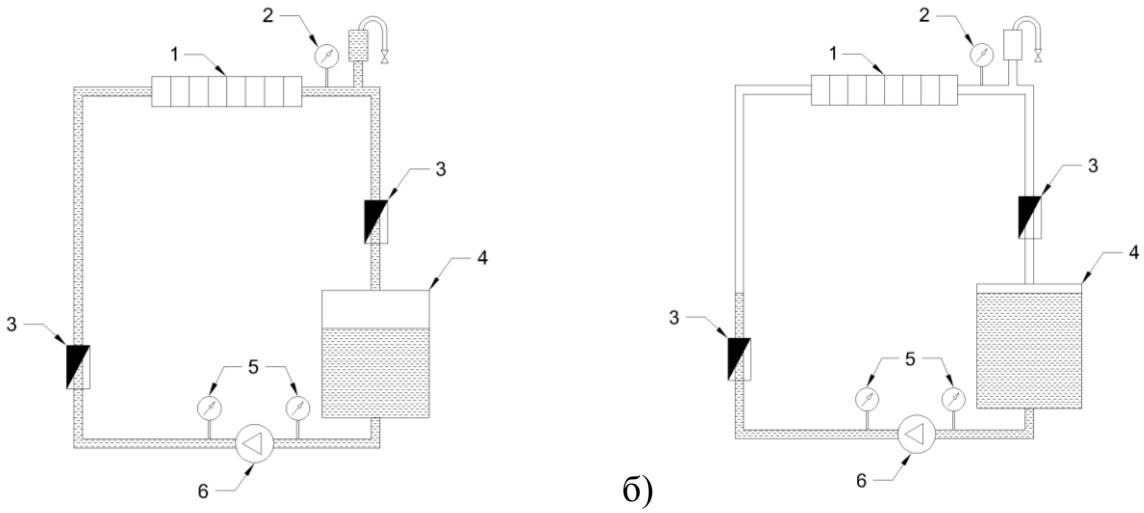


Рисунок 2.1 – Режимы работы самодренируемых гелиоустановок.
а) расчетный режим; б) остановка.
1 – солнечные коллекторы; 2 – измеритель давления и разряжения; 3 – расходомер; 4 – бак-аккумулятор; 5 – манометр; 6 – насосы.

Работа СДС описывается уравнением Бернулли:

$$P_1 + \rho g h_1 + \frac{\rho v_1^2}{2} = P_2 + \rho g h_2 + \frac{\rho v_2^2}{2} = const, \quad (2.1)$$

где: P_1 - статическое давление в нижней части гелиоустановки; P_2 - статическое давление в верхней части (в солнечных коллекторах) гелиоустановки; ρ – плотность теплоносителя; g - ускорение свободного падения; h_1, h_2 - высота столба теплоносителя в нижней и верхней части СДС; v_1, v_2 – скорости движения теплоносителя.

При упрощении выражения (1) статическое давление в верхней части гелиоконтура определяется по формуле:

$$P_1 = P_2 - \rho g (h_1 - h_2). \quad (2.2)$$

Скорость движения теплоносителя в гелиоконтуре определяется из выражения:

$$v = \sqrt{2g(h_2 - h_1)}. \quad (2.3)$$

На рисунке 2.2 представлены результаты испытаний разработанной и построенной с участием автора самодренируемой гелиоустановки отеля в г. Краснодаре площадью гелиополя 178 м². Как видно из рисунка, в работе гелиоустановки можно выделить четыре режима: A-B – предпусковой (соответствует режиму б) рисунка 1); B-C – заполнение гелиоконтура теплоносителем; C-D – расчетный режим (соответствует режиму а) рисунка 1). Установлено, что в режиме B-C к насосу гелиоконтура предъявляются дополнительные требования: давление на 15-20% превышает расчетное – для выдавливания воздуха из солнечных коллекторов (на графике через 15 с

после пуска); расход теплоносителя в соответствии с выражением (2.3) должен обеспечить равномерное заполнение солнечных коллекторов и эффективное выдавливание из них воздуха.

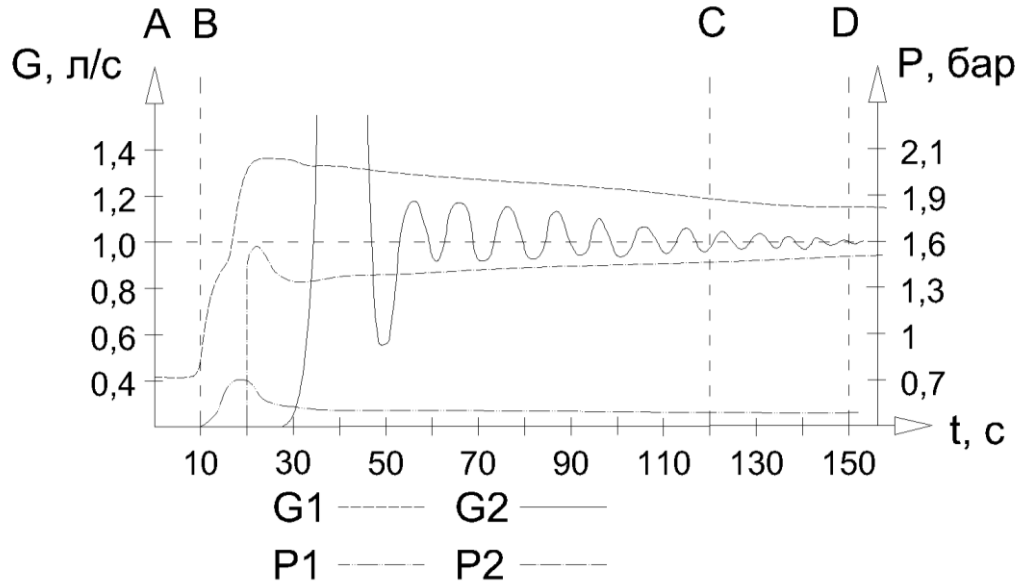


Рисунок 2.2 – Графики изменения давлений и расходов теплоносителя при испытании СДС.

Автором установлены дополнительные требования к насосам гелиоконтура самодренируемых гелиоустановок:

- при определении расчетного давления насосов вводится поправочный коэффициент 1,2 для обеспечения удаления воздуха из солнечных коллекторов, а также проверяется достаточность статического и динамического давления в верхней части солнечных коллекторов для исключения вскипания теплоносителя в соответствии с таблицей 2.2.

- при определении расчетного расхода насосов теплоносителя рекомендуется выполнить оптимизационные расчеты, соотнося допустимые скорости (формула (2.3)) с гидравлическим сопротивлением гелиоконтура (диаметры трубопроводов до и после насосов).

Таблица 2.2.

Соответствие давлений и температур кипения воды.

Давление, кПа	11,7	19,9	32,7	51,8	101,3
Температура кипения воды, °С.	48,9	60,0	71,1	82,2	100

Автором дополнительно был исследован вопрос повышения надежности СДС и снижения расхода электрической энергии на привод

насосов гелиоконтура. При сливе теплоносителя из солнечных коллекторов в баки-аккумуляторы имеет место волнообразный процесс с созданием разряжения, который при высоте установки СК свыше 10 м над отметкой баков сопровождаются гидроударами, приводящим к разрушениям. Автором предложена установка на сливном трубопроводе перед баками специального клапана с электроприводом, алгоритм включения которого рассчитан из условий предотвращения гидроударов. Предложенный автором алгоритм пуска обеспечивает экономию электроэнергии во время запуска циркуляции в гелиоконтура до 10% в течение года.

Расчетная производительность самодренируемой гелиоустановки отеля в г. Краснодаре определялась по результатам оптимизационных расчетов по расчетному расходу тепловой энергии на ГВС и мощности гелиоустановки при различных конструкциях СК при заданной площади кровли здания [67]. На рисунке 2.3 представлены графики расчетной и фактической производительности ГВС в межотопительный период. Из рисунка следует, что фактическая производительность ГУ в мае, августе и сентябре меньше расчетной, что объясняется выявленными дефектами теплоизоляции СК КМЗ. Данная СДС полностью обеспечивает расчетные значения тепловой мощности в июне и июле.

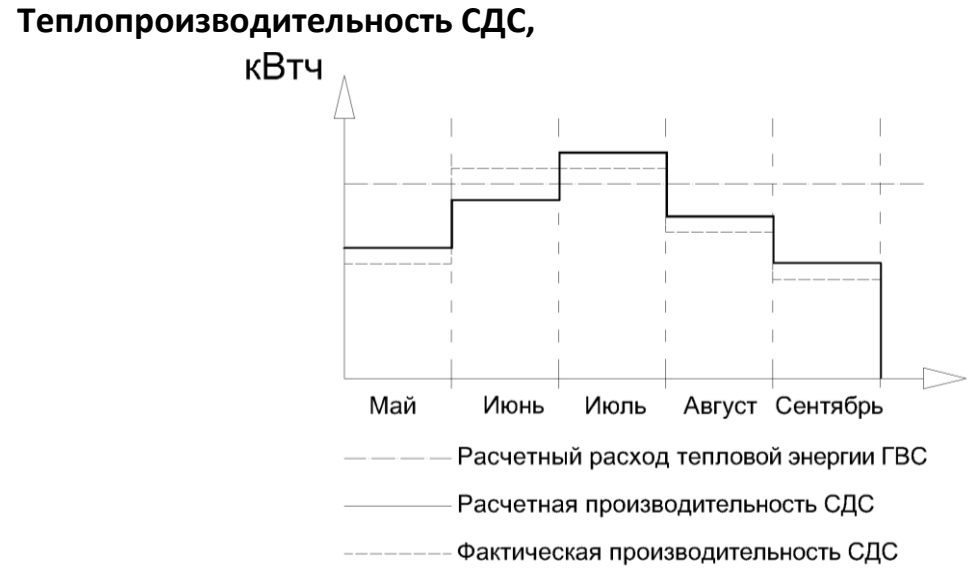


Рисунок 2.3 – Расчетные и фактические мощности СДС.

В данной гелиоустановке используются солнечные коллекторы Ковровского механического завода со следующими характеристиками:

- площадь 0,81 м²
- длина и ширина 900х940 мм
- удельная масса 22,2 кг/м²
- удельный объем каналов 4 л/м²

- материал абсорбера	латунь, сталь
- рабочее давление	0,6 МПа
- полный коэффициент теплопотерь	5,8 Вт/м²·К

Данная конструкция при минимальной стоимости в 2010 году из всех СК на российском рынке имела возможность применения в самодренируемой гелиоустановке (регистровая конструкция и низкое гидравлическое сопротивление абсорбера). Схема обвязки блоков солнечных коллекторов, выполнена по принципу Тихельмана из условия выравнивания гидравлических сопротивлений, СК смонтированы на плоской кровле здания, на отметке 36 м (рисунок 2.4).

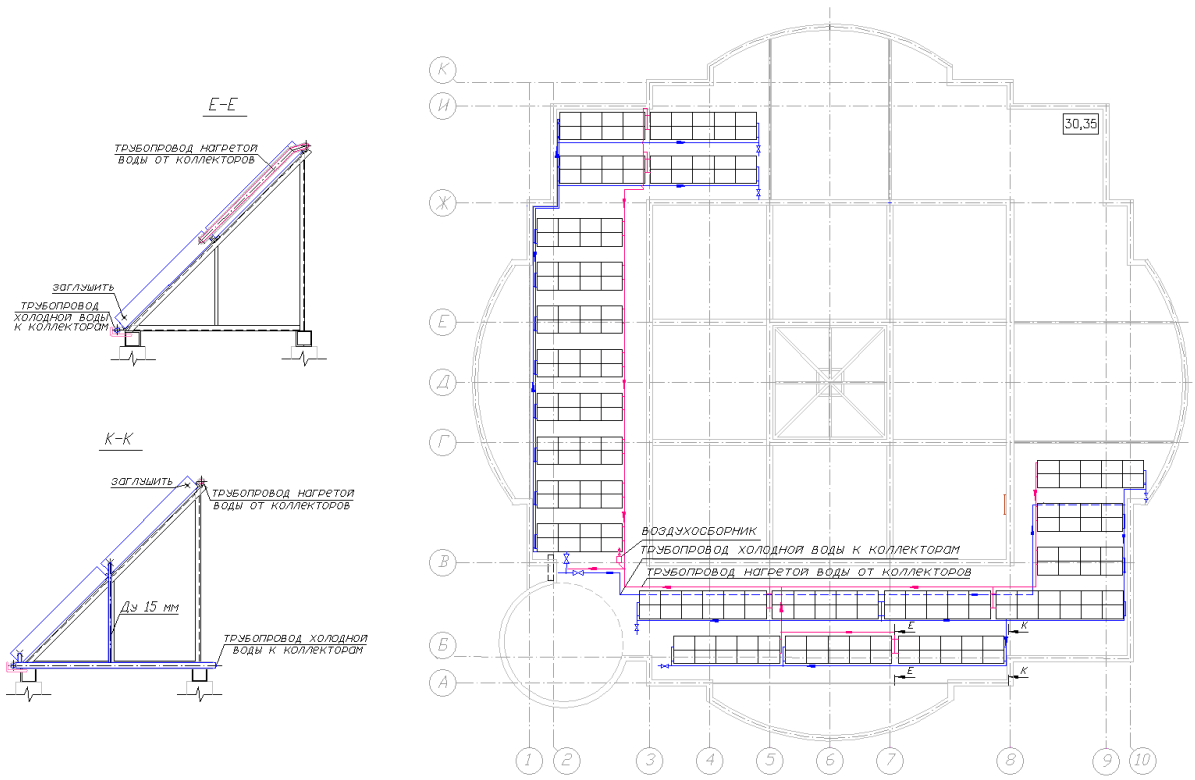


Рисунок 2.4 – Схема обвязки блоков СК.

На рисунке 2.5 представлена схема гелиоустановки. Баки-аккумуляторы (2 шт.) вместимостью по 10 м³ выполнены из нержавеющей стали. Один бак работает с СК и, после нагрева, вода поступает во второй бак. Оба бака гидравлически соединены параллельно. Конструкции баков разработаны из условия расчетного режима работы и установки со сливом воды из СК (максимальный уровень воды). Циркуляция воды в гелиоконтуре обеспечивается насосами Grundfoss CR 10-05F, CR 10-07F (рабочий, резервный). Расход 23 м³/ч, напор 4 бар, мощность электродвигателя 4,0 кВт.

Характеристики насосов выбраны из условия расчетного расхода через СК и обеспечения избыточного давления в верхней части гелиоустановки (СК).

Схема автоматизации работы гелиоустановки предусматривает запуск в работу и остановку при разнице температур в СК и перед насосами ±3°С. Управление обеспечивается контроллером 2ТРМ1. Для предотвращения гидроударов при остановке насосов обеспечивается закрытие клапана 4.

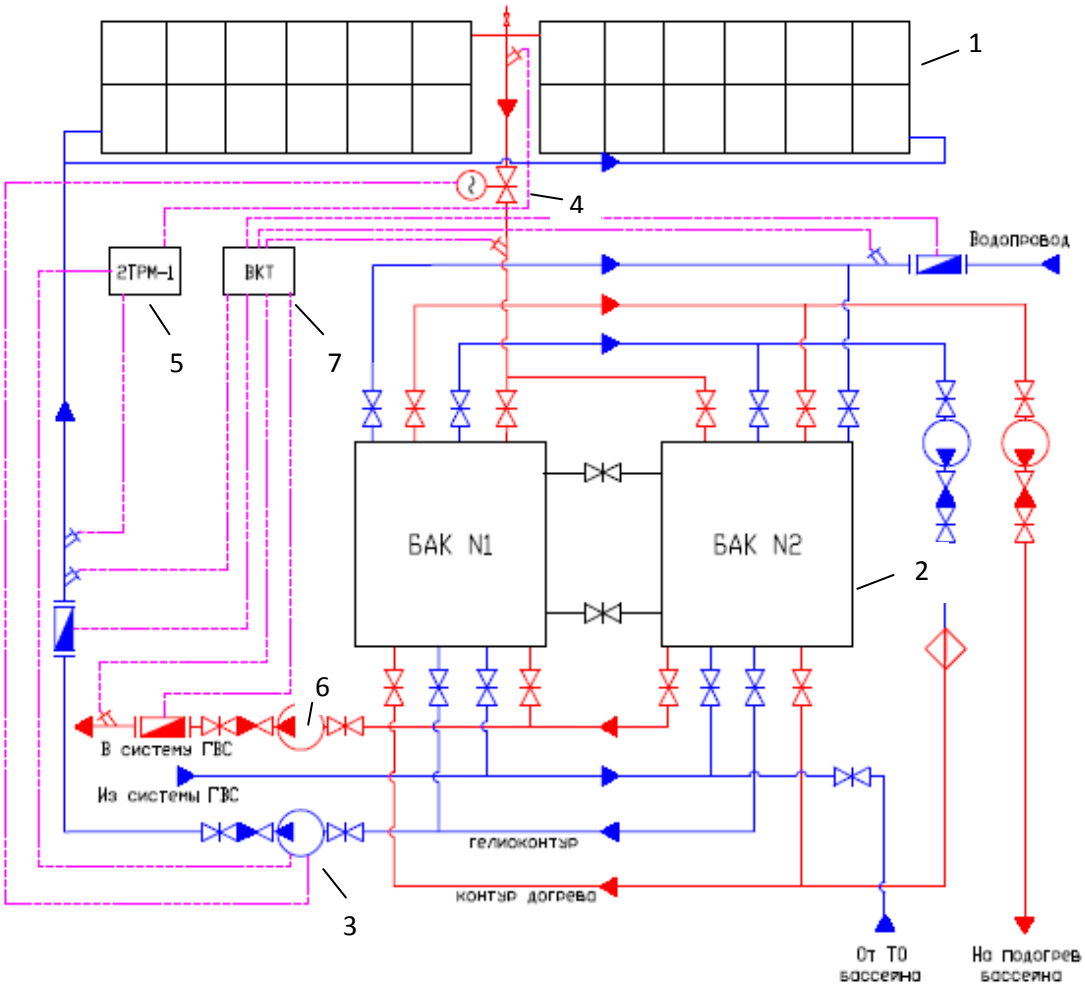


Рисунок 2.5 – Схема гелиоустановки.
1 – солнечные коллекторы; 2 – баки-аккумуляторы; 3 – насосы гелиоконтура; 4 – клапан с электроприводом; 5 – контроллер управления насосами гелиоконтура; 6 – насосы ГВС; 7 – теплосчетчик.

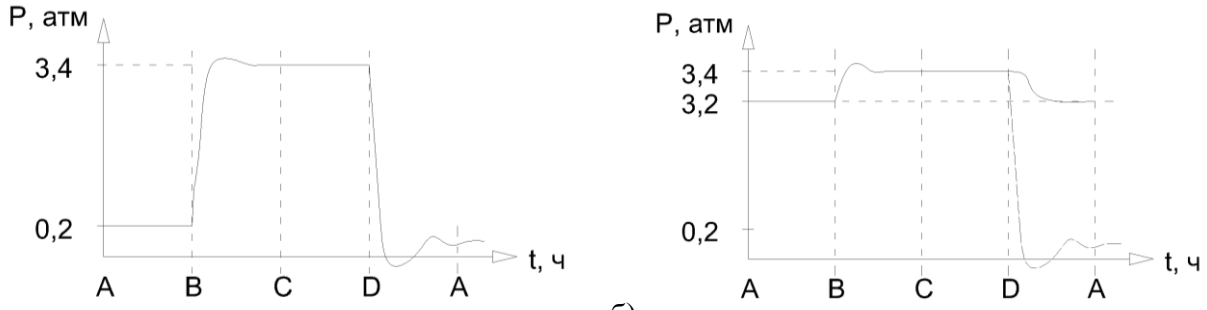
2.2 Исследования самодренируемой гелиоустановки

Автором были выполнены экспериментальные исследования гелиоустановки, представленной на рисунке 2.6 [58, 67].В расчетном режиме весь гелиоконтур заполнен водой. Для измерения расходов используются электромагнитные расходомеры с погрешностью ±1%, датчики давления, манометры и тягонапоромер с погрешностью ±0,01%;

термопреобразователи с погрешностью ±0,1%; вычислитель с погрешностью 0,01%.

На рисунке 2.6 а) приведены графики изменения давлений воды в режиме пуска и остановки СДС.

Время работы гелиоустановки от запуска до остановки условно разделено на следующие этапы: A-B – предпусковой режим; B-C – включение насоса и заполнение солнечных коллекторов с вытеснением воздуха; C-D – расчетный режим циркуляции гелиоконтура; D-A – остановка насоса. На рисунке 2.6 б) представлен график изменения давлений СДС в двух режимах: при открытом и закрытом клапане 4.



а) б)

Рисунок 2.6 – График изменения давлений обычной а) и модернизированной б) СДС

2.3 Оценка экономической эффективности применения предложенного алгоритма пуска и технических решений

Экономию средств на привод насоса гелиоконтура в результате внедрения предложенного автором алгоритма пусков-остановок циркуляции гелиоконтура с применением клапана можно определить по следующей формуле:

$$Э_к = N \cdot t_{зап} \cdot n \cdot Т_э, \qquad (2.4)$$

где N - мощность электродвигателя насоса, кВт; $t_{зап}$ - время работы насоса для заполнения напорного трубопровода, ч; n – годовое число пусков циркуляции; $Т_э$ - тариф на электроэнергию, руб/кВтч.

Время работы насоса для заполнения напорного трубопровода определяется по формуле:

$$t_{зап} = \pi \frac{{d_{вн}}^2}{4Q} l, \qquad (2.5)$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода гелиоконтура, м; Q - расход теплоносителя в момент пуска циркуляции, м³/ч; l - длинна напорного трубопровода, м.

Таким образом формула (2.4) принимает вид:

$$Э_к = N\,\pi\frac{{d_{вн}}^2}{4Q}\,l \cdot n \cdot Т_э. \qquad (2.6)$$

Затраты на электроэнергию на привод насосов гелиоконтура определяются по формуле:

$$З_н = N \cdot t_{раб} \cdot Т_э, \qquad (2.7)$$

где $t_{раб}$ - время работы насоса.

С учетом вышеизложенного и принимая во внимание объем капитальных затрат на внедрение принятых технических решений в 20 тыс. рублей, годовые увеличения тарифов на электроэнергию с 2010 года график окупаемости вложений будет иметь вид:

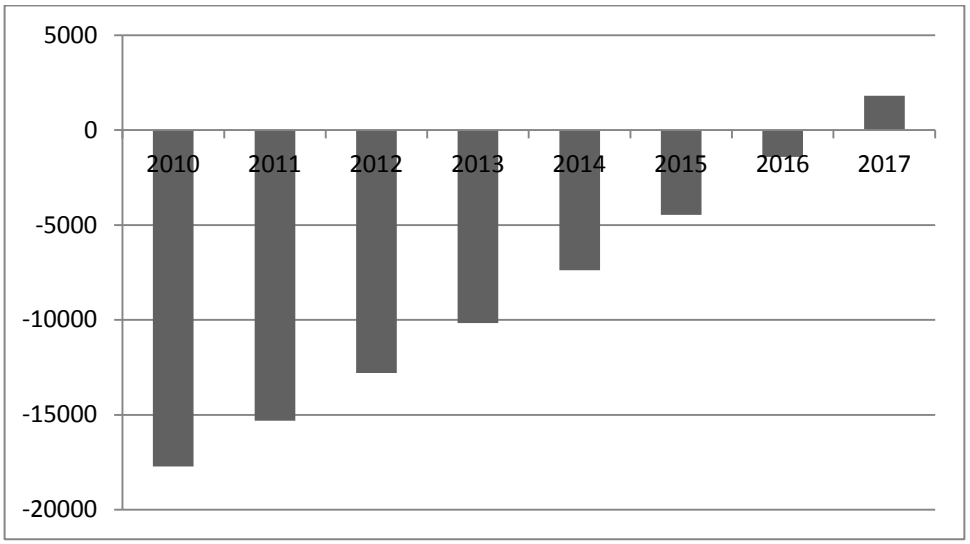


Рисунок 2.7 – График окупаемости капитальных затрат на модернизацию СДС

2.4 Выводы по главе 2

1. Определены основные требования к характеристикам, схемным решениям, режимам работы и алгоритмам автоматизации самодренируемых систем солнечного теплоснабжения большой мощности с перепадом отметок насосов и солнечных коллекторов 36 м, позволяющие снизить потребление электроэнергии на привод насосов на 10% и обеспечить защиту оборудования от гидроударов.
2. Разработана и исследована с участием автора самодренируемая гелиоустановка площадью 178 м² с перепадом отметок насосов и баков-аккумуляторов 36м, стоимость.

ГЛАВА 3. Исследования экспериментальной системы солнечного теплоснабжения большой мощности

3.1 Основные расчетные характеристики гелиоустановки

На основании анализа построенных гелиоустановок большой мощности с участием автора разработана и построена гелиоустановка площадью 600 м² в г. Усть-Лабинск Краснодарского края [68÷71]. При разработке были использованы работы [72÷82].

Основные расчетные характеристики гелиоустановки приведены в таблице 3.1, солнечных коллекторов гелиоустановки в таблице 3.2.

Таблица 3.1

Основные расчетные характеристики ГУ

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Площадь гелиоустановки	$м^2$	600
Расчетная тепловая мощность	кВт	340
Расчетная производительность (летний период)	$м^3$/сут.	50
Годовое количество выработанной тепловой энергии	МВт ч	500
Количество коллекторов	шт.	300
Режим работы		круглогодичный
Расчетная температура	^0C	60

Рисунок 3.1 – Гелиоустановка больничного комплекса в г. Усть-Лабинске

Таблица 3.2

Технические характеристики солнечного коллектора CFK-1

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Длина	мм	2090
Ширина	мм	1090
Толщина	мм	110
Оптический КПД	%	76,7
Коэффициент теплопотерь, a_1	Вт/(м^2·К)	3,669
Коэффициент теплопотерь, a_2	Вт/(м^2·К)	0,018
Максимальная температура (стагнации)	^{o}С	196
Максимальное избыточное давление	бар	10
Общая площадь	м^2	2,3
Площадь абсорбера	м^2	2,1
Объём теплоносителя	л	1,1
Масса (в незаполненном состоянии)	кг	36

Разработка схемных и компоновочных решений велась с использованием отечественного и немецкого опыта. На рисунке 3.2 приведена принципиальная тепловая схема ГУ площадью 600 м^2 (300 коллекторов). Данное решение позволяет обеспечить надежную работу гелиоустановки, в том числе при значительном уменьшении водоразбора на горячее водоснабжение.

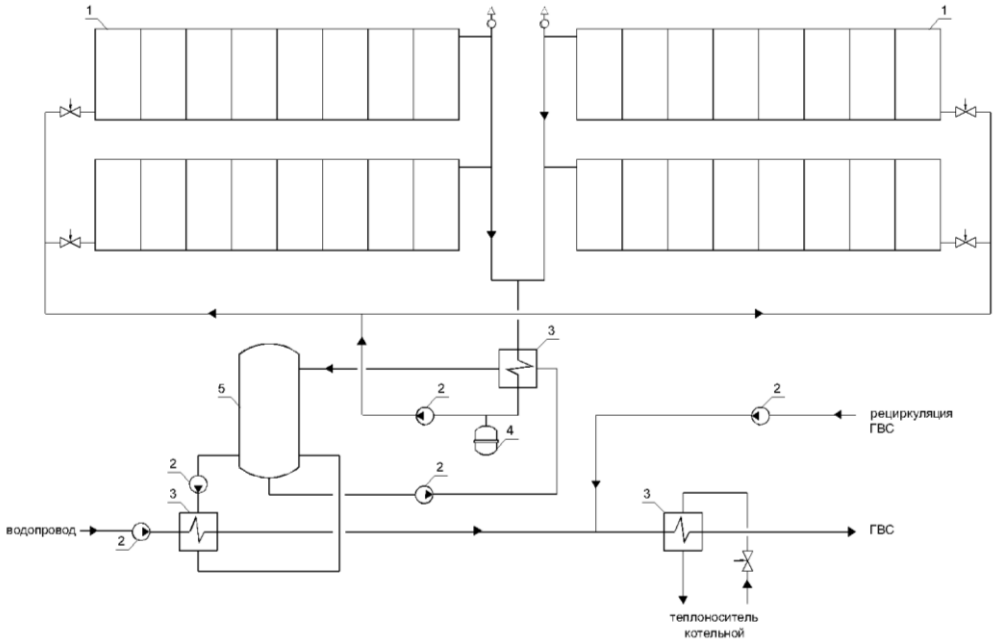


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема гелиоустановки в г. Усть-Лабинске
1 – солнечные коллекторы; 2 – насосы; 3 – теплообменники;
4 – мембранный бак; 5 – буферный бак

При проектировании гелиоустановки применены пластинчатые теплообменники фирмы «Alfa Laval» (Швеция), насосы фирмы «Wilo» (Германия), которые вдвое дешевле специализированных насосных станций. После анализа автоматики гелиоустановок применен контроллер с программным обеспечением и датчики ведущего мирового производителя – фирмы «RESOL» (Германия). При обвязке оборудования гелиоустановки используется вспомогательное оборудование и арматура (мембранные баки, регулирующие, предохранительные клапаны, воздухоотводчики и т.п.), в качестве которых применено как отечественное, так и зарубежное оборудование.

На рис. 3.3 представлена компоновка гелиоустановки. На рис. 3.4 представлено вспомогательное оборудование, смонтированное в блочном варианте (3х6 м). На рис. 3.5 приведена обвязка оборудования внутри блока.

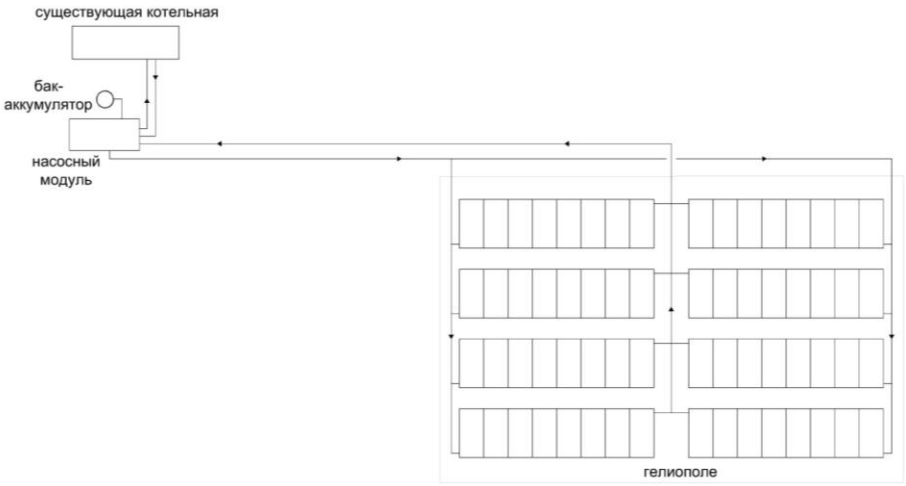


Рисунок 3.3 – Компоновка оборудования гелиоустановки

Рисунок 3.4 – Модуль вспомогательного оборудования гелиоустановки и бак-аккумулятор

Рисунок 3.5 – Оборудование внутри модуля

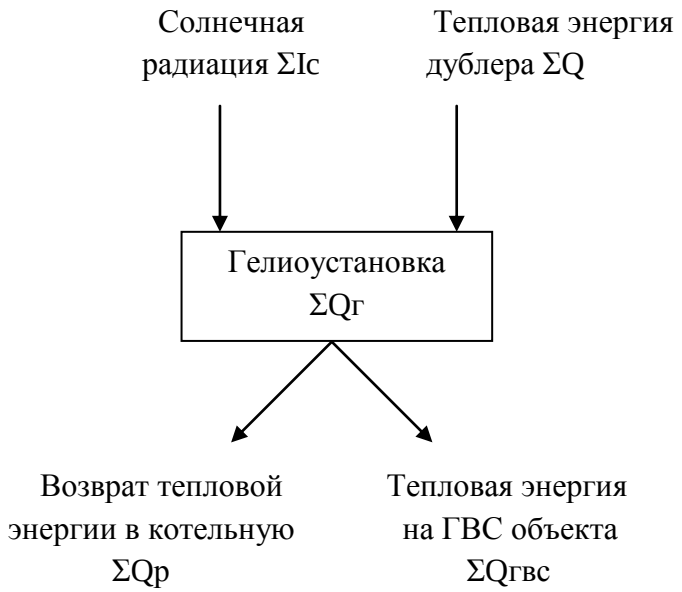


Рисунок 3.6 – Блок-схема испытаний гелиоустановки

3.2 Методика исследований гелиоустановки

Испытания данной гелиоустановки были выполнены автором в 2013-2014гг.[68]. На рисунке 3.6 представлена блок-схема испытаний. В соответствии с принятыми проектными решениями солнечная радиация ΣIc круглогодично преобразуется в тепловую энергию для подогрева горячей воды больницы. При этом в зимнее время догрев до заданной температуры (55 °C) производится теплоносителем котельной (тепловая энергия дублера ΣQ). На выходе из гелиоустановки тепловая энергия на горячее водоснабжение больницы ΣQгвс и возврат части тепловой энергии ΣQр в котельную в летнее время.

На рисунке 3.7 приведена схема установки для исследования солнечной системы теплоснабжения. Преобразование солнечной энергии в тепловую осуществляется в солнечных коллекторах (поз. 1). Значение суммарной солнечной радиации измеряется датчиком (поз. 14), входящим в состав специализированного контроллера Resol DeltaSol M (рисунки 3.8, 3.9, основные характеристики которого приведены ниже).

Циркуляция теплоносителя через солнечные коллекторы осуществляется насосами поз. 13 типа Wilo TOP-SD 40/15, управление которыми производится контроллером К3 поз. 11 по командам от датчиков температуры и давления. Тепловая энергия из гелиоконтура передается контур «загрузки» в теплообменнике поз. 2 типа AlfaLaval TL6-BFG площадью 16,1 м². работа аккумулирующего бака емкостью 20 м³ (поз. 3)

управляется контроллером К3 по результатам обработки данных термодатчиков. Из бака-аккумулятора тепловая энергия передается на горячее водоснабжение объекта в пластинчатом теплообменнике «разгрузки» поз. 5 типа AlfaLaval TL6-BFG площадью 12,2 м² с последующим догревом в пластинчатом теплообменнике поз. 6 типа AlfaLaval TL3-BFG площадью 6,9 м². Данный теплообменник обеспечивает догрев воды на горячее водоснабжение больницы в зимнее время и возврат в котельную в летнее время избыточной тепловой энергии [71].

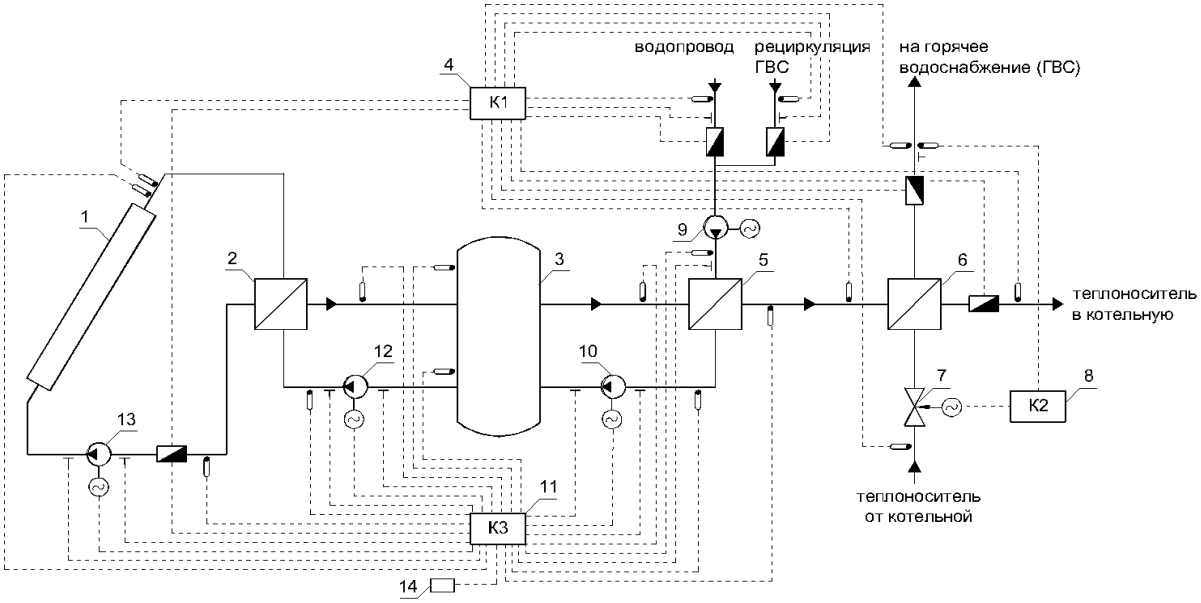


Рисунок 3.7 – Схема испытаний гелиоустановки

1 – Солнечные коллекторы; 2 – теплообменник гелиоконтура; 3 – бак аккумулятор; 4 – вычислитель количества теплоты ВКТ-7; 5 – теплообменник «разгрузки» бака; 6 – теплообменник догрева; 7 – затвор с электроприводом; 8 – измеритель-регулятор АРТ; 9 – насосы ГВС; 10 – насосы контура «разгрузки» бака; 11 – контроллер Resol DeltaSol M; 12 – насосы контура «загрузки» бака; 13 - насосы гелиоконтура; 14 – датчик солнечной радиации.

Рисунок 3.8 – Щит автоматики

Рисунок 3.9 – Контроллер Resol

Экспериментальные исследования выполнялись с использованием штатного контроллера немецкой фирмы Resol, комплекта термодатчиков Pt-100 в составе узла учета тепловой энергии на основе тепловычислителя ВКТ-7-03, электромагнитных расходомеров ПРЭМ, тахометрических расходомеров типа ВСТ, комплекта измерителя-регулятора АРТ, переносного измерителя солнечной радиации MAC Solar SLMO 18c3, штатных показывающих манометров и термометров, переносного расходомера АКРОН, переносного контактного термометра.

Контроллер Resol DeltaSol M имеет 15входов датчиков температуры, 2 входа датчиков расхода, вход датчика солнечной радиации и интерфейсы RS-232 b VBus®. В результате анализа материалов испытаний 2013-2014 гг. в таблицах 3.3-3.6 представлены примеры полученных результатов работы гелиоустановки. Архив данных ведется с промежутком в 5 минут. Представленные часовые значения являются средними из 12 значений для каждого часа. Выработка тепловой энергии рассчитана на основе показаний датчиков температур в подающем и обратном трубопроводе гелиоконтура и значений объемного расхода теплоносителя в данном контуре.

В июне 2014 года зафиксирован максимальный уровень солнечной радиации за все время испытаний. Данные результаты отображают следующие типичные ситуации:

-19.06.2014г. гелиоустановка полностью покрывала нагрузку ГВС;
- 20.06.2014г. гелиоустановка в течение пяти часов сбрасывала максимальное избыточное количество энергии в тепловую сеть котельной;
- 21.06.2014г. гелиоустановка работала в среднем летнем режиме с избыточной тепловой мощностью в течение трех часов;
- 28.06.2014г. в результате пасмурной погоды гелиоустановка работала с минимальной тепловой мощностью в июне.

При этом контроллером Resol DeltaSol M измерялись следующие параметры:
- температура внутри солнечного коллектора, °С (рисунок. 3.10);
- температура вверху и внизу бака-аккумулятора, °С;
- температура подающего и обратного трубопровода гелиополя, °С;
- температура теплоносителя на входе в теплообменник «загрузки», °С;
- температура теплоносителя на входе в теплообменник «разгрузки», °С;
- температура теплоносителя на выходе из теплообменника догрева, °С;
- температура наружного воздуха, °С;
- солнечная радиация Вт·ч/м²;
- расход теплоносителя в гелиоконтуре, м³/ч (см на схеме 3.7).

Таблица 3.3
Параметры работы гелиоконтура 19.06.2014г

Время, ч	Температура, °С							Солнечная радиация, кВтч/м²	Температура, °С		Расход, м³/ч	Выработка тепла, кВтч
	коллектор	низ бака	теплообменник загрузки	ГВС	верх бака	теплообменник разгрузки	наружный воздух		подающ.	обрат.		
0:00	19,0	32,2	33,3	45,4	61,6	39,7	23,0	3,0	37,2	33,4	0	0
1:00	18,2	27,9	32,0	43,9	60,0	37,2	22,7	2,5	35,6	32,1	0	0
2:00	17,6	26,4	31,2	43,5	58,4	36,5	22,4	1,8	34,3	31,4	0	0
3:00	17,9	25,9	30,7	43,3	57,1	36,3	22,9	1,5	33,1	30,8	0	0
4:00	18,4	25,2	30,3	43,0	55,8	35,9	22,4	1,2	32,2	30,5	0	0
5:00	17,8	27,3	29,7	42,4	54,6	33,6	21,4	2,2	31,3	29,8	0	0
6:00	18,3	26,1	28,8	47,1	53,5	30,6	22,0	22,8	30,6	28,9	0	0
7:00	24,3	25,5	29,6	51,1	52,5	30,3	22,9	69,1	30,0	29,7	1,599	-0,6352
8:00	35,2	33,4	39,0	52,3	44,3	32,2	24,3	145,0	34,9	38,8	6,232	28,5096
9:00	36,8	33,3	40,6	41,0	39,8	27,3	25,6	205,3	36,4	40,5	9,791	46,0238
10:00	42,1	33,1	47,3	37,7	42,2	28,7	26,4	459,3	39,2	47,0	9,8495	89,7306
11:00	49,4	33,9	59,7	43,3	51,1	27,5	28,8	525,5	44,8	59,2	9,8405	164,9916
12:00	44,3	34,7	50,4	44,8	52,6	31,8	29,1	464,8	41,5	50,2	9,8495	99,1809
13:00	48,6	38,9	55,4	45,7	54,6	27,8	30,3	349,4	46,0	55,1	9,908	104,3827
14:00	45,4	39,1	51,0	45,1	53,0	29,1	29,6	327,4	44,2	50,8	9,863	74,8461
15:00	45,5	41,4	50,5	45,0	51,2	34,2	29,4	311,2	45,2	50,3	9,836	58,6262
16:00	45,7	42,7	50,1	45,2	51,2	34,4	28,9	227,3	45,8	49,9	9,922	47,118
17:00	45,6	42,0	50,6	43,6	50,8	30,7	28,5	180,3	45,7	50,4	10,041	54,6923
18:00	44,1	41,6	44,7	42,7	49,4	31,3	28,4	100,3	42,5	44,6	3,837	9,2603
19:00	36,5	36,8	40,0	40,7	48,7	30,6	27,1	41,3	39,0	40,0	0	0
20:00	28,9	33,2	36,8	40,0	48,0	30,0	25,6	19,4	37,0	36,9	0	0
21:00	22,2	32,2	34,4	38,5	47,2	29,8	23,6	3,6	35,4	34,5	0	0
22:00	18,4	29,6	32,4	42,6	46,3	30,0	21,9	1,8	34,0	32,5	0	0
23:00	17,8	27,0	30,5	44,6	45,4	33,7	21,2	1,8	33,0	30,6	0	0
Итого:												**776,7269**

Таблица 3.4
Параметры работы гелиоконтура 20.06.2014г

Время, ч	Температура, °С							Солнечная радиация, кВтч/м²	Температура, °С		Расход, м³/ч	Выработка тепла, кВтч
	коллектор	низ бака	теплообменник загрузки	ГВС	верх бака	теплообменник разгрузки	наружный воздух		подающ.	обрат.		
0:00	18,0	25,0	29,3	49,0	44,2	36,1	21,0	0,8	32,1	29,4	0	0
1:00	18,2	24,3	28,6	46,2	42,7	38,3	21,1	0,3	31,3	28,6	0	0
2:00	18,1	23,5	28,0	41,6	41,6	36,2	20,4	0,3	30,6	28,1	0	0
3:00	17,2	22,8	27,3	39,5	40,7	34,4	19,8	0,0	29,6	27,4	0	0
4:00	16,3	22,3	26,6	39,3	40,0	33,3	19,5	0,0	28,6	26,7	0	0
5:00	16,2	22,0	26,1	38,6	39,3	31,0	19,8	4,8	27,8	26,2	0	0
6:00	17,6	21,9	25,6	44,0	38,7	28,3	19,7	31,8	27,1	25,7	0	0
7:00	23,4	23,5	27,6	47,7	37,4	28,4	20,9	79,8	27,5	27,5	0,8745	0,0424
8:00	33,4	29,2	35,2	49,0	33,5	29,9	22,9	223,8	32,0	35,2	9,801	36,9494
9:00	37,7	29,5	43,5	49,7	36,9	26,4	25,2	351,3	35,8	43,4	9,827	87,3381
10:00	42,7	30,1	49,7	51,8	41,3	31,0	27,4	483,3	38,6	49,4	9,818	123,5083
11:00	54,2	32,8	65,3	55,9	51,6	35,9	30,3	793,9	46,7	64,7	9,854	206,5701
12:00	60,8	37,3	72,9	59,8	62,6	37,1	32,7	807,0	53,1	72,1	9,922	219,1484
13:00	63,4	40,8	74,7	56,7	68,8	35,8	32,9	969,5	55,9	73,9	9,9215	208,4659
14:00	63,5	43,9	75,1	53,5	72,1	35,8	32,6	758,3	57,4	74,4	9,8225	194,6766
15:00	62,8	48,9	73,0	52,9	72,4	37,8	32,1	538,3	59,1	72,4	9,8585	151,8215
16:00	59,6	54,2	67,1	51,9	71,1	39,3	34,9	350,6	59,6	66,7	10,0185	82,7258
17:00	57,5	55,4	62,0	50,7	68,7	34,9	34,2	149,8	57,8	61,8	8,964	41,1781
18:00	52,0	52,1	54,5	49,2	67,6	34,3	34,2	72,0	51,9	54,3	0	0
19:00	41,6	45,4	48,6	49,0	66,3	35,8	33,5	42,3	47,9	48,5	0	0
20:00	34,5	41,9	44,5	57,1	65,0	37,9	32,1	23,2	45,4	44,6	0	0
21:00	27,8	38,9	41,7	58,2	63,7	37,7	30,1	4,3	43,3	41,7	0	0
22:00	24,5	36,7	39,0	58,3	62,2	39,5	29,0	3,0	41,6	39,1	0	0
23:00	21,4	34,1	37,0	57,6	60,3	41,7	23,4	3,0	40,0	37,1	0	0
Итого:												**1352,4246**

Таблица 3.5
Параметры работы гелиоконтура 21.06.2014г

Время, ч	Температура, °С							Солнечная радиация, кВтч/м²	Температура, °С		Расход, м³/ч	Выработка тепла, кВтч
	коллектор	низ бака	теплообменник загрузки	ГВС	верх бака	теплообменник разгрузки	наружный воздух		подающ.	обрат.		
0:00	18,4	31,7	34,9	46,7	58,2	42,3	21,2	3,0	37,9	35,0	0	0
1:00	18,0	29,1	32,9	45,2	56,6	39,6	23,0	2,3	36,0	33,0	0	0
2:00	17,9	27,3	32,1	45,1	55,3	39,1	22,2	1,7	34,6	32,3	0	0
3:00	17,7	25,6	31,4	44,6	53,8	38,2	21,9	1,2	33,3	31,6	0	0
4:00	17,4	24,1	30,5	44,4	51,7	37,5	20,7	0,2	32,1	30,6	0	0
5:00	17,1	27,2	29,5	43,2	50,2	35,4	21,1	1,8	31,2	29,6	0	0
6:00	17,7	25,5	28,8	44,4	49,1	34,0	20,8	25,2	30,6	28,9	0	0
7:00	26,9	28,0	32,7	50,3	47,9	31,6	22,6	122,0	31,7	32,6	2,048	2,3221
8:00	37,1	34,7	40,8	51,5	40,4	32,0	24,4	171,4	37,4	40,8	7,546	29,1812
9:00	43,2	34,8	48,8	52,4	41,8	29,2	25,7	477,3	40,8	48,6	9,823	88,6286
10:00	46,0	34,8	53,9	55,3	49,9	33,3	27,0	387,6	43,3	53,6	9,827	117,7167
11:00	51,9	35,8	62,9	55,4	52,9	38,5	26,4	762,6	47,4	62,3	9,8495	170,2017
12:00	55,6	40,9	67,0	59,9	60,2	41,5	27,0	566,6	52,4	66,5	9,940	162,8078
13:00	60,4	44,1	71,2	59,8	64,0	38,5	27,4	932,9	56,0	70,4	9,995	167,5848
14:00	62,6	46,6	73,9	53,5	70,0	35,9	27,2	772,0	58,5	73,1	9,968	169,8272
15:00	58,0	47,9	68,1	52,7	70,7	38,0	27,0	386,6	56,7	67,5	9,8125	123,0587
16:00	54,2	52,2	57,8	50,7	69,1	40,0	24,4	235,7	53,7	57,5	7,436	32,86082
17:00	52,5	51,3	58,0	48,2	63,1	34,6	24,6	143,1	53,5	57,7	5,477	26,5933
18:00	40,7	47,5	50,0	50,3	61,1	35,5	25,1	80,5	46,5	49,6	0	0
19:00	32,4	41,9	44,6	54,9	60,7	37,0	25,0	45,5	42,8	44,4	0	0
20:00	25,8	37,6	40,2	54,9	59,9	37,0	24,0	14,5	40,5	40,2	0	0
21:00	20,9	35,1	37,1	55,0	59,1	36,4	22,6	3,7	38,7	37,2	0	0
22:00	18,8	32,4	34,8	55,5	58,2	39,8	22,1	3,0	37,1	34,9	0	0
23:00	18,4	30,9	33,2	52,2	56,9	41,1	21,4	3,0	35,9	33,3	0	0
Итого:												**903,651**

Таблица 3.6

Параметры работы гелиоконтура 28.06.2014г

Время, ч	Температура, °С							Солнечная радиация, кВтч/м²	Температура, °С		Расход, м³/ч	Выработка тепла, кВтч
	коллектор	низ бака	теплообменник загрузки	ГВС	верх бака	теплообменник разгрузки	наружный воздух		подающ.	обрат.		
0:00	16,4	29,2	30,6	46,3	47,0	39,1	20,4	1,7	33,6	30,7	0	0
1:00	16,3	25,7	29,3	44,8	45,9	37,6	20,6	1,0	32,3	29,5	0	0
2:00	15,9	23,9	28,7	44,2	45,1	37,2	20,4	0,0	30,9	28,8	0	0
3:00	15,3	23,5	28,1	43,7	44,5	37,0	20,1	0,0	29,8	28,3	0	0
4:00	15,2	22,9	27,8	43,5	44,0	36,7	19,9	0,0	29,0	27,9	0	0
5:00	15,1	25,5	27,3	42,5	43,5	34,1	20,2	2,5	28,2	27,4	0	0
6:00	16,3	24,5	26,7	43,1	43,0	28,8	20,1	20,4	27,6	26,8	0	0
7:00	20,2	23,0	26,5	49,5	42,5	29,3	20,5	39,2	27,1	26,7	0	0
8:00	24,0	23,0	27,2	48,2	41,9	28,2	20,9	57,2	26,7	27,2	0,6355	0,3634
9:00	29,1	29,6	31,7	49,7	35,2	27,7	21,0	72,4	28,0	31,5	0,6355	2,5748
10:00	31,4	29,3	31,5	51,3	32,5	32,8	21,2	103,1	27,6	31,4	1,648	7,3805
11:00	33,9	30,4	37,3	52,3	33,8	36,3	23,4	221,4	33,6	37,1	9,693	40,3001
12:00	36,1	30,9	40,4	54,3	36,6	37,2	24,8	305,7	35,3	40,3	9,9035	56,6290
13:00	38,2	33,7	42,7	50,1	39,1	36,5	26,0	286,7	37,8	42,6	9,890	54,3473
14:00	39,5	35,7	43,3	45,9	41,2	30,9	26,2	194,8	39,1	43,2	9,8945	46,9882
15:00	41,6	35,9	45,6	46,0	41,8	35,6	27,1	356,4	40,3	45,4	9,618	56,8622
16:00	48,4	37,8	56,9	46,2	47,7	36,1	27,0	414,0	46,4	56,5	10,055	118,2104
17:00	44,7	38,5	51,3	46,4	51,4	33,4	26,9	200,9	44,3	51,0	9,977	78,4193
18:00	41,0	39,1	43,2	45,6	49,6	33,0	27,7	125,5	40,9	43,1	8,000	20,4679
19:00	38,4	38,5	41,3	48,8	47,9	32,6	27,2	63,4	40,8	41,2	3,942	2,1395
20:00	30,4	35,0	38,0	52,7	46,0	35,1	25,3	22,5	38,1	38,1	0	0
21:00	23,6	33,4	35,2	52,9	45,7	32,4	23,8	3,8	36,3	35,2	0	0
22:00	19,5	29,2	33,1	52,9	45,2	34,7	23,4	2,8	34,9	33,2	0	0
23:00	17,5	30,6	31,5	53,3	44,4	38,5	23,2	2,1	33,9	31,6	0	0
Итого:												**484,6828**

На рис. 3.11 и 3.12 представлены примеры установки электромагнитных и тахометрических датчиков расхода с погрешностью измерения ±2%, на рис. 3.13 датчиков температуры с погрешностью 0,51%.

Рисунок 3.10 – Место установки термодатчика в коллекторе

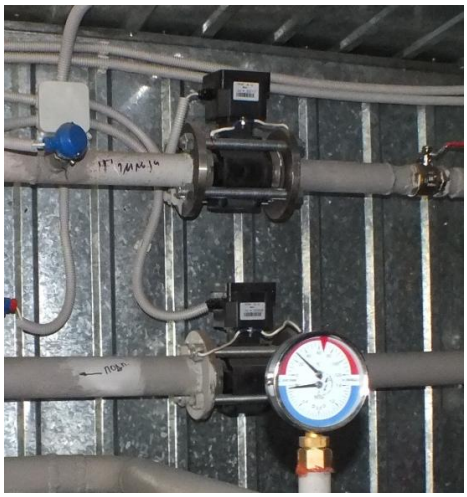


Рисунок 3.11 – Электромагнитные расходомеры

Рисунок 3.12 – Тахометрический расходомер

Рисунок 3.13 – Датчики температуры

На рисунке 3.14 представлен узел датчика суммарной солнечной радиации из состава контроллера Resol DeltaSol с погрешностью измерения ±1%. Указанный датчик солнечной радиации контролировался измерителем солнечной радиации MAC Solar с пределом измерений 1500 Вт/м² и точностью ±1%. Результаты измерений посредствам интерфейса RS-232 передавались на ПК для последующего анализа. В ходе сопоставления полученных результатов определено, что расхождения не превышают ±3%, что допустимо для экспериментальных исследований.

Рисунок 3.14 – Датчик солнечной радиации Resol

В таблицах 3.7 – 3.10 представлены результаты экспериментальных исследований. В таблицах используются следующие обозначения:

Для теплового ввода №1 – ГВС (Горячее водоснабжение больницы):
t1, t2, dt – значения температуры в подающем и рециркуляционном трубопроводе ГВС, а также их разница, °С;
tx – значение температура водопроводной (холодной) воды, °С;
V1, M1, V2, M2 – значения объемного и массового расхода теплоносителя в подающем и рециркуляционном трубопроводе ГВС, м³, т;
V3 – значение объемного расхода водопроводной (холодной) воды на подпитку системы ГВС, м³;
Мг – значение массового расхода нагретой воды направленной в систему ГВС (Мг= М1- М2), т;
Qo – значение полного количества теплоты в контуре ГВС, кВт·ч;
Qг - значение количества теплоты на нагрев воды направленной в систему ГВС, кВт·ч.

Для теплового ввода №2 – Теплосеть (теплоноситель котельной):
t1, t2, dt – значения температуры в подающем и обратном трубопроводе тепловой сети, а также их разница, °С;
tx – значение температура водопроводной (холодной) воды, °С;
V1, M1– значения объемного и массового расхода теплоносителя в тепловой сети, м³, т;
V3 – значение объемного расхода воды из тепловой сети на подпитку, м³;
Qтс – значение полученного/отданного(со знаком «-») количества теплоты из тепловой сети, кВт·ч;

Расчет Qгу – расчетное значение количества теплоты выработанного гелиоустановкой, кВт·ч.

Таблица 3.7

Параметры работы гелиоустановки 19.06.2014г

	ТВ1 - ГВС												ТВ-2 Теплосеть								
Дата	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V2**	**M2**	**V3**	**Мг**	**Qo**	**Qг**	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V3**	**Qтс**	**Расчет Qгу**
	°С	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**кВтч**	**кВтч**	**°С**	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**кВтч**	**кВтч**
19/06:00	45,32	41,93	3,39	20,57	3,65	3,61	3,14	3,11	0,48	0,5	26,749	13,956	47,34	41,79	5,55	20,57	4,1	4,06	0	25,586	1,163
19/06:01	44,65	39,25	5,4	20,61	3,63	3,6	3,23	3,21	0,39	0,39	31,401	10,467	47,03	40,58	6,45	20,61	4,1	4,06	0	30,238	1,163
19/06:02	44,3	38,56	5,74	20,64	3,63	3,6	3,23	3,21	0,37	0,39	32,564	10,467	46,77	40,11	6,66	20,64	4,2	4,16	0	31,401	1,163
19/06:03	44,2	38,17	6,03	20,67	3,63	3,6	3,28	3,26	0,33	0,34	32,564	9,304	46,65	40	6,65	20,67	4,1	4,06	0	31,401	1,163
19/06:04	43,66	37,74	5,92	20,6	3,64	3,61	3,15	3,13	0,47	0,48	34,89	12,793	46,3	39,22	7,08	20,6	4,1	4,06	0	33,727	1,163
19/06:05	43,11	37,27	5,84	20,44	3,73	3,7	2,69	2,67	1	1,03	45,357	26,749	44,92	40,26	4,66	20,44	4,2	4,16	0	22,097	23,26
19/06:06	50,69	37,76	12,93	20,29	3,86	3,81	2	1,99	1,8	1,82	94,203	63,965	55,71	42,61	13,1	20,29	4,2	4,14	0	62,802	31,401
19/06:07	53,33	40,15	13,18	20,1	3,83	3,78	2,16	2,14	1,6	1,64	96,529	62,802	59,31	43,53	15,78	20,1	4,2	4,13	0	75,595	20,934
19/06:08	53,78	41,67	12,11	20,03	3,85	3,8	1,83	1,81	1,96	1,99	103,507	77,921	60,47	42,9	17,57	20,03	4,1	4,03	0	82,573	20,934
19/06:09	37,92	38,36	-0,44	19,95	3,92	3,89	1,42	1,41	2,44	2,48	51,172	52,335	52,83	39,39	13,44	19,95	0,5	0,49	0	8,141	43,031
19/06:10	38,72	34,22	4,5	19,94	3,84	3,81	1,84	1,83	1,96	1,98	52,335	43,031	39,77	35,68	4,09	19,94	0	0	0	0	52,335
19/06:11	45,16	35,14	10,02	19,9	3,84	3,8	1,85	1,84	1,94	1,96	79,084	56,987	45,36	44,65	0,71	19,9	0	0	0	0	79,084
19/06:12	45,45	37,56	7,89	19,99	3,8	3,76	2,25	2,24	1,51	1,52	65,128	45,357	42,03	42,47	-0,44	19,99	0	0	0	0	65,128
19/06:13	45,48	37,47	8,01	19,87	3,98	3,94	1,16	1,15	2,75	2,79	94,203	82,573	37,96	37,87	0,09	19,87	0	0	0	0	94,203
19/06:14	46,11	37,32	8,79	19,99	3,8	3,76	2,21	2,2	1,54	1,56	69,78	47,683	35,43	36,01	-0,58	19,99	0	0	0	0	69,78
19/06:15	45,43	38,38	7,05	20	3,74	3,7	2,59	2,57	1,11	1,13	54,661	33,727	38,11	41,69	-3,58	20	0	0	0	0	54,661
19/06:16	45,36	38,69	6,67	20,11	3,75	3,71	2,5	2,48	1,21	1,23	55,824	36,053	39,77	45,57	-5,8	20,11	0	0	0	0	55,824
19/06:17	43,94	37,77	6,17	20,07	3,83	3,8	1,97	1,96	1,81	1,84	65,128	51,172	41,98	43,81	-1,83	20,07	1,2	1,19	0	-1,163	66,291
19/06:18	42,46	37,08	5,38	20,08	3,8	3,77	2,27	2,26	1,5	1,51	53,498	39,542	35,53	39,84	-4,31	20,08	0	0	0	0	53,498
19/06:19	40,77	35,93	4,84	20,08	3,81	3,78	2,22	2,21	1,55	1,57	50,009	37,216	32,63	36,06	-3,43	20,08	0	0	0	0	50,009
19/06:20	40,32	35,19	5,13	20,03	3,81	3,78	2,19	2,18	1,58	1,6	51,172	37,216	40,95	39,69	1,26	20,03	1,9	1,88	0	2,326	48,846
19/06:21	38,77	34,5	4,27	20,01	3,79	3,76	2,26	2,25	1,49	1,51	44,194	32,564	39,37	37,86	1,51	20,01	4,2	4,17	0	6,978	37,216
19/06:22	45,3	35,07	10,23	20,05	3,75	3,71	2,53	2,52	1,19	1,19	65,128	34,89	48,98	39,79	9,19	20,05	4,2	4,15	0	44,194	20,934
19/06:23	46,06	37,84	8,22	20,18	3,69	3,65	3	2,98	0,65	0,67	48,846	19,771	50,3	39,85	10,45	20,18	4,3	4,25	0	51,172	-2,326
Итого:					**90,6**	**89,73**	**56,97**	**56,61**	**32,63**	**33,12**	**1397,926**	**938,541**					**53,6**	**52,99**	**0**	**507,068**	**890,858**

Таблица 3.8

Параметры работы гелиоустановки 20.06.2014г

	ТВ1 - ГВС												ТВ-2 Теплосеть								
Дата	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V2**	**M2**	**V3**	**Мг**	**Qo**	**Qг**	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V3**	**Qтс**	**Расчет Qгу**
	°С	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**кВтч**	**кВтч**	**°С**	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**кВтч**	**кВтч**
20/06:00	51,24	39,72	11,52	20,31	3,67	3,62	3,16	3,14	0,47	0,48	59,313	17,445	56,24	43,72	12,52	20,31	4,2	4,14	0	60,476	-1,163
20/06:01	45,12	40,82	4,3	20,46	3,63	3,6	3,3	3,27	0,32	0,33	25,586	9,304	47,12	41,86	5,26	20,46	4,2	4,16	0	25,586	0
20/06:02	41,95	37,62	4,33	20,48	3,63	3,6	3,26	3,24	0,34	0,36	25,586	9,304	44,06	38,88	5,18	20,48	4,1	4,06	0	24,423	1,163
20/06:03	40,1	35,97	4,13	20,5	3,62	3,59	3,23	3,21	0,38	0,38	24,423	8,141	42,17	37,17	5	20,5	4,2	4,16	0	24,423	0
20/06:04	39,77	35,16	4,61	20,48	3,64	3,61	3,14	3,12	0,48	0,49	27,912	10,467	42,14	36,41	5,73	20,48	4,2	4,16	0	27,912	0
20/06:05	39,58	34,38	5,2	20,29	3,74	3,71	2,61	2,6	1,09	1,11	40,705	24,423	42,48	35,63	6,85	20,29	4,2	4,16	0	32,564	8,141
20/06:06	47,3	34,88	12,42	20,03	3,85	3,81	1,89	1,88	1,91	1,93	88,388	61,639	53,81	38,49	15,32	20,03	4,2	4,14	0	73,269	15,119
20/06:07	49,73	37,9	11,83	19,92	3,83	3,79	2,03	2,02	1,73	1,77	89,551	61,639	56,77	40,13	16,64	19,92	4,2	4,14	0	80,247	9,304
20/06:08	50,25	38,76	11,49	19,94	3,92	3,87	1,43	1,42	2,42	2,45	104,67	86,062	57,64	40,28	17,36	19,94	4,3	4,23	0	84,899	19,771
20/06:09	51,36	38,2	13,16	19,95	3,96	3,91	1,25	1,24	2,63	2,67	116,3	97,692	58,29	42,17	16,12	19,95	4,2	4,13	0	76,758	39,542
20/06:10	53,57	40,16	13,41	19,98	3,86	3,81	1,89	1,88	1,89	1,93	104,67	75,595	59,13	46,03	13,1	19,98	4,3	4,23	0	63,965	40,705
20/06:11	58,8	43,79	15,01	20,05	3,76	3,7	2,47	2,45	1,24	1,25	98,855	55,824	61,81	54,2	7,61	20,05	4,7	4,62	0	40,705	58,15
20/06:12	61,42	47,09	14,33	20,09	3,78	3,71	2,26	2,24	1,44	1,47	108,159	70,943	62,78	59,28	3,5	20,09	4,9	4,81	0	19,771	88,388
20/06:13	55,95	46,59	9,36	19,99	3,86	3,8	1,81	1,79	1,99	2,01	103,507	83,736	54,91	57,9	-2,99	19,99	4,6	4,54	0	-15,119	118,626
20/06:14	54,13	44,4	9,73	20,15	3,78	3,73	2,31	2,29	1,41	1,44	82,573	56,987	51,14	58,48	-7,34	20,15	4,2	4,15	0	-34,89	117,463
20/06:15	53,25	44,24	9,01	20,31	3,74	3,69	2,5	2,48	1,19	1,21	72,106	46,52	49,8	58,25	-8,45	20,31	4,2	4,15	0	-39,542	111,648
20/06:16	52,06	44,01	8,05	20,41	3,74	3,69	2,68	2,66	1,01	1,03	62,802	38,379	48,73	56,83	-8,1	20,41	4,2	4,15	0	-38,379	101,181
20/06:17	50,9	42,48	8,42	20,31	3,83	3,78	2,03	2,01	1,75	1,77	82,573	62,802	48,81	53,83	-5,02	20,31	4,2	4,15	0	-23,26	105,833
20/06:18	48,99	41,25	7,74	20,37	3,76	3,72	2,42	2,4	1,3	1,32	65,128	44,194	47,92	50,42	-2,5	20,37	4,3	4,25	0	-11,63	76,758
20/06:19	51,8	41,29	10,51	20,49	3,74	3,69	2,64	2,62	1,05	1,07	70,943	38,379	52,61	51,06	1,55	20,49	4,4	4,34	0	8,141	62,802
20/06:20	59,05	44,42	14,63	20,51	3,78	3,72	2,58	2,56	1,14	1,16	95,366	52,335	61,91	54,71	7,2	20,51	5,3	5,21	0	43,031	52,335
20/06:21	59,76	46,34	13,42	20,44	3,8	3,74	2,4	2,38	1,34	1,36	98,855	61,639	63,86	53,67	10,19	20,44	5,1	5,01	0	59,313	39,542
20/06:22	59,84	47,12	12,72	20,49	3,76	3,7	2,7	2,67	0,99	1,03	86,062	46,52	64,6	52,78	11,82	20,49	5,2	5,1	0	69,78	16,282
20/06:23	56,81	46,59	10,22	20,61	3,67	3,62	3,15	3,12	0,48	0,5	58,15	20,934	61,57	50,65	10,92	20,61	4,9	4,81	0	60,476	-2,326
Итого:					**90,35**	**89,21**	**59,14**	**58,69**	**29,99**	**30,52**	**1792,183**	**1140,903**					**106,5**	**105**	**0**	**712,919**	**1079,264**

Таблица 3.9

Параметры работы гелиоустановки 21.06.2014г

	ТВ1 - ГВС												ТВ-2 Теплосеть								
Дата	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V2**	**M2**	**V3**	**Мг**	**Qo**	**Qг**	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V3**	**Qтс**	**Расчет Qгу**
	°С	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**кВтч**	**кВтч**	**°С**	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**кВтч**	**кВтч**
21/06:00	46,79	43,07	3,72	28,27	3,54	3,43	3,4	3,43	0,21	0	15,119	0	48,39	44,46	3,93	28,27	4,3	4,25	0	18,608	-3,489
21/06:01	46,26	40,45	5,81	21,62	3,55	3,45	3,43	3,45	0,07	0	23,26	0	48,4	43,08	5,32	21,62	4,2	4,15	0	25,586	-2,326
21/06:02	45,98	39,71	6,27	21,95	3,54	3,47	3,48	3,47	0,01	0	25,586	0	48,19	42,72	5,47	21,95	4,3	4,25	0	26,749	-1,163
21/06:03	45,67	38,97	6,7	21,82	3,55	3,47	3,45	3,47	0,05	0	26,749	0	48,07	42,15	5,92	21,82	4,2	4,15	0	27,912	-1,163
21/06:04	45,41	38,38	7,03	21,72	3,56	3,44	3,38	3,44	0,14	0	27,912	0	48,07	41,55	6,52	21,72	4,3	4,25	0	31,401	-3,489
21/06:05	43,79	38,09	5,7	21,15	3,64	3,61	3,08	3,06	0,53	0,55	34,89	13,956	45,56	41,37	4,19	21,15	4,3	4,26	0	20,934	13,956
21/06:06	47,2	37,68	9,52	20,67	3,67	3,63	2,88	2,86	0,75	0,77	55,824	23,26	50,57	42,5	8,07	20,67	4,3	4,25	0	39,542	16,282
21/06:07	51,92	39,7	12,22	20,09	3,85	3,8	1,99	1,98	1,81	1,82	95,366	67,454	58,03	43,63	14,4	20,09	4,3	4,23	0	70,943	24,423
21/06:08	52,82	40,66	12,16	20,05	3,86	3,81	1,83	1,82	1,96	1,99	101,181	75,595	59,23	44,15	15,08	20,05	4,3	4,23	0	74,432	26,749
21/06:09	54,38	40,94	13,44	20,1	3,87	3,82	1,8	1,79	1,99	2,03	109,322	81,41	60,02	46,43	13,59	20,1	4,3	4,23	0	66,291	43,031
21/06:10	56,98	42,64	14,34	20,13	3,82	3,76	2,03	2,01	1,71	1,75	108,159	74,432	60,8	51,33	9,47	20,13	4,9	4,82	0	52,335	55,824
21/06:11	57,11	44,49	12,62	20,18	3,72	3,66	2,57	2,55	1,1	1,11	84,899	47,683	59,2	53,94	5,26	20,18	5,2	5,12	0	31,401	53,498
21/06:12	61,92	46,75	15,17	20,36	3,71	3,64	2,93	2,9	0,73	0,74	87,225	36,053	63,7	59,17	4,53	20,36	5,2	5,1	0	26,749	60,476
21/06:13	59,4	48,16	11,24	20,34	3,85	3,79	2,1	2,08	1,67	1,71	104,67	77,921	60,16	58,43	1,73	20,34	5	4,92	0	9,304	95,366
21/06:14	54,13	44,67	9,46	20,3	3,8	3,75	2,29	2,27	1,46	1,48	82,573	58,15	51,8	57,53	-5,73	20,3	4,2	4,15	0	-26,749	109,322
21/06:15	53,32	43,97	9,35	20,45	3,73	3,68	2,72	2,7	0,96	0,98	66,291	37,216	50,36	57,68	-7,32	20,45	4,2	4,15	0	-33,727	100,018
21/06:16	50,8	43,35	7,45	20,59	3,68	3,64	3,02	2,99	0,63	0,65	48,846	23,26	48,83	53,69	-4,86	20,59	4,2	4,15	0	-22,097	70,943
21/06:17	48,54	41,34	7,2	20,43	3,81	3,77	2,3	2,28	1,45	1,49	67,454	48,846	47,41	50,1	-2,69	20,43	4,3	4,25	0	-12,793	80,247
21/06:18	52,93	41,17	11,76	20,42	3,75	3,7	2,7	2,68	1,01	1,02	75,595	38,379	54,94	50,4	4,54	20,42	4,4	4,34	0	22,097	53,498
21/06:19	56,41	43,92	12,49	20,42	3,75	3,69	2,72	2,7	0,97	0,99	80,247	41,868	59,05	52,38	6,67	20,42	5,2	5,12	0	39,542	40,705
21/06:20	56,4	44,64	11,76	20,39	3,79	3,73	2,46	2,44	1,27	1,29	87,225	53,498	59,66	51,52	8,14	20,39	5	4,92	0	46,52	40,705
21/06:21	56,76	44,77	11,99	20,34	3,79	3,73	2,44	2,42	1,29	1,31	89,551	55,824	60,81	50,71	10,1	20,34	5,1	5,01	0	58,15	31,401
21/06:22	57,54	45,61	11,93	20,51	3,69	3,63	3,03	3	0,62	0,63	68,617	26,749	61,94	50,84	11,1	20,51	5,2	5,11	0	65,128	3,489
21/06:23	51,69	45,23	6,46	20,6	3,68	3,63	3,04	3,01	0,61	0,62	45,357	22,097	55,56	46,96	8,6	20,6	4,7	4,63	0	46,52	-1,163
Итого:					**89,2**	**87,73**	**65,07**	**64,8**	**23**	**22,93**	**1611,918**	**903,651**					**109,6**	**108,04**	**0**	**704,778**	**907,14**

Таблица 3.10

Параметры работы гелиоустановки 28.06.2014г

ТВ1 - ГВС													ТВ-2 Теплосеть								
Дата	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V2**	**M2**	**V3**	**Мг**	**Qo**	**Qг**	**t1**	**t2**	**dt**	**tx**	**V1**	**M1**	**V3**	**Qтс**	**Расчет Qгу**
	°С	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**м3**	**т**	**кВтч**	**кВтч**	**°С**	**°С**	**°С**	**°С**	**м3**	**т**	**м3**	**кВтч**	**кВтч**
19/06:00	28/06:00	46,58	42,41	4,17	20,46	3,64	3,6	3,11	3,08	0,53	30,238	16,282	49,49	42,89	6,6	20,46	4,3	4,25	0	32,564	-2,326
19/06:01	28/06:01	45,85	39,9	5,95	20,63	3,62	3,58	3,23	3,21	0,36	32,564	10,467	48,84	42,04	6,8	20,63	4,2	4,15	0	32,564	0
19/06:02	28/06:02	45,32	39,19	6,13	20,75	3,58	3,42	3,32	3,42	0,24	24,423	0	48,13	41,74	6,39	20,75	4,2	4,15	0	30,238	-5,815
19/06:03	28/06:03	44,77	38,78	5,99	20,82	3,6	3,44	3,34	3,44	0,24	24,423	0	47,51	41,29	6,22	20,82	4,3	4,25	0	30,238	-5,815
19/06:04	28/06:04	44,61	38,46	6,15	20,83	3,61	3,58	3,24	3,22	0,35	32,564	10,467	47,6	40,84	6,76	20,83	4,2	4,16	0	32,564	0
19/06:05	28/06:05	42,91	37,74	5,17	20,62	3,72	3,69	2,62	2,6	1,07	44,194	27,912	45,86	39,4	6,46	20,62	4,3	4,26	0	31,401	12,793
19/06:06	28/06:06	46,35	36,63	9,72	20,29	3,83	3,79	1,88	1,87	1,9	79,084	58,15	51,63	40,19	11,44	20,29	4,3	4,25	0	55,824	23,26
19/06:07	28/06:07	51,67	38,57	13,1	20,11	3,85	3,8	1,85	1,84	1,92	100,018	72,106	59,09	42,63	16,46	20,11	4,3	4,23	0	80,247	19,771
19/06:08	28/06:08	49,55	38,48	11,07	20,12	3,86	3,82	1,48	1,47	2,32	98,855	80,247	57	40,67	16,33	20,12	4,3	4,24	0	80,247	18,608
19/06:09	28/06:09	51,6	39,25	12,35	20,11	3,91	3,86	1,57	1,56	2,27	106,996	83,736	60,33	41,26	19,07	20,11	4,3	4,23	0	93,04	13,956
19/06:10	28/06:10	53,15	40,48	12,67	20,13	3,76	3,71	2,38	2,36	1,32	86,062	52,335	60,72	43,65	17,07	20,13	4,3	4,23	0	83,736	2,326
19/06:11	28/06:11	54,05	42,72	11,33	20,19	3,73	3,68	2,68	2,66	1	75,595	40,705	60,95	45,22	15,73	20,19	4,2	4,13	0	75,595	0
19/06:12	28/06:12	57,04	44,22	12,82	20,33	3,71	3,65	2,8	2,77	0,87	79,084	37,216	63,41	49,21	14,2	20,33	4,8	4,71	0	77,921	1,163
19/06:13	28/06:13	48,9	44,59	4,31	20,23	3,77	3,73	2,09	2,07	1,64	65,128	55,824	53,37	43,89	9,48	20,23	4,4	4,34	0	47,683	17,445
19/06:14	28/06:14	46,88	39,86	7,02	20,06	3,82	3,78	2,03	2,01	1,73	72,106	54,661	50,47	42,51	7,96	20,06	4,2	4,15	0	38,379	33,727
19/06:15	28/06:15	46,79	39,78	7,01	20,24	3,67	3,63	2,91	2,89	0,73	46,52	23,26	49,23	43,71	5,52	20,24	4,3	4,25	0	26,749	19,771
19/06:16	28/06:16	47,21	40,09	7,12	20,36	3,69	3,65	2,91	2,89	0,75	47,683	23,26	47,78	46,48	1,3	20,36	4,2	4,15	0	5,815	41,868
19/06:17	28/06:17	47,06	39,65	7,41	20,28	3,78	3,74	2,21	2,19	1,53	67,454	47,683	47,69	46,28	1,41	20,28	4,2	4,15	0	6,978	60,476
19/06:18	28/06:18	45,82	39,17	6,65	20,32	3,75	3,71	2,43	2,41	1,29	56,987	38,379	47,07	44,28	2,79	20,32	4,3	4,26	0	13,956	43,031
19/06:19	28/06:19	52,02	39,51	12,51	20,39	3,79	3,74	2,39	2,37	1,34	84,899	50,009	56,6	46,37	10,23	20,39	4,3	4,24	0	50,009	34,89
19/06:20	28/06:20	54,32	42,59	11,73	20,44	3,8	3,75	2,3	2,28	1,44	88,388	58,15	59,94	47,2	12,74	20,44	4,2	4,13	0	60,476	27,912
19/06:21	28/06:21	54,56	42,94	11,62	20,34	3,83	3,78	2,02	2	1,75	97,692	70,943	61,38	46,05	15,33	20,34	4	3,93	0	69,78	27,912
19/06:22	28/06:22	54,43	43,3	11,13	20,41	3,75	3,7	2,57	2,55	1,13	77,921	45,357	60,77	46,28	14,49	20,41	4,3	4,23	0	70,943	6,978
19/06:23	28/06:23	54,96	44,39	10,57	20,54	3,68	3,63	2,97	2,94	0,67	63,965	27,912	60,82	47,45	13,37	20,54	4,6	4,52	0	69,78	-5,815
Итого:	**Итого:**					**89,75**	**88,46**	**60,33**	**60,1**	**28,39**	**1582,843**	**985,061**					**103**	**101,59**	**0**	**1196,727**	**386,116**

На рисунке 3.15 представлен график тепловой мощности солнечной системы теплоснабжения 19.06.2014г. при полном обеспечении гелиоустановкой потребителя без дублирующего нагрева. Совпадение графиков ГУ и ГВС на участке графика от 11 до 20 часов обусловлено остановкой циркуляции тепловой сети котельной.

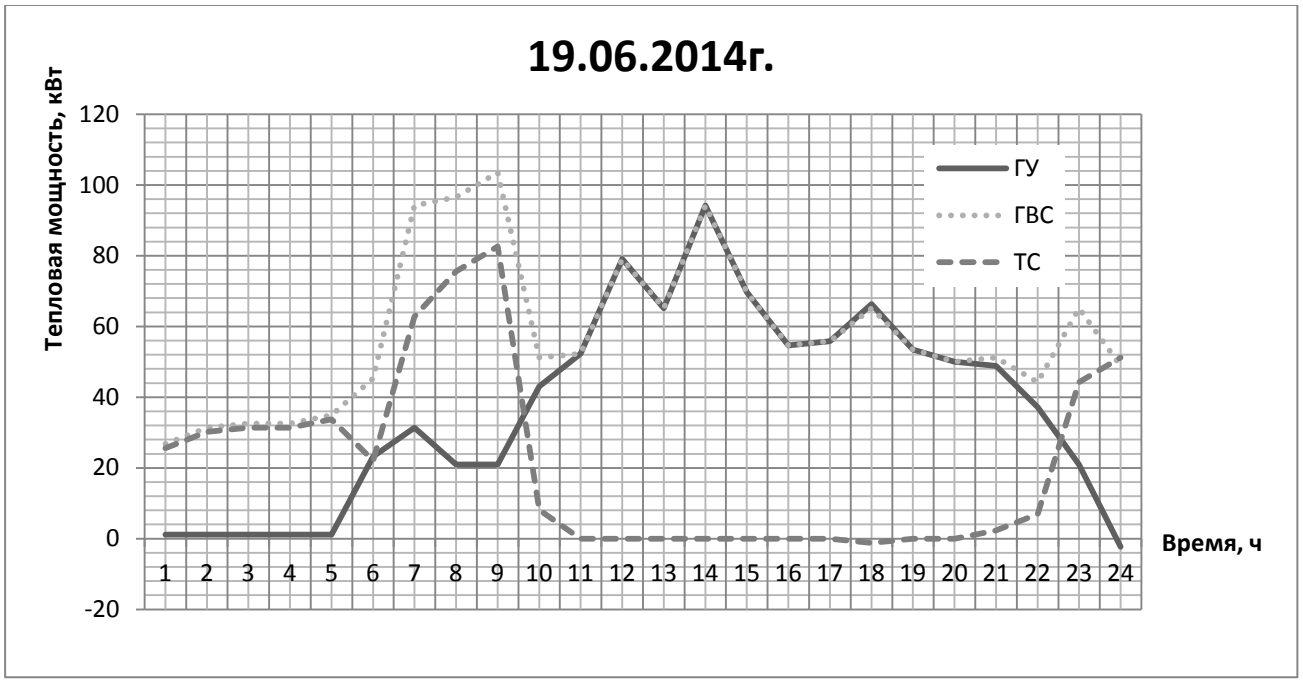


Рисунок 3.15 – График тепловой мощности 19.06.2014г.

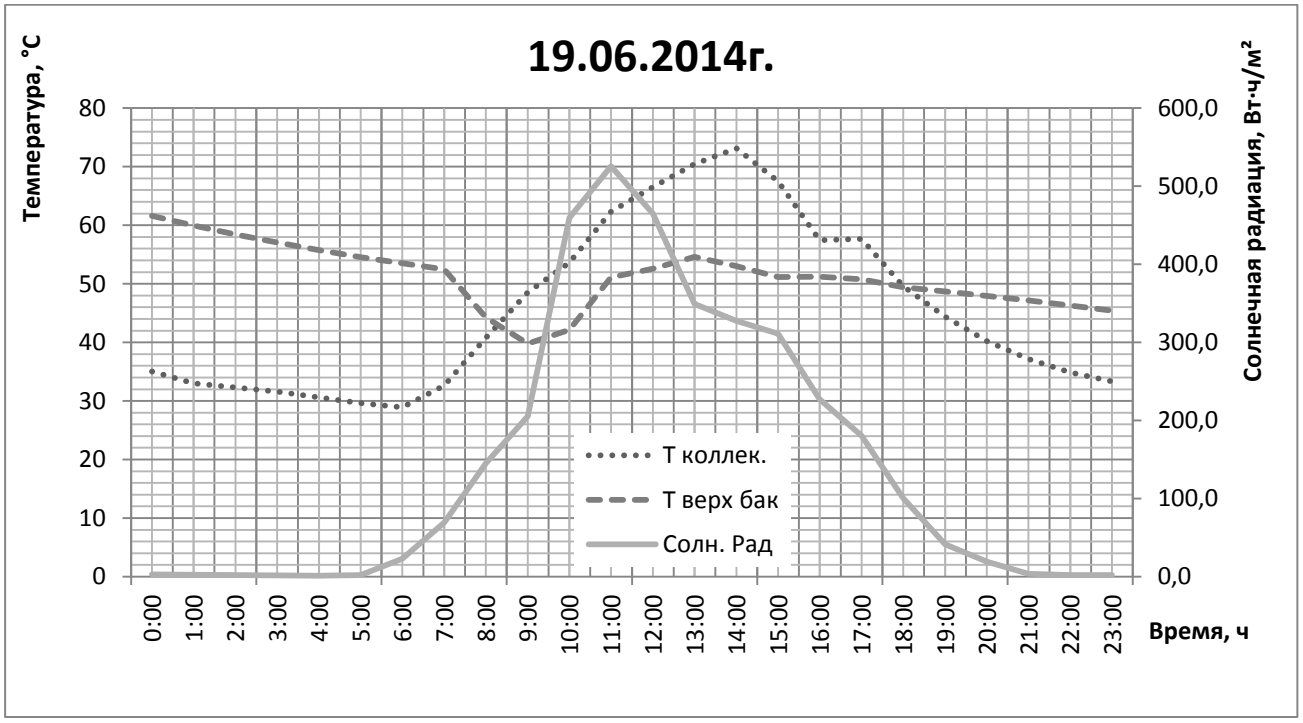


Рисунок 3.16 – График температур и солнечной радиации 19.06.2014г.

На рисунке 3.16 представлен график температур нагретого в коллекторах теплоносителя и верхней части бака-аккумулятора, а также график поступления солнечной радиации 19 июня 2014г.

На рисунке 3.17 представлен график тепловой мощности солнечной системы теплоснабжения 20.06.2014г. при полном обеспечении гелиоустановкой потребителя и сбросе излишков тепловой энергии в тепловую сеть.

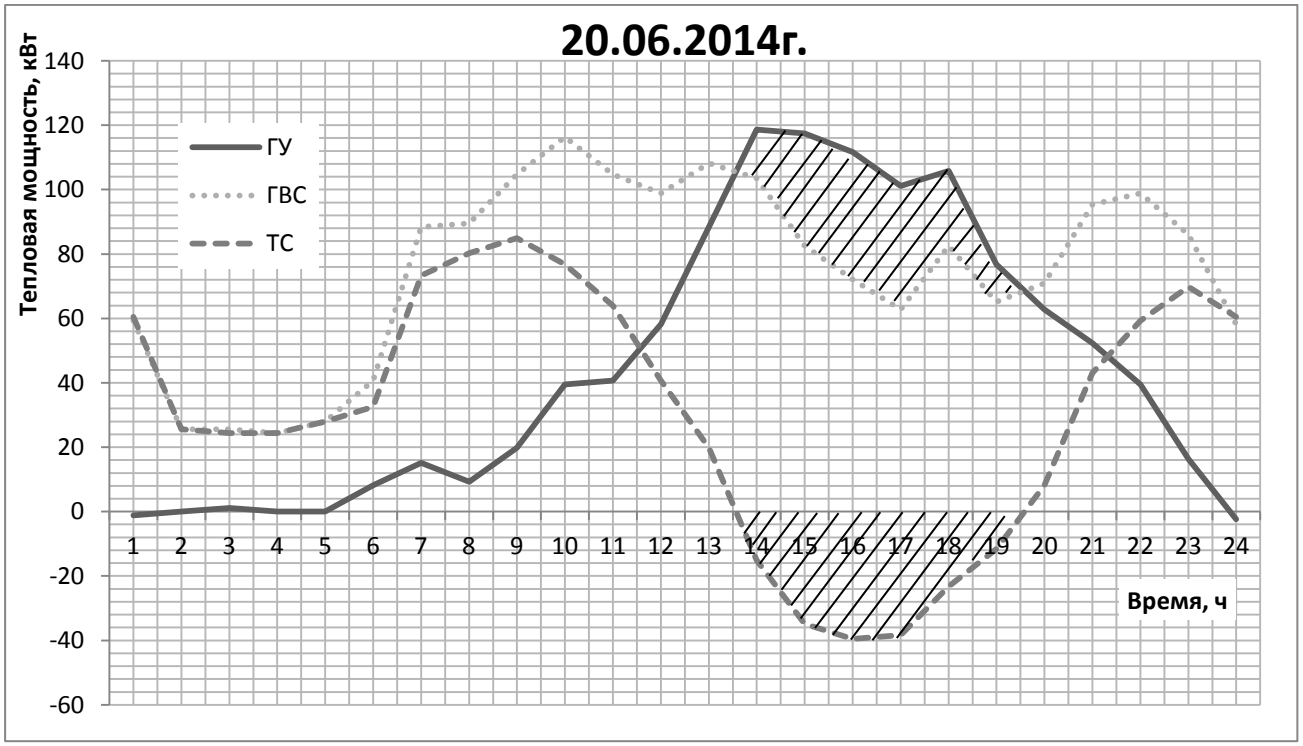


Рисунок 3.17 – График тепловой мощности 20.06.2014г.

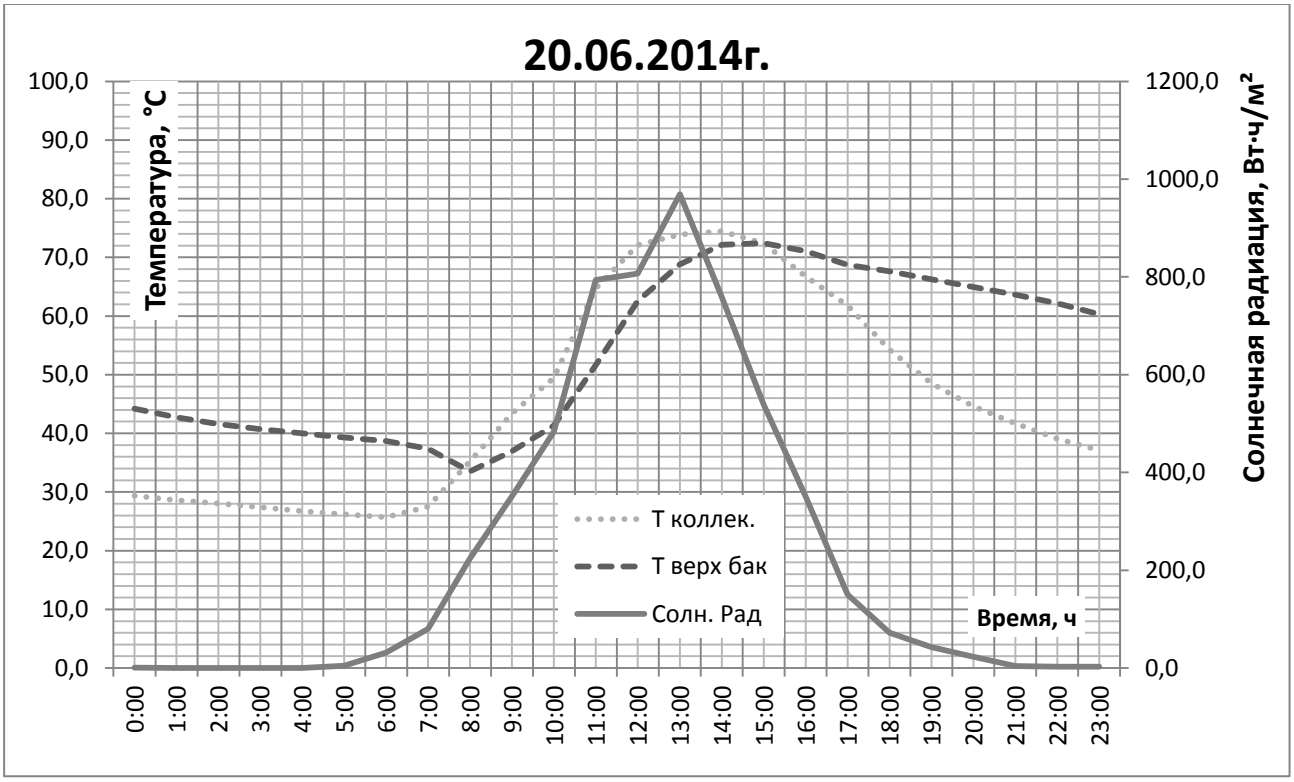


Рисунок 3.18 – График температур и солнечной радиации 20.06.2014г.

На рисунке 3.18 представлен график температур нагретого в коллекторах теплоносителя и верхней части бака-аккумулятора, а также график поступления солнечной радиации 20 июня 2014г.

На рисунке 3.19 представлен график тепловой мощности солнечной системы теплоснабжения 21.06.2014г. при полном обеспечении гелиоустановкой потребителя и сбросе излишков тепловой энергии в тепловую сеть.

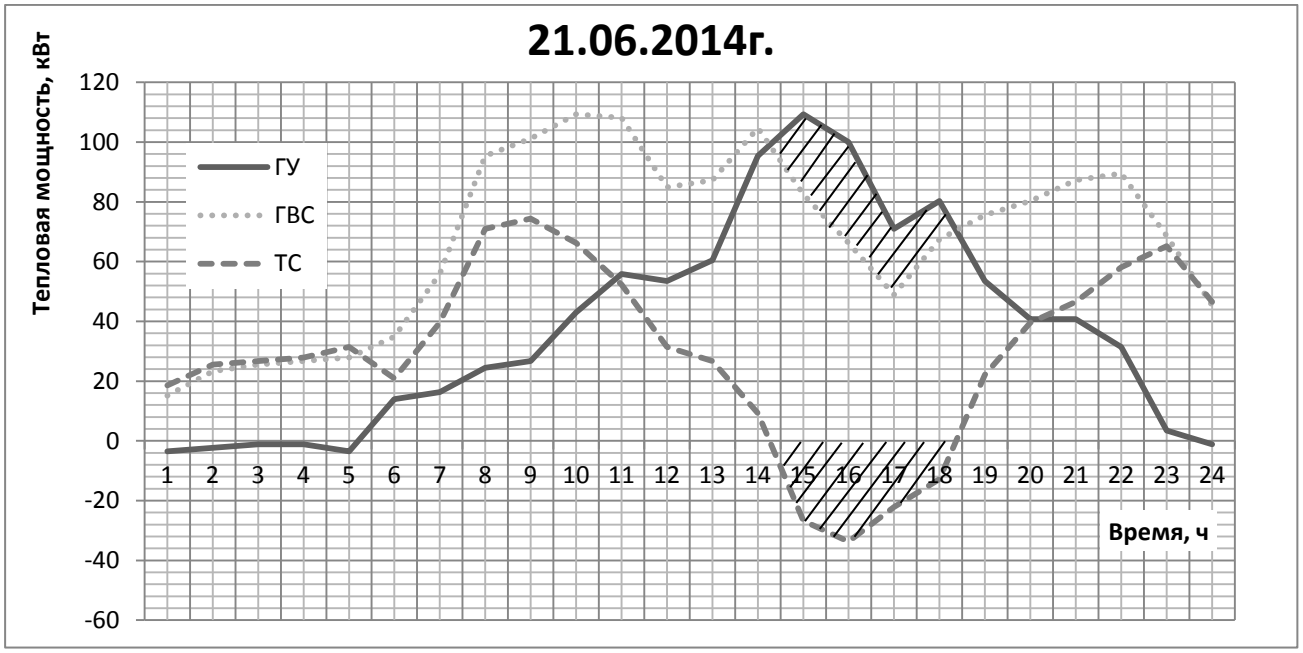


Рисунок 3.19 – График тепловой мощности 21.06.2014г.

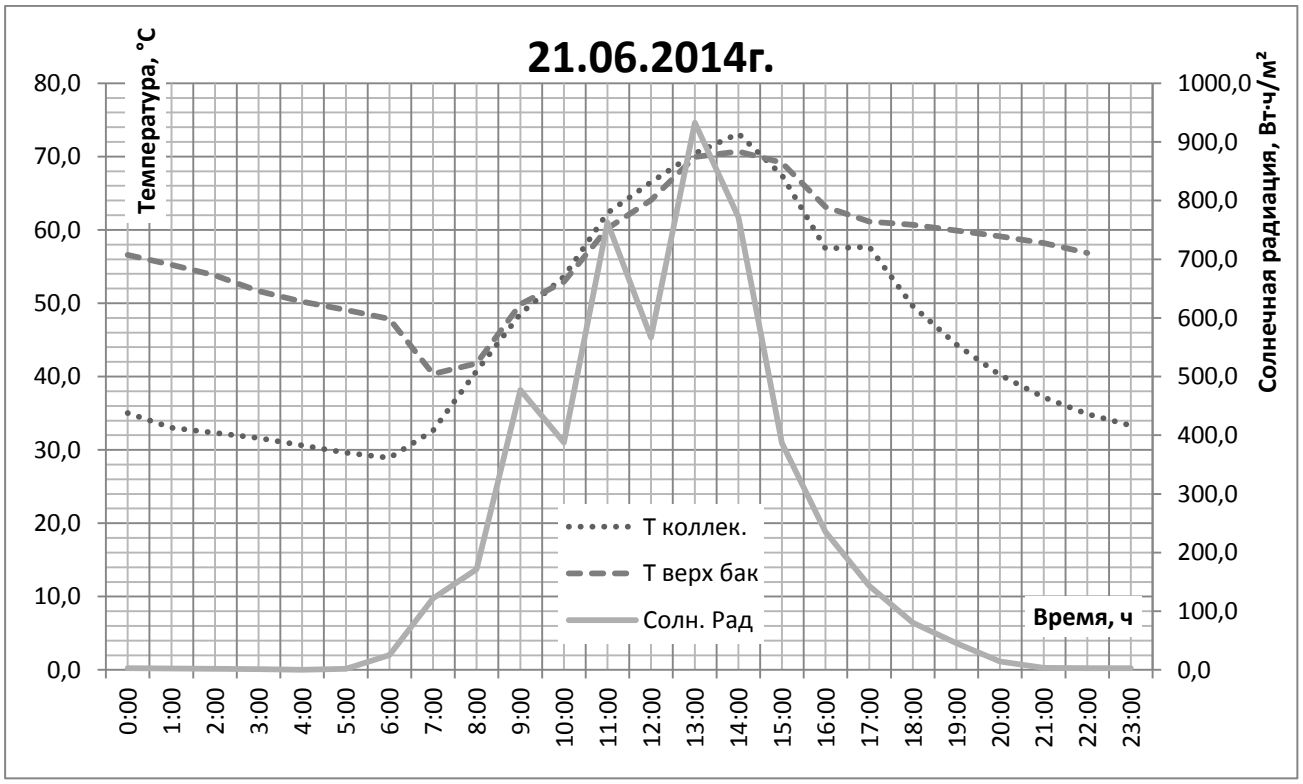


Рисунок 3.20 – График температур и солнечной радиации 21.06.2014г.

На рисунке 3.20 представлен график температур нагретого в коллекторах теплоносителя и верхней части бака-аккумулятора, а также график поступления солнечной радиации 21 июня 2014г.

На рисунке 3.21 представлен график тепловой мощности солнечной системы теплоснабжения 28.06.2014г. при отсутствии теплопоступлений от гелиоустановки в первой половине дня из-за пасмурной погоды и покрытии нагрузки от тепловой сети.

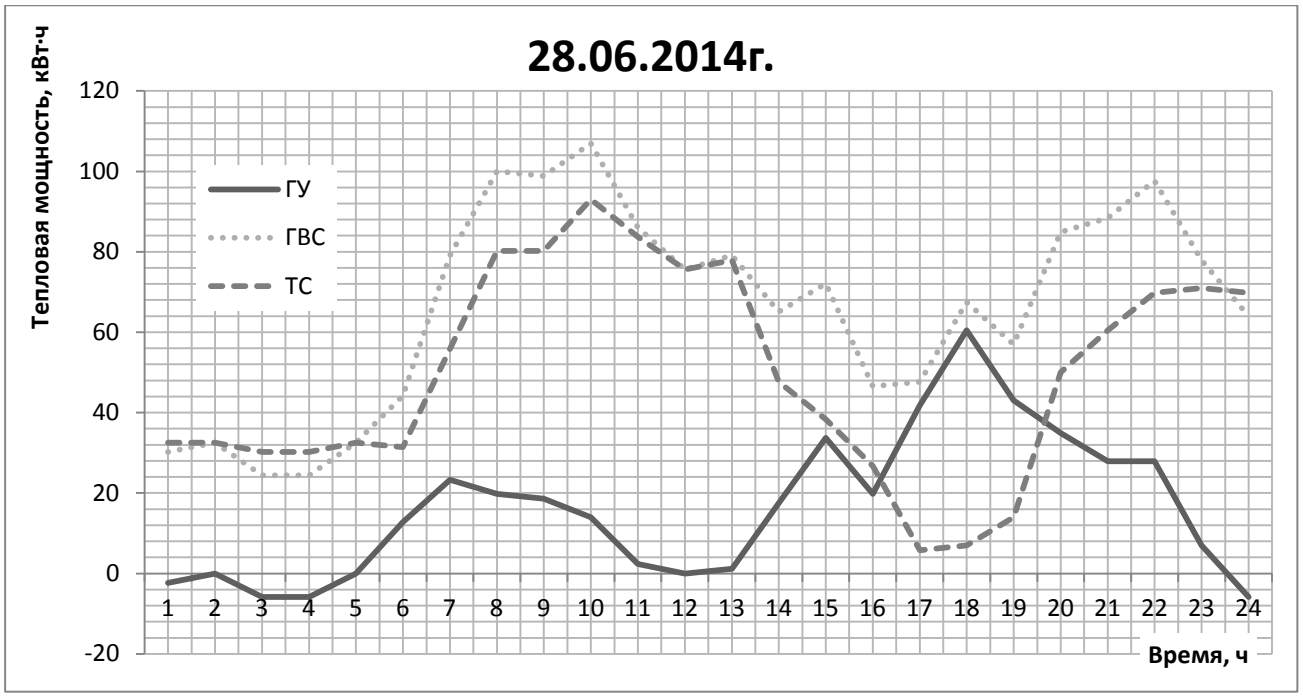


Рисунок 3.21 – График тепловой мощности 28.06.2014г.

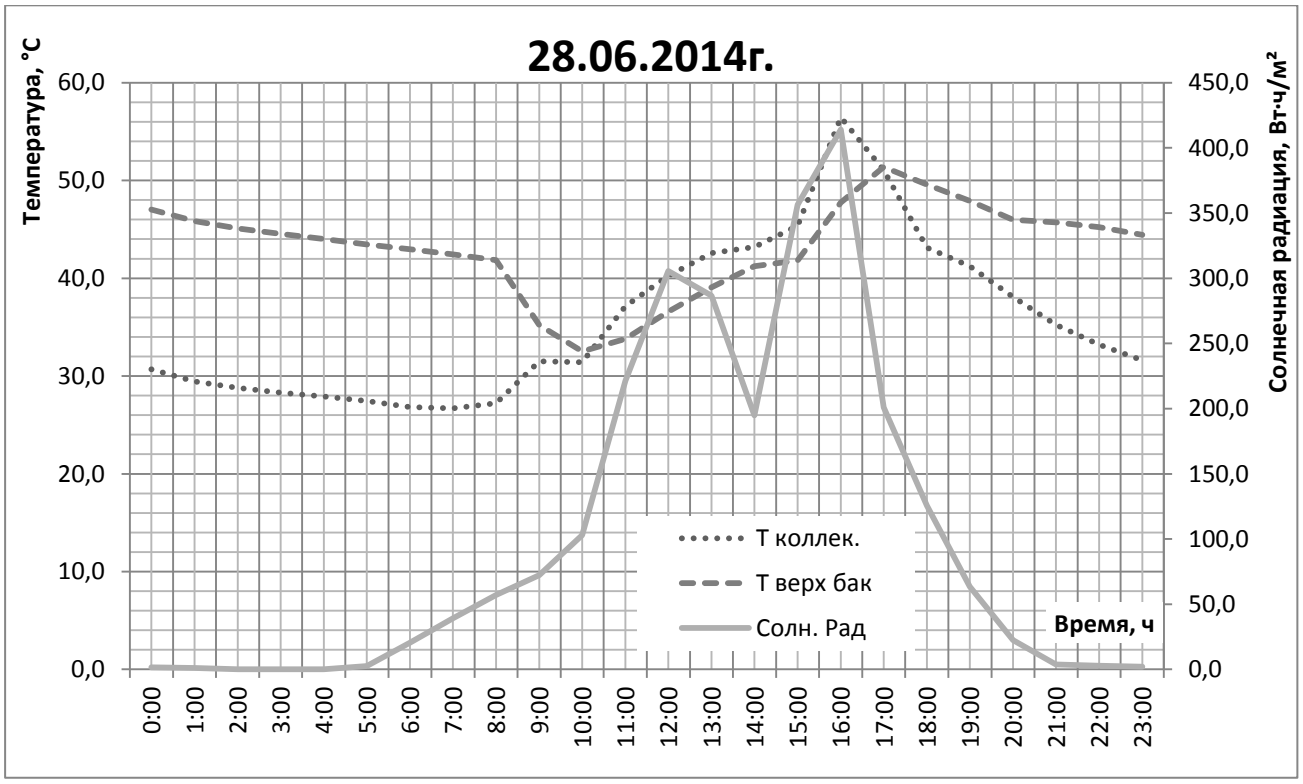


Рисунок 3.22 – График температур и солнечной радиации 28.06.2014г.

На рисунке 3.22 представлен график температур нагретого в коллекторах теплоносителя и верхней части бака-аккумулятора, а также график поступления солнечной радиации 28 июня 2014г.

На рисунке 3.22 представлена принципиальная схема автоматизации системы догрева горячей воды после гелиоустановки, позволяющая работать, в том числе, и в реверсивном режиме[83].

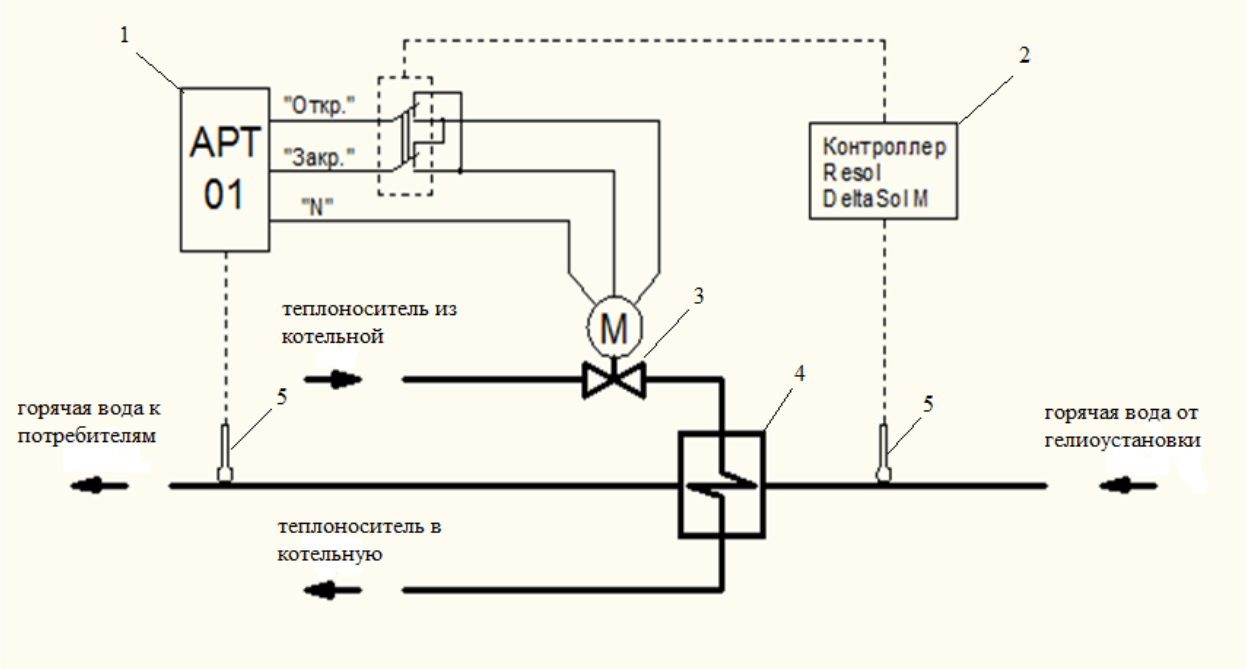


Рисунок 3.23 – Принципиальная схема управления подогревателя ГВС в реверсивном режиме.

1. контроллер АРТ-01; 2 – контроллер Resol DeltaSol M; 3 – клапан регулирующий с электроприводом; 4 – теплообменник; 5 – термопреобразователь.

3.3 Выводы по главе 3

1. В результате экспериментальных исследований подтверждены основные проектные характеристики и режимы работы гелиоустановки. Максимальная тепловая мощность гелиоконтура составила 219,15 кВт. Степень обеспечения тепловых нагрузок объекта от гелиоустановки составила до 64 % в сутки.
2. Установлено, что в результате семикратного завышения значения рециркуляции в системе горячего водоснабжения объекта имело место 20% перерасход тепловой энергии догрева от котельной и соответственного снижения КПД гелиоустановки. Исправление данного фактора позволило повысить КПД гелиоустановки на 15%.
3. В ходе анализа эксплуатационных данных гелиоустановки установлено, что скорость отвода тепла от бака-аккумулятора недостаточна и требуется корректировка работы контура «разгрузки». Это позволит не только повысить эффективность работы гелиоконтура установки, но и увеличить покрытие тепловой нагрузки объекта теплоснабжения, а также увеличить объемы тепловой энергии, передаваемой в тепловую сеть в реверсивном режиме.
4. Подтверждено решение о возможности снижения в 1,5 раза вместимости бака-аккумулятора применением реверсивного режима работы со сбросом избыточного солнечного тепла в котельную.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛОСКИХ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

4.1. Методика расчета солнечных коллекторов

Для оптимального конструирования плоских коллекторов с целью повышения их эффективности требуются определить их оптические, теплотехнические и энергетические показатели, которые могут быть получены из балансовых уравнений для отдельных элементов[84].

На рисунке 4.1 представлен плоский солнечный коллектор, состоящий из абсорбера, уложенного в корпус, защищенный сверху светопрозрачным ограждением, теплоизолированного со стороны дна и боковых стенок.

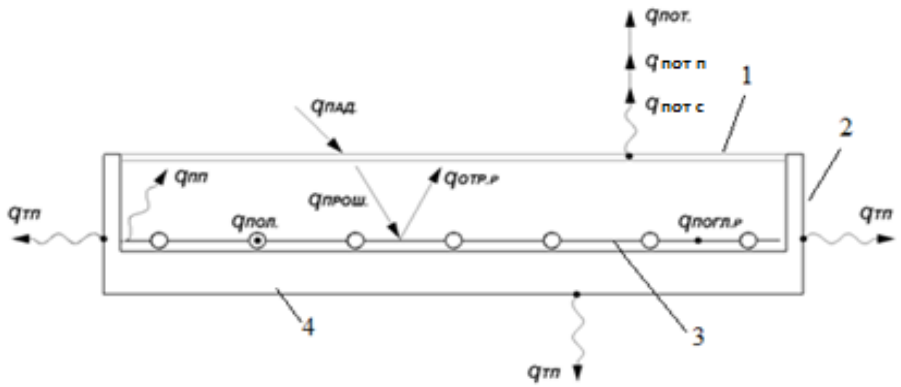


Рисунок 4.1 – Схема энергетических потоков светопрозрачного ограждения, абсорбера и корпуса плоского СК
1 – светопрозрачное ограждение; 2 – теплоизоляция боковых стенок; 3 – абсорбер; 4 – теплоизоляция дна корпуса;

Падающая на лучевоспринимающую поверхность (абсорбер) солнечная радиация $q_{пад}$ проходит через светопрозрачное ограждение (стекло) $q_{прош}$ и частично теряется $q_{пот}$ при прохождении слоя пыли и грязи $q_{потп}$ и стекла $q_{потс}$, а также вследствие загораживания боковыми стенками коллектора $q_{пот\ пп}$. Прошедшая через светопрозрачное ограждение часть солнечной радиации в основном поглощается абсорбером $q_{погл_р}$ и частично отражается обратно $q_{отр_р}$. Поглощенная поверхностью абсорбера часть солнечной радиации преобразуется в тепло, которое идет на компенсацию тепловых потерь установки в окружающую среду $q_{тп}$, разогрев установки $q_{нагр}$ и получение полезной энергии $q_{пол}$ [84].

Таким образом, балансовые уравнения для отдельных элементов солнечного коллектора имеют вид:

$$q_{пад} = q_{прош} + q_{пот} \tag{4.1}$$

$$q_{пот} = q_{пот_{пп}} + q_{пот_{п}} \tag{4.2}$$

$$q_{прош} = q_{погл_{р}} + q_{отр_{р}} \tag{4.3}$$

$$q_{погл_{р}} = q_{тп} + q_{нагр} + q_{пол}, \tag{4.4}$$

где: $q_{пад}$ - падающая на светопрозрачное ограждение солнечная радиация; $q_{прош}$ - солнечная радиация, прошедшая через светопрозрачное ограждение; $q_{пот}$ - потери солнечной радиации при прохождении через светопрозрачное ограждение; $q_{пот_{пп}}$ - потери солнечной радиации вследствие затенения боковыми стенками; $q_{пот_{п}}$ - потери солнечной радиации при прохождении через слой пыли и грязи на стекле; $q_{погл_{р}}$ - солнечная радиация, поглощенная абсорбером; $q_{отр_{р}}$ - солнечная радиация отраженная абсорбером; $q_{тп}$ - потери тепловой энергии в окружающую среду; $q_{нагр}$ - тепловая энергия на нагрев коллектора; $q_{пол}$ - полезная тепловая энергия, отводимая от коллектора.

Коэффициент лучепоглощения определяется по формуле:

$$\alpha_{р} = \frac{q_{погл_{р}}}{q_{прош}}, \tag{4.5}$$

где: $\alpha_{р}$ - коэффициент лучепоглащения;

Коэффициент отражения абсорбера определяется по формуле :

$$\rho_{р} = \frac{q_{отр_{р}}}{q_{прош}}, \tag{4.6}$$

где: $\rho_{р}$ - коэффициент отражения абсорбера;

Коэффициент светопропускания (оптический коэффициент) прозрачного ограждения определяется по формуле:

$$\tau = \frac{q_{прош}}{q_{пад}}, \tag{4.7}$$

где: τ - коэффициент светопропускания;

Тепловой коэффициент полезного действия плоского солнечного коллектора определяется по формуле:

$$\eta_T = \frac{q_{пол}}{q_{погл_р}}, \quad (4.8)$$

где: η_T - тепловой КПД;

Коэффициент полезного действия (КПД) или эффективность солнечного коллектора определяется из формулы:

$$\eta = \frac{q_{пол}}{q_{пад}}, \quad (4.9)$$

где: η - КПД солнечного коллектора;

Подставляя отношения (4.5), (4.7) и (4.8) в (4.9), с учетом балансовых уравнений (4.1) – (4.4) имеем:

$$\eta = \alpha_р \tau \eta_T. \quad (4.10)$$

Произведение $\alpha_р\tau$ в решении (4.10) называется приведенным коэффициентом лучепоглощения поверхности абсорбера. Данное выражение (4.10) показывает зависимость эффективности солнечного коллектора от коэффициента светопропускания прозрачного ограждения τ, коэффициента лучепоглощения абсорбера α_p, и его теплового коэффициента η_T.

Часть излучения, прошедшего через светопрозрачное покрытие и достигшего лучевоспринимающей поверхности абсорбера, отражается обратно к светопрозрачному покрытию. Однако излучение полностью не теряется, поскольку часть его отражается назад к теплоприемнику. Это приводит к некоторому увеличению приведенной поглощательной способности, которая может быть представлена в виде:

$$(\alpha_р \tau) = \frac{\alpha_р \tau}{1-(1-\alpha_р)\rho_d}, \quad (4.11)$$

где: ρ_d - коэффициент отражения поверхности абсорбера.

Отражение от поверхности абсорбера ρ_d обычно диффузное, и для системы покрытий из одного, двух, трех и четырех слоев стекла значение ρ_d приблизительно равно 0,16; 0,24; 0,29 и 0,32 соответственно.

Поглощенное светопрозрачным покрытием солнечное излучение также полностью не теряется, поскольку эта поглощенная энергия повышает температуру покрытия и, следовательно, снижает тепловые потери от теплоприемника.

Если считать, что небольшое увеличение температуры светопрозрачного покрытия, обусловленное поглощением солнечного излучения не влияет на величину коэффициентов теплопередачи от поверхности абсорбера к окружающей среде $K_{C_{P-O}}$ и теплопередачи от поверхности светопрозрачного покрытия к окружающей среде, то энергия потока солнечной радиации определяется из выражения:

$$D = \alpha_p q_{пад} \frac{К_{C_{P-O}}}{\alpha_{К_{C_{H-O}}} + \alpha_{Л_{C_{H-O}}}}, \qquad (4.12)$$

где: D - энергия потока солнечной радиации при прохождении светопрозрачного покрытия; $q_{пад}$ - удельный поток солнечной радиации; $К_{C_{P-O}}$ - коэффициент теплопередачи от поверхности абсорбера к окружающей среде; $\alpha_{К_{C_{H-O}}}$ - коэффициент теплоотдачи конвекцией наружной поверхности светопрозрачного покрытия; $\alpha_{Л_{C_{H-O}}}$ - коэффициент теплоотдачи излучением от наружной поверхности светопрозрачного покрытия. Таким образом энергия потока солнечной радиации при прохождении светопрозрачного ограждения уменьшается на величину тепловых потерь вследствие поглощения излучения светопрозрачным покрытием и может рассматриваться в качестве дополнительного слагаемого в приведенный коэффициент лучепоглощения поверхности абсорбера. Эффективная приведённая способность поверхности абсорбера:

$$\frac{D}{q_{пад}} = \alpha_c \frac{К_{C_{P-O}}}{\alpha_{К_{C_{H-O}}} + \alpha_{Л_{C_{H-O}}}}$$

$$(\alpha_p \tau)_{эф} = \frac{\alpha_p \tau}{1-(1-\alpha_p)\rho_d} + \alpha_c \frac{К_{C_{P-O}}}{\alpha_{К_{C_{H-O}}} + \alpha_{Л_{C_{H-O}}}}, \qquad (4.13)$$

где: $\alpha_p \tau$ - эффективная поглощающая способность;

Общий анализ для систем светопрозрачных покрытий, состоящих из одинаковых слоев, дает:

$$(\alpha_p\tau)_{эф} = \frac{\alpha_p\tau}{1-(1-\alpha_p)\rho_d} + \alpha_c\sum_{i=1}^{n} a_i\tau_c^{i-1}, \qquad (4.14)$$

где: a_i – отношение полного коэффициента потерь к коэффициенту потерь от i-того покрытия к окружающей среде; τ_c^{i-1} - пропускательная способность одного покрытия.

В существующей практике при расчёте инсоляции через светопрозрачное ограждение солнечных коллекторов коэффициент светопропускания ограждения определяется по формуле:

$$\tau = \tau_{пп}\tau_{п}\tau_{с}, \qquad (4.15)$$

где: $\tau_{пп}$ - коэффициент светопропускания наружного покрытия светопрозрачного ограждения; $\tau_{п}$ - коэффициент светопропускания внутреннего покрытия светопрозрачного ограждения; $\tau_{с}$ - коэффициент светопропускания светопрозрачного абсорбера.

Из балансовых уравнений светопрозрачного ограждения солнечных коллекторов величина прошедшей через светопрозрачное ограждение солнечной радиации определяется по формуле:

$$q_{прош} = q_{пад} - q_{пп} - q_{п} - q_{с}, \qquad (4.16)$$

где: $q_{пп}$ - потери энергии в наружном слое светопрозрачного ограждения; $q_{п}$ - потери энергии во внутреннем покрытии светопрозрачного ограждения;

Пользуясь отношением (4.7) и (4.16) получаем выражение:

$$\tau = 1 - \frac{q_{пп}}{q_{пад}} - \frac{q_{п}}{q_{пп}} - \frac{q_{с}}{q_{пад}}. \qquad (4.17)$$

Обозначим:

$$r_{пп} = \frac{q_{пп}}{q_{пад}} \qquad (4.18)$$

$$r_{п} = \frac{q_{п}}{q_{пад}} \qquad (4.19)$$

$$r_c = \frac{q_c}{q_{прош.п}} \tag{4.20}$$

$$\tau'_п = \frac{q_{прош.п}}{q_{пад}}\ , \tag{4.21}$$

где $r_{пп}$ - коэффициент потерь энергии в наружном слое прозрачного ограждения; $r_п$ - коэффициент потерь энергии во внутреннем слое прозрачного ограждения; r_c - коэффициент потерь энергии в слое прозрачного ограждения; $\tau'_п$ - коэффициент потерь энергии при прохождении наружного, внутреннего слоев и самого прозрачного ограждения.

С учетом формул (4.18) – (4.21) выражение (4.17) имеет вид:

$$\tau = 1 - r_{пп} - r_п - r_c\tau_п . \tag{4.22}$$

Значения коэффициентов сопротивления к прохождению света переплёта корпуса $r_{пп}$, слоя пыли и грязи на поверхности прозрачного покрытия $r_п$ и самого светопрозрачного покрытия r_c могут быть выражены через коэффициенты их светопропускания, т.е.:

$$r_{пп} = 1 - \tau_{пп} \tag{4.23}$$

$$r_п = 1 - \tau_п \tag{4.24}$$

$$r_c = 1 - \tau_c . \tag{4.25}$$

Подставляя значения $r_{пп}$, $r_п$ и r_c из (4.23)-(4.25) в (4.22), получаем:

$$\tau_c = \tau_{пп} + \tau_п\tau_c - 1 . \tag{4.26}$$

Формула (4.26) написана в общем виде. Для прямой, рассеянной и отражённой радиации она соответственно может быть написана как:

$$\tau_{пр} = \tau_{пп_{пр}} + \tau_{п_{пр}}\tau_{с_{пр}} - 1 \tag{4.27}$$

$$\tau_{диф} = \tau_{пп_{диф}} + \tau_{п_{диф}}\tau_{с_{диф}} - 1. \tag{4.28}$$

Интегральный коэффициент светопропускания прозрачного ограждения корпуса солнечных коллекторов при этом может определяться по формуле:

$$\tau = \frac{\tau_{пр} q_{пад_{пр}} + \tau_{диф}(q_{пад_{диф}} + q_{пад_{отр}})}{q_{пад_{пр}} + q_{пад_{диф}} + q_{пад_{отр}}}. \quad (4.29)$$

Тепловые потери солнечных коллекторов в окружающую среду $F_{общ} q_{тп}$ состоят из потерь тепла через светопрозрачное покрытие $F_с q_{тп_с}$, дна корпуса $F_д q_{тп_д}$ и боковые стенки корпуса $F_б q_{тп_б}$, т.е.:

$$F_{общ} q_{тп} = F_с q_{тп_с} + F_д q_{тп_д} + F_б q_{тп_д} \quad (4.30)$$

$$q_{тп_с} = К_{с_{р-о}}(t_р - t_о) \quad (4.31)$$

$$q_{тп_д} = К_{д_{р-о}}(t_р - t_о) \quad (4.32)$$

$$q_{тп_б} = К_{б_{р-о}}(t_р - t_о), \quad (4.33)$$

где: $F_{общ}$ - общая поверхность солнечного коллектора; $F_с$ - площадь светопрозрачного покрытия; $F_д$ - площадь дна коллектора; $F_б$ - площадь боковых стенок коллектора.

Подставляя (4.31)- (4.33) в (4.30), после некоторых преобразований получаем:

$$q_{тп} = К_{пр_{р-о}}(t_р - t_о), \quad (4.34)$$

где: $К_{пр_{р-о}}$ приведённый на единицу фронтальной лучевоспринимающей поверхности коллектора $F_{общ}$ коэффициент теплопередачи ограждающих элементов или приведённый коэффициент теплопередачи солнечного коллектора:

$$К_{пр_{р-о}} = \frac{F_с К_{с_{р-о}} + F_д К_{д_{р-о}} + F_б К_{б_{р-о}}}{F_{общ}}. \quad (4.35)$$

Если обозначить через:

$$a = \frac{F_с}{F_{общ}}, b = \frac{F_д}{F_{общ}}, c = \frac{F_б}{F_{общ}}, \quad (4.36)$$

то выражение (4.35) может быть переписано в виде:

$$К_{пр_{р-о}} = aК_{с_{р-о}} + bК_{д_{р-о}} + cК_{б_{р-о}}, \quad (4.37)$$

где a b c - коэффициенты.

Для солнечных нагревателей, боковые стенки корпуса которых изолированы теплоизоляционным материалом, значение коэффициента *c* определяется как:

$$c = \frac{h_1 L}{F_{общ}}, \qquad (4.38)$$

где h_1 – расстояние между абсорбером и светопрозрачным ограждением, L – периметр корпуса.

Наиболее существенными из коэффициентов тепловых потерь, входящих в формулу (4.37), является коэффициент теплопередачи светопрозрачного покрытия $K_{C_{P-O}}$, который зависит от многих факторов: толщины воздушной прослойки между абсорбером и светопрозрачным покрытием $\delta_{вп_{р-с}}$, между стёклами $\delta_{вп_{с_1-с_2}}$ (в случае многослойного покрытия), размеров корпуса, угла наклона установки к горизонту, температуры абсорбера и наружного воздуха, качества стекла, степени черноты лучепоглощающей поверхности абсорбера, состояния неба, скорости и направления ветра и т.п.

Расчётное выражение, показывающее зависимость коэффициента теплопередачи светопрозрачного покрытия солнечных коллекторов от перечисленных выше факторов, получено методом приравнивания удельных тепловых потоков на отдельных слоях и в общем виде представлено формулой:

$$K_{c_{p-o}} = \left(\frac{1}{\alpha_{к_{p-c_в}} + \alpha_{л_{p-c_в}}} + \sum_{i=1}^{n} \frac{\delta_{c_1}}{\lambda_{c_1}} + \sum_{i=2}^{n} \frac{1}{\alpha_{к_{c_{i-1}-c_i}} + \alpha_{л_{c_{i-1}-C_i}}} + \frac{1}{\alpha_{к_{c_н}-0} + \alpha_{л_{c_н}-0}} \right)^{-1}, \qquad (4.39)$$

где n – число слоёв прозрачной изоляции, нумерация слоёв начинается со стороны абсорбера.

При получении выражения (4.39) допущено, что поглощение солнечной энергии стёклами и лучистый теплообмен между зачернённой поверхностью абсорбера и небом (через стекло) существенно влияют на величину тепловых потерь.

В частном случае, когда светопрозрачное покрытие коллектора состоит из одного стекла (т.е. n=1), выражение (4.39) примет вид:

$$К_{с_{р-о}} = \left(\frac{1}{\alpha_{к_{р-с}} + \alpha_{Л_{р-с}}} + \frac{\delta_с}{\lambda_с} + \frac{1}{\alpha_{к_{с-о}} + \alpha_{Л_{с-о}}} \right)^{-1}. \qquad (4.40)$$

Для простоты, при написании двойных индексов в формуле (4.40) указатель числа слоёв стекла 1 пропущен.

Как показывают расчёты, влияние термического сопротивления стекла $\frac{\delta_с}{\lambda_с}$ при его толщине 3-4 мм на величину коэффициента теплопередачи $K_{C_{P-O}}$ чрезмерно мало, и поэтому при практических расчётах величиной термического сопротивления стекла $\frac{\delta_с}{\lambda_с}$ можно пренебречь, т.е.:

$$К_{с_{р-о}} = \left(\frac{1}{\alpha_{к_{р-с}} + \alpha_{Л_{р-с}}} + \frac{1}{\alpha_{к_{с-о}} + \alpha_{Л_{с-о}}} \right)^{-1}. \qquad (4.41)$$

Выражения $\alpha_{к_{с_н-0}} + \alpha_{Л_{с_н-0}}$ и $\alpha_{к_{с-о}} + \alpha_{Л_{с-о}}$ в формулах (4.40) и (4.41) представляют собой суммарный коэффициент теплоотдачи наружной поверхности светопрозрачного покрытия (стекла).

Если ввести обозначение:

$$\alpha_{нар_с} = \alpha_{к_{с_н-0}} + \alpha_{Л_{с_н-0}}, \qquad (4.42)$$

то выражения (4.39)-(4.42) примут упрощённый вид.

Выражение для определения температуры стекла, полученное из равенства теплового потока, передаваемого от абсорбера к стеклу и в окружающую среду, имеет вид:

$$t_с = t_р - \frac{К_{с_{р-о}}(t_р - t_о)}{\alpha_{к_{р-о}} + \alpha_{Л_{р-с}}}. \qquad (4.43)$$

Поскольку, коэффициент теплопередачи светопрозрачного покрытия $К_{С_{Р-О}}$ зависит от температуры поверхности абсорбера и окружающей среды, для установления численного значения $К_{С_{Р-О}}$ в зависимости от температуры используем метод итерации. Итерационный метод расчёта $К_{С_{Р-О}}$ заключается в том, что при определённой температуре поверхности абсорбера $t_р$ произвольно задаётся температура стекла tc и рассчитываются коэффициенты $\alpha_{к_{Р-О}}$ и $\alpha_{к_{Р-О}}$. Результаты этих расчётов

используются для вычисления t_c по уравнению (4.43). Если полученное значение t_c близко к начальному, произвольно выбранному значению, то нет необходимости в дальнейших расчётах. В противном случае полученное значение t_c принимается за исходное и процесс вычислений повторяется.

Как следует из уравнений (4.39)-(4.41), при прочих равных условиях теплообмен между абсорбером и светопрозрачным покрытием существенно влияет на величину коэффициента теплопередачи $К_{С_{Р-О}}$. Из анализа результатов исследований [86,87], посвящённых изучению переноса тепла свободной конвекцией через наклонные герметичные прослойки, которые имеются в светопрозрачных ограждениях корпуса солнечных коллекторов, следует, что при $\varphi \le 60^o$, $1708 \le Ra\cos\varphi$ формула К.Г.Холландса

$$Nu = 1{,}0 + 1{,}44\left[1 - \frac{1708}{Ra\cdot\cos\varphi}\right]\cdot\left[1 - \frac{1708(\sin 1{,}8\varphi^{1{,}6})}{Ra\cdot\cos\varphi}\right] + \left[\left(\frac{Re\cdot\cos\varphi}{5830}\right)^{1/3} - 1\right]. \quad (4.44)$$

наиболее точна и приемлема для определения коэффициента конвективного теплообмена между абсорбером и светопрозрачным покрытием $\alpha_{к_{р-с}}$.

Значение коэффициента конвективного теплообмена наружной поверхности светопрозрачного покрытия $\alpha_{к_{с-о}}$ в формулах (4.39) – (4.41), в зависимости от скорости ветра может быть определена по формуле Мак-Адамса:

$$\alpha_{к_{с-о}} = 5{,}7 + 3{,}8\upsilon, \quad (4.45)$$

где υ – скорость ветра.

Значение коэффициентов лучистого теплообмена между абсорбером и светопрозрачным покрытием $\alpha_{л_{р-с}}$ и светопрозрачным покрытием и небосводом $\alpha_{л_{р-о}}$, входящие в формулы (4.39) - (4.41), в зависимости от температур и коэффициентов излучения светопрозрачного покрытия, небосвода и окружающей среды могут быть определены из общеизвестных выражений:

$$\alpha_{л_{р-о}} = \frac{\sigma(T_p^6 - T_c^6)}{\left(\frac{1}{\varepsilon_p} + \frac{1}{\varepsilon_c} - 1\right)(t_p - t_c)} \quad (4.46)$$

$$\alpha_{л_{c-o}} = \frac{\sigma(T_c^4 - T_o^4)}{\left(\frac{1}{\varepsilon_c} + \frac{1}{\varepsilon_o} - 1\right)(t_c - t_o)}. \qquad (4.47)$$

Следует отметить, что С.А.Клейном предложено эмпирическое соотношение [4] для расчёта $К_{С_{Р-О}}$ в диапазоне значений температуры лучепоглощающей поверхности абсорбера t_p от 40 до 130 ^oC с точностью ±0,2 Вт/м$^{2.o}$С:

$$К_{с_{р-о}} = \left[\frac{n}{\frac{344}{T_p}\left(\frac{T_p - T_o}{n+f}\right)^{0,31}} + \frac{1}{\alpha_{k_{c-o}}}\right]^{-1} + \frac{\sigma(T_p - T_o)(T_p^2 + T_o^2)}{\left[\varepsilon_p + 0,0425n(1-\varepsilon_p)\right]^{-1} + \left(\frac{2n + f - 1}{\varepsilon_c}\right) - n}, \qquad (4.48)$$

где n – число слоёв светопрозрачного покрытия;

$$f = (1 - 0,04\alpha_{k_{cн-o}} + 5\cdot 10^{-4}\alpha_{k_{cн-o}})(1 + 0,058n) \qquad (4.49)$$

Соотношение (4.48) удобно для ручного, так и для машинного счёта. Как показывают расчёты, недостатком соотношения (4.48) является то, что оно получено для толщины герметичной воздушной прослойки между абсорбером и стеклом $\delta_{вп_{р-с}}$, равной 0,0254 м.

Ниже будет показано, что значение $К_{С_{Р-О}}$ существенно зависит от толщины рассматриваемой воздушной прослойки.

Коэффициент теплопередачи дна корпуса коллектора, в котором абсорбер уложен на слой теплоизоляции, также определяется из равенства удельных тепловых потоков на отдельных слоях, т.е.:

$$К_{д_{р-о}} = \left(\frac{1}{\alpha_{к_{р-д_в}} + \alpha_{л_{р-д}}} + \sum_{i=1}^{n}\frac{\delta_{из_{д_i}}}{\lambda_{из_{д_i}}} + \sum_{i=2}^{n}\frac{1}{\alpha_{к_{д_{i-1}-д_i}} + \alpha_{л_{д_{i-1}-д_ш}}} + \frac{1}{\alpha_{к_{д_н-o}} + \alpha_{л_{д_н-0}}}\right)^{-1}. \qquad (4.50)$$

В частном случае, когда теплоизоляция дна корпуса однослойная и абсорбер уложен на теплоизоляцию дна (т.е. $t_p = t_{д_в}$), выражение (4.50) примет вид:

$$К_{д_{р-о}} = \left(\frac{\delta_{из_д}}{\lambda_{из_д}} + \frac{1}{\alpha_{к_{д_н-0}} + \alpha_{л_{д_н-0}}}\right)^{-1}. \qquad (4.51)$$

Расчёт коэффициента теплопередачи боковых стенок корпуса СК представляет довольно сложную задачу. В хорошо спроектированном СК тепловые потери через боковые стенки корпуса будут малы, так что нет необходимости определять их с высокой точностью.

Как будет показано далее, тепловые потери через боковые стенки корпуса установки зависят от материала изготовления боковых стенок корпуса, способа размещения абсорбера в корпусе относительно боковых стенок и наличия или отсутствия непосредственного теплового контакта между абсорбером и боковыми стенками.

В частном случае, когда абсорбер уложен на теплоизоляцию и нет контакта с боковыми стенками, значение коэффициента теплопередачи боковых стенок корпуса может быть определено по аналогичной (4.50) формуле, т.е.:

$$К_{б_{р-о}} = \left(\frac{1}{\alpha_{к_{р-б_в}} + \alpha_{л_{р-б_в}}} + \sum \frac{\delta_{из_{б_i}}}{\lambda_{из_{б_i}}} + \sum_{i=2}^{n} \frac{1}{\alpha_{к_{б_{ш-1}-б_i}} + \alpha_{л_{б_{i-1}-б_i}}} + \frac{1}{\alpha_{к_{б_{н-о}}} + \alpha_{л_{б_{н-о}}}} \right)^{-1}. \qquad (4.52)$$

В случае, когда теплоизоляция боковых стенок корпуса однослойная и абсорбер не находится в тепловом контакте с внутренними поверхностями боковых стенок корпуса, выражение (4.52) примет вид:

$$К_{б_{р-о}} = \left(\frac{1}{\alpha_{к_{р-б_в}} + \alpha_{л_{р-б_в}}} + \frac{\delta_{из_б}}{\lambda_{из_б}} + \frac{1}{\alpha_{к_{б_{н-о}}} + \alpha_{л_{б_{н-о}}}} \right)^{-1}. \qquad (4.53)$$

Значения коэффициентов конвективного и лучистого теплообмена наружных поверхностей дна и боковых стенок корпуса $\alpha_{к_{д_{н-о}}}, \alpha_{л_{д_{н-о}}}, \alpha_{к_{б_{н-о}}}, \alpha_{л_{б_{н-о}}}$ могут быть определены из аналогичных (4.45) и (4.47) формул.

Процесс отдачи тепла лучепоглощающей поверхностью абсорбера во внутренние поверхности боковых стенок корпуса сложен и недостаточно изучен. Тем не менее, для ориентировочных расчётов этих коэффициентов можно пользоваться известными методами [66, 88].

4.2. Расчёт абсорберов солнечных коллекторов

За основу принята листотрубная конструкция абсорбера. На рисунке 4.2 представлена принципиальная схема размещения элементов листотрубного абсорбера.

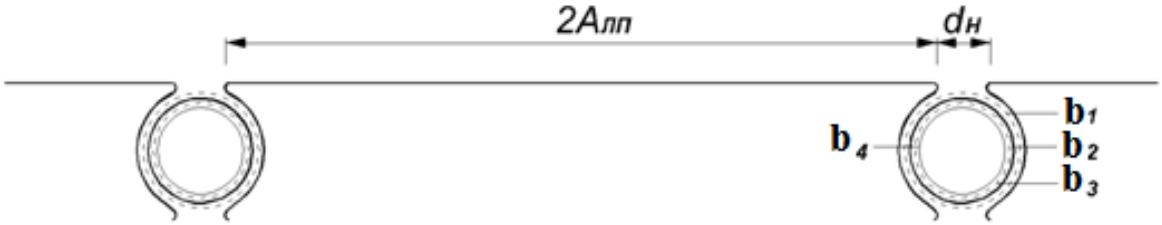


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема размещения элементов листотрубного разборного абсорбера

2Алп – ширина лучепоглощающей пластины; $d_н$ – ширина теплоотводящего канала, поглощающего солнечную радиацию; $b_{1,2,3,4}$ – периметр поперечного сечения слоев поверхности трубки

Теплопроизводительность лучепоглощающей пластины абсорбера, отнесённая к единице длины абсорбера по течению теплоносителя *l*:

$$q_{пол.l,лп} = 2A_{ЛП}\eta_{ЛП}\left[q_{поглр} - K_{пр_{р-о}}(t_a - t_o)\right], \quad (4.54)$$

где: $q_{пол.l,лп}$ - теплопроизводительность лучепоглощающей пластины абсорбера; $\eta_{ЛП}$ - КПД лучепоглощающей пластины абсорбера; $q_{поглр}$ - тепловая энергия, поглощающаяся пластиной абсорбера; $K_{пр_{р-о}}$ - коэффициент теплопередачи от пластины к жидкости; $t_a t_o$ - температуры пластины и жидкости.

Количество лучистой солнечной энергии, поглощённой непосредственно поверхностью теплоотводящего канала:

$$q_{пол.,l,тк} = d_н\left[q_{поглр} - K_{пр_{р-о}}(t_{\omega_н} - t_o)\right], \quad (4.55)$$

где: $q_{пол.,l,тк}$ - количество лучистой солнечной энергии, поглощенной облучаемой частью наружной стенки трубы; $t_{\omega_н}$ - температура наружной стенки трубы;

Количество теплоты, передаваемое элементами фиксации лучепоглощающей пластины теплоотводящим каналам абсорбера (через тепловой зазор между ними):

$$q_{полl,лп} = \left(\frac{\lambda_{тз}}{\delta_{тз}} b_1 + \alpha_{л_{тз}} b_2 \right) (t_\alpha - t_{w_н}), \qquad (4.56)$$

где: $q_{полl,лп}$ - количество тепла, передаваемое через теплопроводящий состав, соединяющий лучепоглощающие пластины и трубы; $\lambda_{тз}$ - коэффициент теплопроводности материала соединения пластины и трубы; $\delta_{тз}$ - толщина материала соединения пластины и трубы;

Количество теплоты, передаваемое наружной поверхностью стенки теплоотводящего канала её внутренней поверхности:

$$q_{полl,тп} = \frac{\lambda_\omega}{\delta_\omega} b_3 (t_{\omega_н} - t_{\omega_в}), \qquad (4.57)$$

где: $q_{полl,тп}$ - количество тепла, передаваемое через стенку трубы; λ_ω - коэффициент теплопроводности стенки трубы; δ_ω - толщина стеки трубы; $t_{\omega_н} t_{\omega_в}$ - температуры наружной и внутренних стенок трубы;

Количество теплоты, передаваемое внутренней поверхностью стенки теплоотводящего канала теплоносителю:

$$q_{полl,тп} = \alpha_{к_{\omega_{в-f}}} b_4 (t_{\omega_в} - t_f), \qquad (4.58)$$

где: $q_{полl,тп}$ - количество тепла, передаваемое жидкости от внутренней поверхности трубы; $\alpha_{к_{\omega_{в-f}}}$ - коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности трубы к жидкости; t_f - температура жидкости;

В результате совместного решения уравнений (4.54) и (4.56) имеем:

$$q_{полl,лп} = \frac{q_{погл\,р} - K_{пр_{р-о}} (t_{\omega_н} - t_o)}{\dfrac{1}{2A_{лп}\eta_{лп}} + \dfrac{K_{пр_{р-о}}}{\dfrac{\lambda_{тз}}{\delta_{тз}} b_1 + \alpha_{л_{тз}} b_2}}. \qquad (4.59)$$

Общее количество тепла, подведённое к теплоотводящим каналам абсорбера, складывается из теплоты, передаваемой от элементов фиксации лучепоглощающей пластины (через тепловой зазор) и поглощаемой (непосредственно) поверхностью теплоотводящего канала:

$$q_{пол,\text{тп}} = q_{пол,\text{лп}} + q_{пол,\text{тк}} = \left(\frac{1}{\frac{1}{2A_{ЛП}\eta_{ЛП}} + \frac{K_{пр_{р-о}}}{\frac{\lambda_{\text{тз}}}{\delta_{\text{тз}}} b_1 + \alpha_{л_{\text{тз}}}}} \right) + \alpha_н \cdot \left[q_{погл\,р} - K_{пр_{р-о}} (t_{\omega_н} - t_о) \right]. \quad (4.60)$$

В основу разрабатываемой конструкции абсорбера положен принцип сварочного соединения теплоотводящих каналов и теплопоглощающего листа. Это обеспечивает эффективную теплопередачу от листа абсорбера теплоносителю в теплоотводящих каналах. Таким образом, для случая, когда тепловой контакт между элементами фиксации лучепоглощающей пластины и теплоотводящими каналами идеальный:

$$\eta_{ТП} = \frac{\frac{1}{K_{ПР_{р-о}}}}{(2A_{ЛП} + d_н)\left[\frac{2}{(2A_{ЛП}\eta_{ЛП} + d_н)K_{ПР_{р-о}}} + \frac{1}{\frac{\lambda_\omega}{\delta_\omega} b_3} + \frac{1}{\alpha_{k_{\omega_в} - f^{b4}}} \right]}, \quad (4.61)$$

где

$$\eta_{ЛП} = \frac{th\left(\alpha_{ЛП} \sqrt{\frac{K_{ПР_{р-о}}}{\lambda_{ЛП}\delta_{ЛП}}} \right)}{\alpha_{ЛП} \sqrt{\frac{K_{ПР_{р-о}}}{\lambda_{ЛП}\delta_{ЛП}}}}, \quad (4.62)$$

Если полезно полученную теплоносителем энергию отнести к единице поверхности теплоприёмника, то:

$$q_{пол} = \frac{q_{пол,\text{тп}}}{2\text{A}_{\text{ЛП}} + d_н}, \quad (4.63)$$

то

$$q_{пол} = \eta_{тп} \left[q_{погл\,р} - K_{пр_{р-о}} (t_f - t_о) \right], \quad (4.64)$$

где $\eta_{тп}$ - термическая эффективность абсорбера низкопотенциальных коллекторов:

$$\eta_{\text{тп}} = \frac{\dfrac{1}{K_{np_{p-o}}}}{(2A_{\text{лп}} + d_н)\left(\dfrac{\dfrac{1}{2A_{ЛП}\eta_{ЛП}}\dfrac{K_{np_{p-o}}}{\dfrac{\lambda_{\text{тз}}}{\delta_{\text{тз}}}b_1 + \alpha_{л_{\text{тз}}}b_2}}{\left[1 + d_н\left(\dfrac{1}{2A_{ЛП}\eta_{ЛП}} + \dfrac{K_{np_{p-o}}}{\dfrac{\lambda_{\text{тз}}}{\delta_{\text{тз}}}b_1 + \alpha_{л_{\text{тз}}}b_2}\right)\right]K_{np_{p-o}}} + \dfrac{1}{\dfrac{\lambda_\omega}{\delta_\omega}} + \dfrac{1}{\alpha_{к_{\omega_в}-f}b_4}\right)}. \quad (4.65)$$

Выражение (4.65) даёт возможность провести всесторонний теплотехнический анализ той или иной конструкции абсорбера, установить влияние толщины теплового зазора между элементами фиксации лучепоглощающей пластины и теплоотводящим каналам, расхода теплоносителя, а также параметров лучепоглощающей пластины и стенок теплоотводящего канала на эффективность теплоприёмника. Кроме того, выражение (4.65) позволяет провести тепломеханическую оптимизацию как отдельных узлов, так и в целом всего абсорбера (например, ширина лучепоглощающей пластины, проводимость теплового зазора, проводимость стенки теплоотводящего канала, расход теплоносителя).

4.3. Интенсификация теплообмена в абсорберах солнечных коллекторов

Анализ гидравлических режимов в трубах абсорберов показал, что при малых скоростях потока в гладкой трубе (число Рейнольса Re<2300) режим движения – ламинарный, а при высокой скорости (Re>10000) – турбулентный. В диапазоне от Re<2300 до Re>10000 режим потока переходный. На рисунке 4.3 представлены профили скоростей ламинарного и турбулентного потоков в гладкой трубе. При этом во всех случаях, даже при турбулентном потоке в узком пристенном слое течение ламинарное.

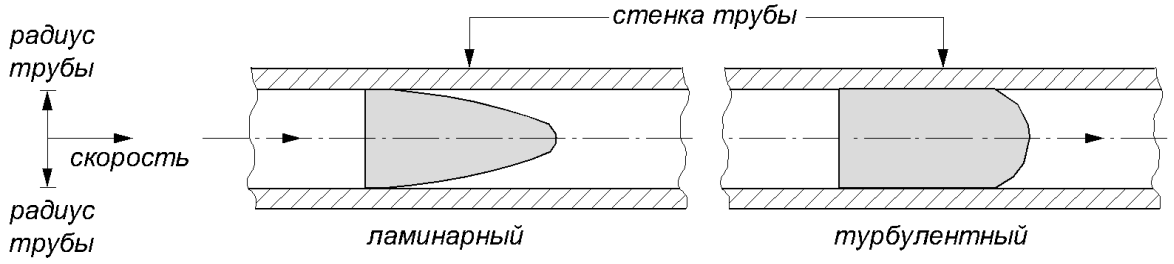


Рисунок 4.3 – Профили скоростей ламинарного и турбулентного потоков в трубе

Одним из эффективных способов повышения эффективности теплообмена при движении однофазного потока в трубах является создание вихревых зон в пристенном слое для дополнительной турбулизации потока. При реализации структуры турбулентного потока в гладких трубах при соотношении критериев Нуссельта и коэффициентов гидравлического сопротивления нормальной и профилированной $Nu/Nu_o > \zeta/\zeta_o$ площадь поверхности теплообмена в общем случае может быть снижена в 1,5-2 раза.

Эмпирические уравнения теплоотдачи и гидравлического сопротивления в гладких каналах при турбулентном течении без учёта свободной конвекции обобщаются зависимостями:

$$Nu = f_1(Re, Pr, \Psi, \chi/d_e) \qquad (4.66)$$

$$\zeta = f_2(Re, \chi/d_e), \qquad (4.67)$$

где $\zeta = -\dfrac{\gamma \partial P/\partial \chi}{\rho u^2/2d_e}$ и $\Psi = \mu_\omega/\mu_f$ - для капельных жидкостей

При обобщении экспериментальных данных по теплообмену и сопротивлению в каналах с периодически расположенными турбулизаторами в уравнения (4.66) и (4.67) надо включить безразмерные параметры, описывающие геометрические характеристики турбулизаторов.

Для накатанных труб при отработанной технологии накатки, обеспечивающей геометрическую повторяемость плавноочерченной формы выступов для каждой их высоты h и ширины канавки снаружи трубы при известной её глубине, достаточно двух параметров. Для течения в трубе это параметры d/D или h/D, характеризующие высоту выступа, и t/D – безразмерный шаг выступов.

Таким образом, методика расчёта теплообмена и гидравлического сопротивления в абсорберах с однофазными теплоносителями при интенсификации теплообмена путём дополнительной турбулизации пристенного слоя в каналах и путём управления отрывом пограничного слоя остаётся такой же, как и для гладких каналов. В этих случаях задачи экспериментов сводятся к получению замыкающих эмпирических зависимостей в виде (4.66) и (4.67) с добавлением соответствующих безразмерных параметров, характеризующих геометрию, взаимное расположение турбулизаторов и особенности каналов или пучков труб.

Такой подход позволил сформулировать задачи экспериментов с различными каналами.

Для накатанных труб эти задачи следующие:

1. Получить замыкающие зависимости для теплообмена и гидравлического сопротивления в виде:

$$\mathrm{Nu} = f_1(\mathrm{Re}, \mathrm{Pr}, \Psi, \frac{\chi}{D}, \frac{d}{D}, \frac{t}{D}) \qquad (4.68)$$

$$\zeta = f_2(\mathrm{Re}, \Psi, \frac{\chi}{D}, \frac{d}{D}, \frac{t}{D}) . \qquad (4.69)$$

Провести исследования в широком диапазоне геометрических и режимных параметров, охватывающих переход от ламинарного течения к турбулентному и развитое турбулентное течение, в практически важном интервале Re, с разными жидкостями в диапазоне Pr от 0,7 до 50.

В накатанных трубах с плавно очерченными поперечными диафрагмами была исследована теплоотдача и гидравлическое сопротивление при течении жидкостей (вода, глицериновые смеси) в широком диапазоне параметров: $\mathrm{Re}=1{,}5\cdot10^3\text{-}4\cdot10^5$, Pr=0,7-50, d/D=0,83-1, t/D=0,25-10, μ_f/μ_ω=1-2,5. Это позволило не только получить эмпирические расчётные зависимости, но и выявить характер влияния этих параметров на теплоотдачу и гидравлическое сопротивление в условиях интенсификации теплообмена.

В накатанных трубах критическое число Рейнольса, при котором происходит переход к турбулентному течению, снижается от Re_{cr}=2400 для гладкой трубы до Re_{cr}=2200 при 0,983≥d/D≥0,92 и t/D=1,0, до Re_{cr}=1900 при d/D=0,91 и до Re_{cr}=1580 при d/D=0,875 и t/D=0,5.

Влияние d/D и t/D на теплоотдачу и гидравлическое сопротивление в режиме переходного течения отображено на рисунках 4.4÷4.5.

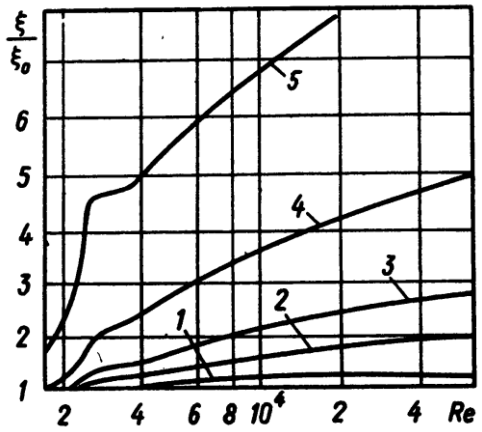


Рисунок 4.4 – Зависимость относительного гидравлического сопротивления от Re в накатанных трубах при t/D=0,5.

1 - d/D=0,983; 2 – 0,965; 3 – 0,943; 4 – 0,92; 5 – 0,875

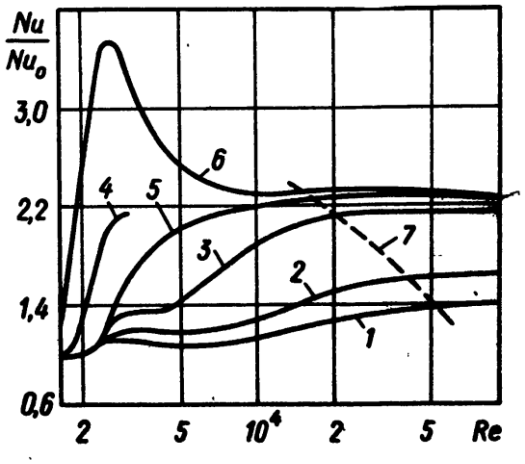


Рисунок 4.5 – Влияние Re на интенсивность теплоотдачи в накатанных трубах.

1 – d/D=0,983; 2 – 0,966; 3 – 0,943; 4 – 0,912 при t/D=1,0;

5 – 0,92; 6 – 0,875 при t/D=0,5; 7 – граница по Re*

В переходном режиме течения наиболее эффективны сравнительно высокие выступы (d/D~0,92), соизмеримые с толщиной пристенного слоя, в котором турбулентная теплопроводность невелика и основное термическое сопротивление сосредоточено в гладком канале.

В режиме развитого турбулентного течения зависимость теплопередачи в накатанных трубах оказалось аналогичной таковой в гладких трубах. Следовательно, отношение Nu/Nu_o в диапазоне Pr=0,7-50 не зависит от Pr. Однако, предельно достижимое значение Nu/Nu_o убывает с ростом Pr, так как при одинаковых Re с ростом Pr толщина слоя с основным термическим сопротивлением уменьшается.

Оптимальной для практического применения при развитом турбулентном течении можно принять накатку в диапазонах: для капельных жидкостей (Pr=2-80) - t/D=0,25-0,5 и d/D=0,94-0,98.

Средняя теплоотдача в капельных жидкостях при t/D=0,5, d/D≥0,94 и Re≥Re* вычисляется по формуле:

$$Nu/Nu_o=[100(1-d/D)]^{0,445}. \quad (4.70)$$

Здесь Nu_o определяется по зависимости:

$$Nu_o=0,0216\ Re^{0,8}Pr^{0,445}, \quad (4.71)$$

при определяющей среднемассовой температуре жидкости по длине трубы. Значение Re*, при котором рост Nu/Nu_o с увеличением Re прекращается, определяется по соотношению:

$$Re^* = \frac{3150}{(1-d/D)^{1,14}Pr^{0,57}}. \quad (4.72)$$

Данные по коэффициентам гидравлического сопротивления обобщаются с точностью ±12 % в диапазоне $Re=10^4 \div 4\cdot 10^5$ следующими зависимостями:

При d/D=0,90-0,97 и t/D=0,5-10

$$\frac{\zeta}{\zeta_o}=\left[1+\frac{100(lgRe-4,6)(1-d/D)^{1,65}}{\exp(t/D)^{0,3}}\right]\exp\left[\frac{25(1-d/D)^{1,32}}{(t/D)^{0,75}}\right]. \quad (4.73)$$

При d/D=0,88-0,98 и t/D=0,5

$$\frac{\zeta}{\zeta_o}=\left(1+\frac{lgRe-4,6}{3,4Re/10^5+6}\right)\left(1,3-\sqrt{\left|\frac{d}{D}-0,93\right|}\right)\exp\left[20,9(1-\frac{d}{D})^{1,05}\right]. \quad (4.74)$$

При d/D=0,90-0,98 и t/D=0,25

$$\frac{\zeta}{\zeta_o}=\left[1+\frac{\lg Re-4,6}{6(Re/10^5)^{0,33}}\right](3\frac{d}{D}-2)(2,5-1,5\frac{d}{D})\exp\left[17(1-\frac{d}{D})^{0,858}\right]. \quad (4.75)$$

В таблицах 4.1-4.3 приведены данные ζ/ζ_o, Nu/Nu_o, по которым можно производить расчёты теплообмена и сопротивления при течении капельных жидкостей с Pr=1-50 до $Nu/Nu_o \leq 2$ в каналах с интенсификаторами.

Таблица 4.1

Отношение Nu/Nu_o (A) и ζ/ζ_o (B) в зависимости от Re и d/D при t/D=0,25

Re	10^4		$2{\cdot}10^4$		$4{\cdot}10^4$		10^5		$2{\cdot}10^5$		$4{\cdot}10^5$	
d/D	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,99	1,28	1,45	1,30	1,36	1,32	1,32	1,35	1,20	1,37	1,20	1,38	1,17
0,98	1,55	1,88	1,55	1,72	1,60	1,72	1,62	1,62	1,70	1,60	1,75	1,50
0,97	1,80	2,36	1,80	2,20	1,85	2,20	1,88	2,15	1,95	2,08	2,05	2,05
0,96	1,98	2,84	2,00	2,76	2,08	2,74	2,10	2,68	2,15	2,74	2,25	2,70
0,95	2,14	3,28	2,20	3,30	2,28	3,35	2,28	3,32	2,37	3,40	2,45	3,50
0,94	2,30	3,80	2,35	3,85	2,43	4,10	2,43	4,15	2,56	4,20	2,63	4,45
0,93	2,43	4,20	2,50	4,36	2,58	4,86	2,58	5,20	2,68	5,15	2,79	5,45
0,92	2,54	4,70	2,64	5,00	2,68	5,66	2,70	6,24	2,78	6,18	2,92	6,60
0,91	2,60	5,20	2,75	5,60	2,77	6,40	2,78	7,35	2,84	7,40	3,00	7,80
0,90	2,65	5,80	2,80	6,30	2,80	7,16	2,82	8,22	2,88	8,80	3,08	9,08
0,89	2,65	6,32	2,85	7,10	2,80	8,10	2,82	9,20	2,92	10,30	3,12	10,56
0,88	-	-	2,87	-	2,80	-	2,82	-	2,96	-	3,16	-

Таблица 4.2

Отношение Nu/Nu_o (A) и ζ/ζ_o (B) в зависимости от Re и d/D при t/D=0,5

Re	10^4		$2{\cdot}10^4$		$4{\cdot}10^4$		10^5		$2{\cdot}10^5$		$4{\cdot}10^5$	
d/D	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,99	1,23	1,34	1,28	1,12	1,22	1,16	1,25	1,20	1,28	1,20	1,32	1,08
0,98	1,50	1,68	1,52	1,40	1,45	1,40	1,48	1,48	1,55	1,45	1,61	1,37
0,97	1,70	2,04	1,75	1,70	1,65	1,80	1,71	1,84	1,80	1,88	1,88	1,73
0,96	1,88	2,4	1,92	2,10	1,86	2,30	1,92	2,36	2,04	2,50	2,10	2,25
0,95	2,05	2,90	2,08	2,90	2,06	3,04	2,12	3,05	2,21	3,22	2,28	2,97
0,94	2,20	3,45	2,26	3,60	2,24	3,80	2,22	3,90	2,38	4,08	2,45	3,81
0,93	2,32	4,00	2,40	4,50	2,38	4,60	2,37	5,00	2,50	4,92	2,61	4,80
0,92	2,40	4,70	2,54	5,30	2,50	5,45	2,49	6,16	2,61	5,90	2,74	5,78
0,90	2,54	6,30	2,69	7,20	2,68	7,28	2,67	8,56	2,77	8,13	2,91	8,30
0,89	2,58	7,30	2,70	8,20	2,70	8,50	2,70	9,90	2,81	9,65	2,98	9,80
0,88	2,58	8,50	2,72	9,23	2,70	10,10	2,70	11,50	1,85	10,5	3,00	11,6

Таблица 4.3

Отношение Nu/Nu_o (A) и ζ/ζ_o (B) в зависимости от Re и d/D при t/D=1,0

Re	10^4		$2\cdot10^4$		$4\cdot10^4$		10^5		$2\cdot10^5$		$4\cdot10^5$	
d/D	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,99	1,13	1,05	1,13	1,07	1,15	1,08	1,15	1,11	1,16	1,07	1,12	1,08
0,98	1,27	1,10	1,25	1,15	1,30	1,16	1,34	1,27	1,40	1,28	1,28	1,20
0,97	1,41	1,15	1,40	1,20	1,458	1,27	1,54	1,45	1,55	1,53	1,43	1,40
0,96	1,57	1,25	1,55	1,30	1,61	1,50	1,70	1,72	1,70	1,85	1,60	1,65
0,95	1,69	1,40	1,65	1,46	1,73	1,82	1,85	2,02	1,82	2,20	1,75	1,95
0,94	1,81	1,80	1,82	1,72	186	2,30	1,9	2,39	1,966	2,61	1,90	2,40
0,93	1,93	2,44	1,95	2,08	1,98	2,94	2,05	2,85	2,08	3,07	2,08	0,90
0,92	2,06	3,05	2,09	2,80	2,13	3,50	2,21	3,45	2,20	3,52	2,21	3,40
0,91	2,17	3,72	2,21	3,76	2,23	4,30	2,32	4,38	2,32	4,04	2,35	4,18
0,90	2,27	4,52	2,38	4,80	2,35	5,50	2,41	5,60	2,40	4,76	2,47	5,08
0,89	2,38	5,62	2,48	5,90	2,45	6,90	2,52	6,80	2,50	5,80	2,57	6,20
0,88	2,48	7,00	2,60	7,30	2,58	8,25	2,60	8,30	2,60	7,20	2,66	7,45
0,87	2,54	10,0	2,70	9,95	2,66	10,0	2,67	10,0	2,68	9,50	2,74	9,00
0,86	2,62	-	2,81	-	2,75	-	2,72	-	2,75	-	2,80	-

Если внутри труб имеет место переходная область течения: $Re=(2\text{-}4)\cdot10^3$, то оптимальными параметрами интенсификаторов являются d/D=0,90-0,91 и t/D=1,0. Для этих параметров турбулизаторов увеличение теплоотдачи и гидравлического сопротивления определяется по данным таблицы 4.4.

Таблица 4.4

Отношение Nu/Nu_o (A) и ζ/ζ_o (B) в зависимости от Re и d/D при t/D=1,0

Re	1580	2000	2510	3160	3980	5000	6300	7950
Nu/Nu_o	0,94	1,41	2,06	2,05	1,99	1,93	1,90	1,85
ζ/ζ_o	1,26	1,48	2,01	1,95	2,09	2,28	2,42	2,55

Фактическое увеличение коэффициента теплопередачи составляет $K/K_o=2,25\text{-}2,5$.

Наибольшее влияние на коэффициент теплоотдачи α оказывает увеличение коэффициента турбулентного переноса тепла ε_q в непосредственной близости от стенки. В пристенном слое толщиной (0,05-0,1) r_o среднее значение ε_q не превышает 10 % от максимального при данном Re, а тепловой поток близок к максимальному. Поэтому в пристенном слое толщиной (0,05-0,1) r_o срабатывается 60-70 % располагаемого

температурного напора. Соответственно, чем больше Pr, тем на более тонкий слой целесообразно воздействовать.

Дополнительная турбулизация ядра потока мало увеличит теплоотдачу, хотя и приведёт к большому росту гидравлических потерь. Эффективным методом интенсификации теплоотдачи также может быть периодическое расположение в трубе плавноочерченных выступов-турбулизаторов, высотой, равной толщине этого слоя (рисунок 4.11). Они не должны быть расположены слишком часто. При частом расположении турбулизаторов (t/h<5) возникающие за ними турбулентные пульсации не успевают заметно угаснуть на пути к следующему турбулизатору.

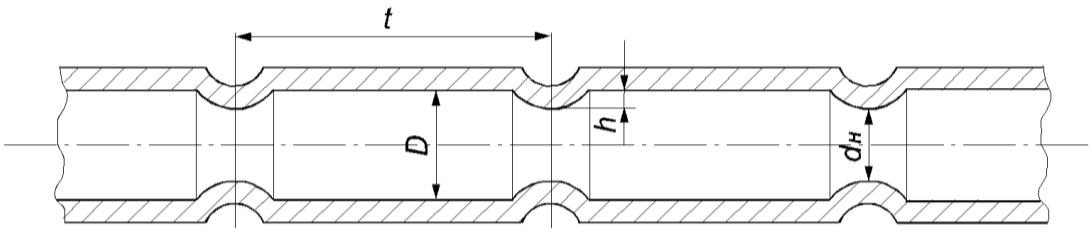


Рисунок 4.6 – Продольный разрез накатанной трубы

При достаточно большом расстоянии между турбулизаторами (t/h≥5-10) турбулентные пульсации, дополнительно возникшие при их периодическом разрешении, переносятся основным потоком близко к стенке. Интенсификация теплоотдачи будет достигнута ценой минимальных гидравлических потерь.

При слишком большом расстоянии между турбулизаторами (t/h>100-500) дополнительная турбулентность, возникающая за ними, успевает заметно угаснуть на некотором расстоянии от них, и остальной участок канала до следующего турбулизатора мало отличается по структуре потока от гладкого канала.

4.4. Разработка конструкции плоского солнечного коллектора

На основании результатов исследований разделов 4.1÷4.3 и работ [84÷87] разработана конструкция листотрубного плоского солнечного коллектора. Общий вид и разрез коллектора представлены на рисунке 4.7. Коллектор состоит из листотрубного медного абсорбера, штампованного корпуса, в котором уложена теплоизоляция, стекла и вспомогательных узлов.

На рисунке 4.8 приведена конструкция абсорбера. На основании выполненных исследований определены диаметры и шаг труб, размеры и шаг турбулизаторов. Метод соединения медного поглощающего листа с

покрытием фирмы Tinox и медных труб – лазерная сварка. Гидравлическая схема абсорбера – регистр (решетка). Количество патрубков для теплоносителя – 4.

Корпус штампованный из алюминиевого листа обеспечивает минимальные тепловые потери с базальтовой ватой толщиной 60 мм. Стекло гелиотехническое толщиной 4 мм. Разработана конструкция разборного крепления стекла, что обеспечивает ремонтопригодность солнечного коллектора.

Данная конструкция коллектора была изготовлена ОАО «Алмет» в г. Ульяновске по технологии и с участием автора.

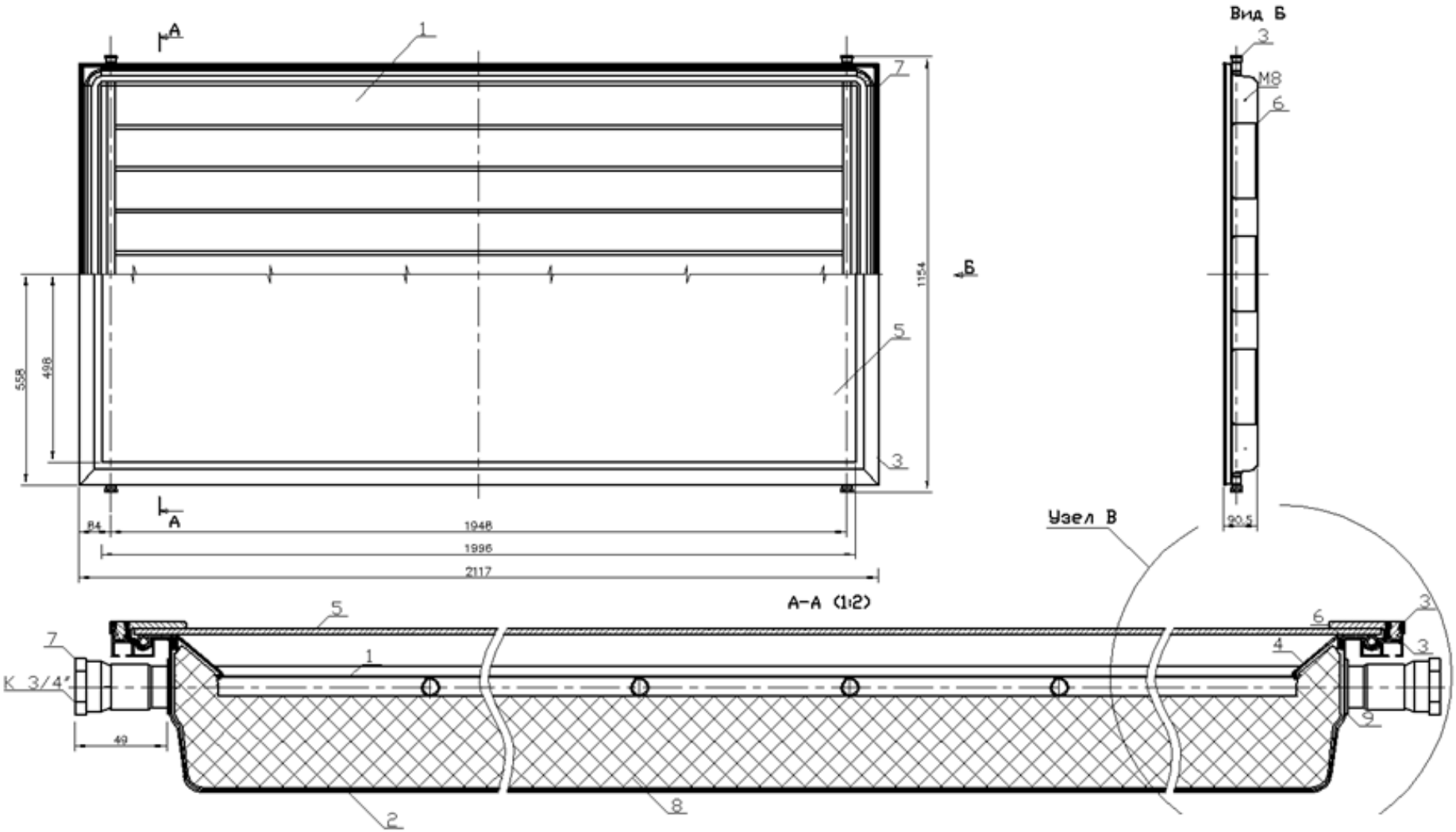


Рисунок 4.7 – Вид спереди, вид сбоку и разрез коллектора

1 – абсорбер; 2 – корпус коллектора; 3 – крепление стекла; 4 – боковая теплоизоляция; 5 – стекло; 6 – планка прижимная; 7 – патрубок абсорбера; 8 – теплоизоляция; 9 – герметизация патрубка.

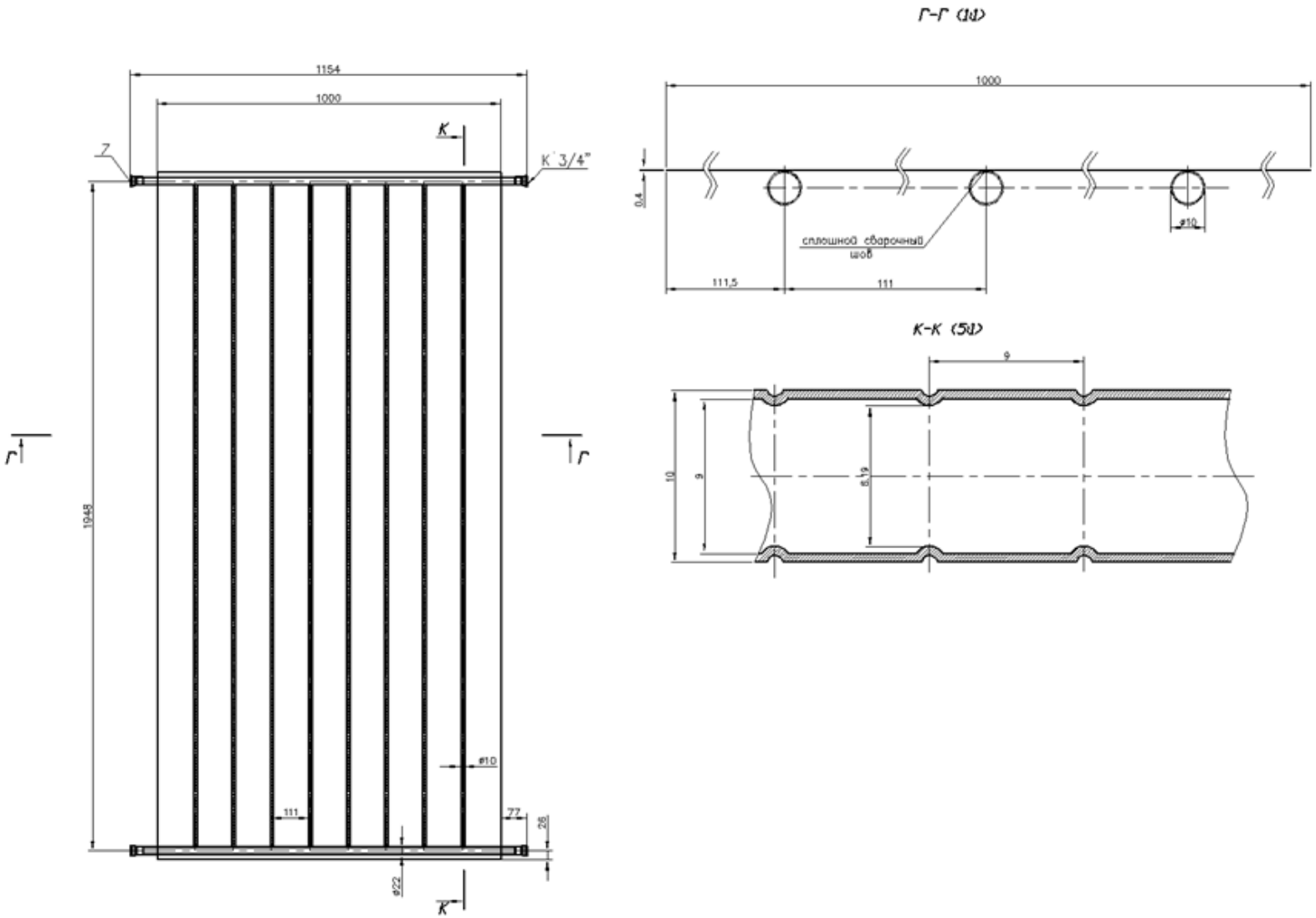


Рисунок 4.8 – Абсорбер

4.5. Исследования солнечных коллекторов

Для исследований вышеописанной конструкции солнечного коллектора разработана конструкция испытательного стенда (рисунок 4.9). Данная конструкция испытательного стенда представляет комплекс измерительного оборудования и вспомогательных элементов для замера характеристик разработанного СК относительно образцового при натурных испытаниях, по методике согласно ГОСТ Р 51596-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы Солнечные. Методы испытаний [65].

Измерительный комплекс включает в себя: раму для крепления коллекторов на основе конструкции опорно-поворотного устройства ОПУ2000-02АУМ ОАО "АлМет" и приборный комплекс в составе средств измерения расходов (ВСТ-15), температуры, давления (ОВЕН ПД-200) теплоносителя, скорости ветра (термоанемометр ТТМ-2-06-2А), интенсивности солнечной радиации (пиранометр Solarc, Macsolar), вычислителя количества теплоты (ВКТ-5), электрокотла мощностью 3 кВт ("Очаг-турбо"), автотрансформатора (TDGC2-4) для плавного регулирования мощности электрокотла, комплекса пускорегулирующих и защитных аппаратов. Отличительной особенностью данного стенда является поворотная опора для размещения солнечного коллектора (рисунок 4.10)

На рисунке 4.11 представлена схема автоматизации испытательного стенда.

Измерительные приборы имеют возможность подключения к ПК для удаленного мониторинга и обработки полученных данных.

Испытания разработанного солнечного коллектора были выполнены в июне 2012 года. На рисунке 4.12 представлены результаты измерений температур теплоносителя на входе и выходе солнечного коллектора, температуры окружающего воздуха и суммарной интенсивности солнечной радиации.

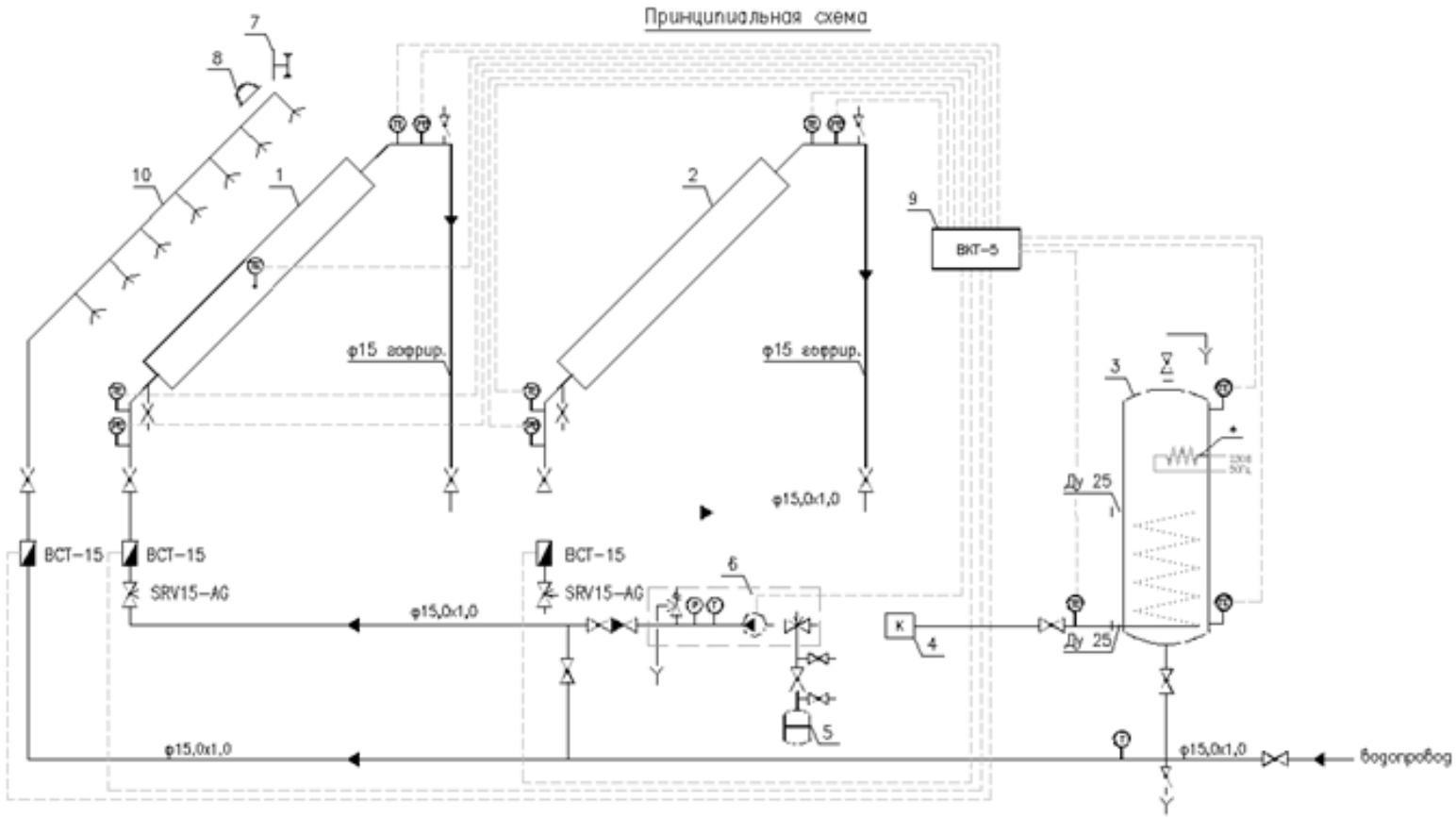


Рисунок 4.9 – Принципиальная схема испытательного стенда

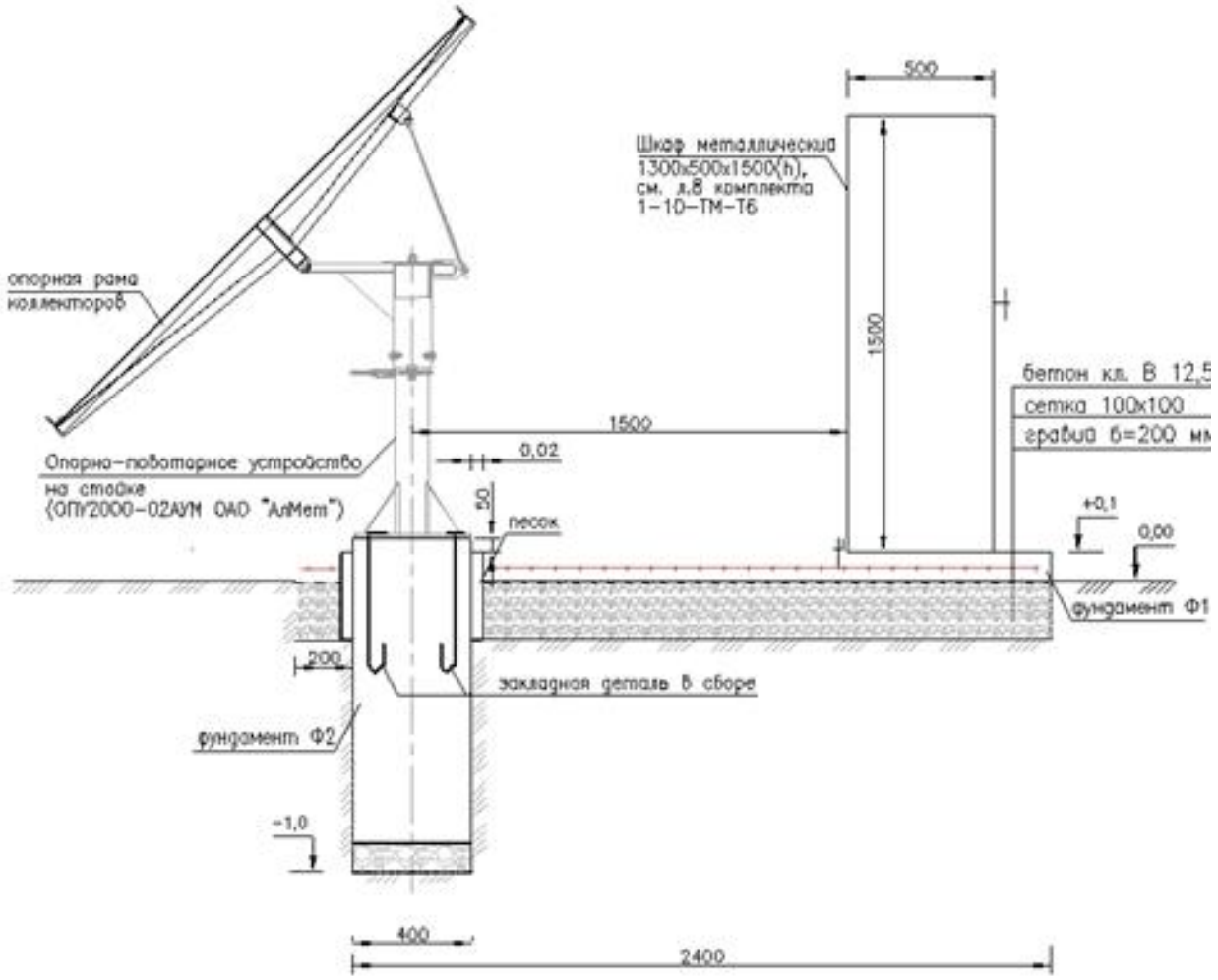


Рисунок 4.10 – Опорно-поворотная опора для размещения соолнечных коллекторов

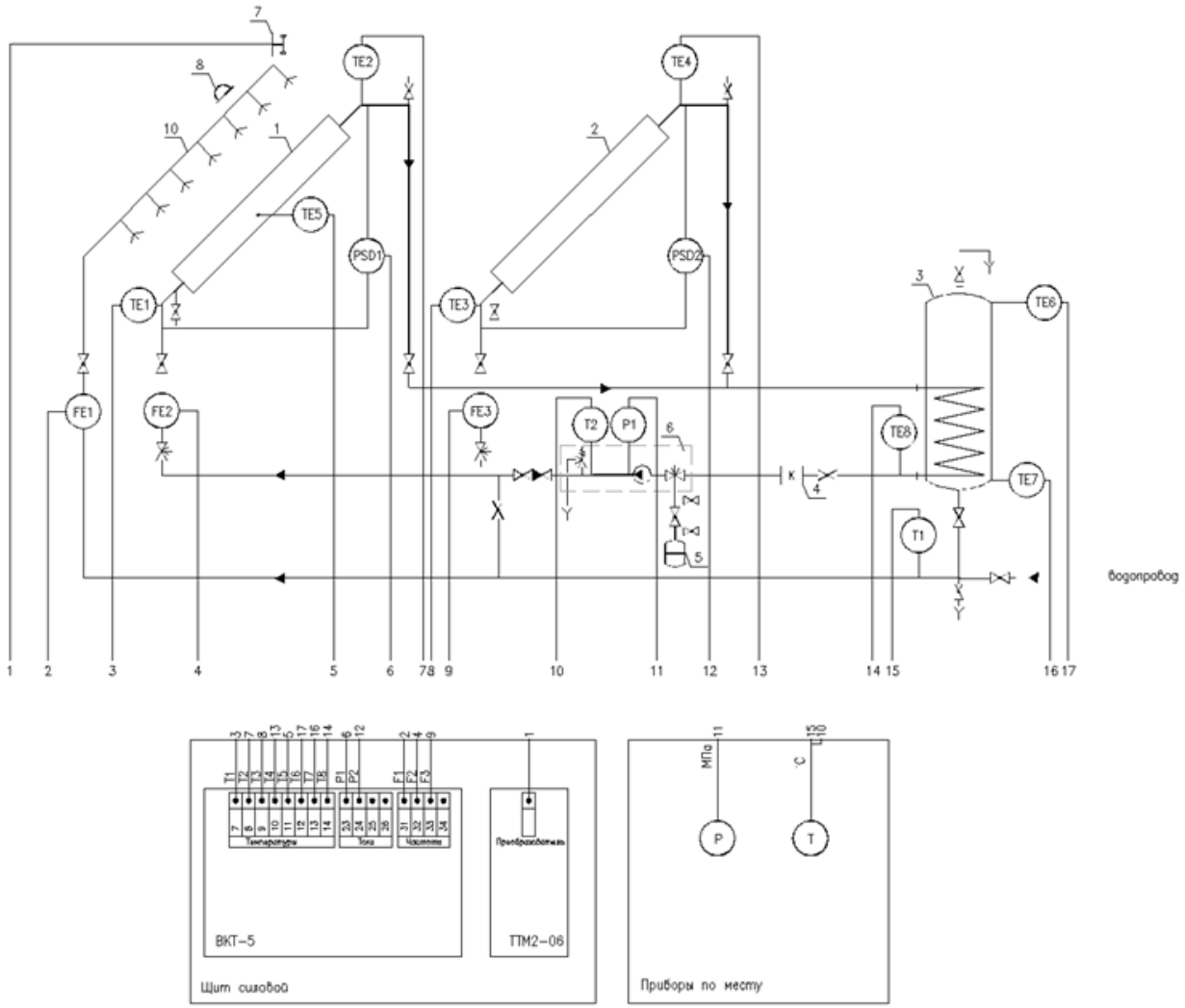


Рисунок 4.11 – Схема автоматизации испытательного стенда

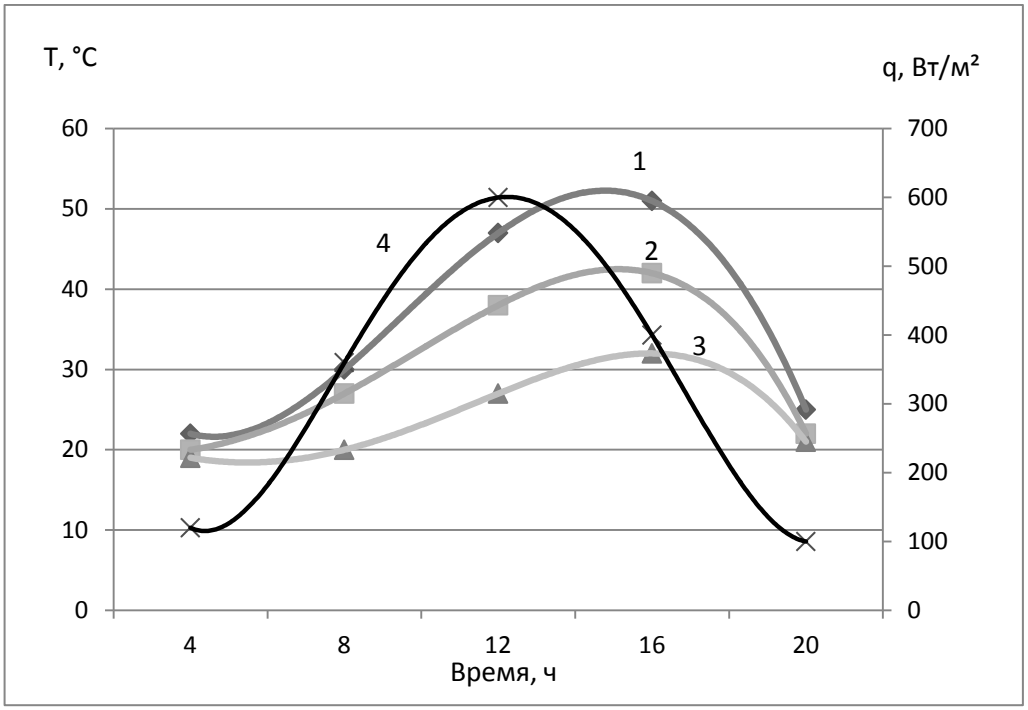


Рисунок 4.12 – Измерение температуры воды в коллекторе, температуры воздуха и интенсивности радиации в течение светлого времени суток: 1, 2 – температуры воды на выходе и входе коллектора; 3 – температура окружающего воздуха; 4 – интенсивность солнечной радиации.

Значения расхода циркулирующей в контуре воды, а также соответствующее значение действительного КПД коллектора приведены на рисунке 4.13 в зависимости от времени суток.

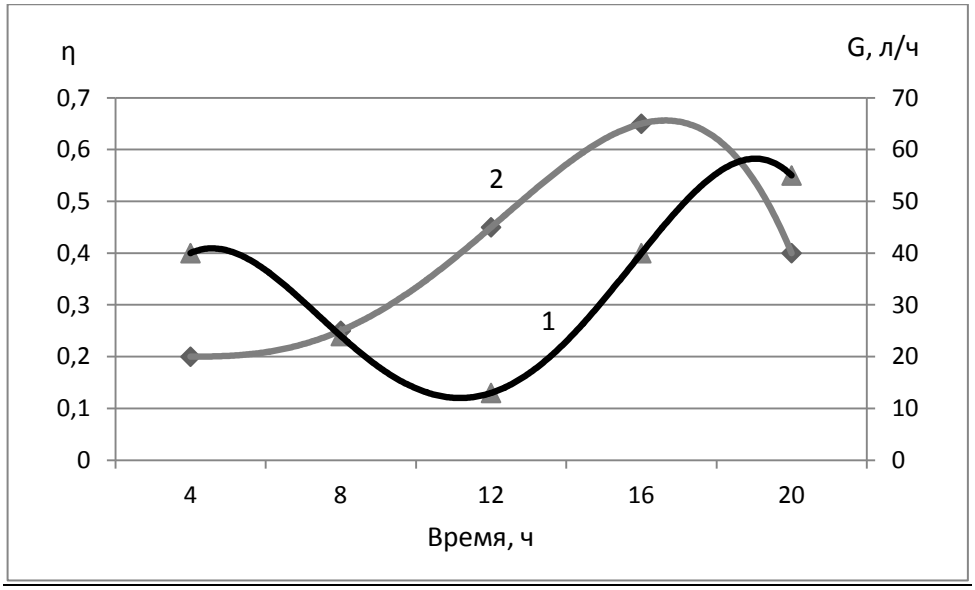


Рисунок 4.13 – Изменения расхода циркуляционной воды G л/ч (1) и КПД солнечного коллектора (2) в течение времени суток.

На рисунке 4.14 представлено сопоставление энергетической эффективности СК конструкции автора со стандартным по ГОСТ Р 51595-2000.

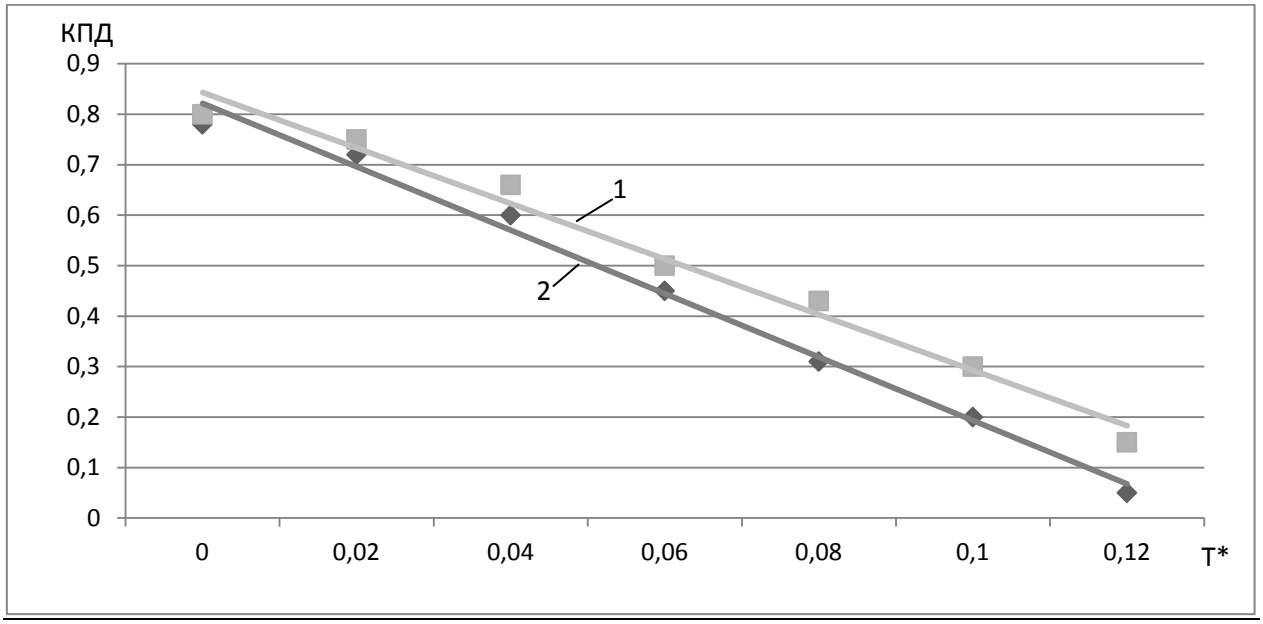


Рисунок 4.14 – Сравнение уровня эффективности коллектора автора со стандартным коллектоом в зависимости от приведенной температуры $T^* = \frac{(T_{вых} - T_{вх})}{q}$.

Таким образом приведенные натурные испытания солнечного коллектора показали высокую эффективность преобразования солнечной энергии в теплоту нагреваемой воды, превышающей требуемый стандартный уровень преобразования в диапазоне плотности солнечного излучения от 100 до 600 Вт/м^2 при средней температуре воды 40-50 °С.

4.6 Выводы по главе 4

1. Разработана методика расчета солнечных коллекторов, позволяющая снизить энергетические потери светопрозрачного ограждения и теплоизоляции тыльной стороны до 10%.

2. Разработана методика расчета гидравлических режимов абсорберов на трубки которых с целью турбулизации нанесены специальные кольцевые углубления. Установлено, что при этом эффективность теплообмена в трубках может быть увеличена до 18%.

3. Разработана и изготовлена конструкция плоского солнечного коллектора, КПД которого выше стандартного на величину до 10%.

4. Разработан и изготовлен автоматизированный стенд новой конструкции для испытаний солнечных коллекторов, с возможностью работать как в натурных условиях, так и с имитатором солнечного излучения.

5. Натурные исследования солнечного коллектора разработанной конструкции подтвердили его соответствие основным характеристикам ГОСТР 51596-2000. «Коллекторы солнечные. Методы испытаний».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При исследовании солнечных коллекторов и гелиоустановок получены следующие результаты:

1. Определены основные требования к характеристикам, схемным решениям, режимам работы и алгоритмам автоматизации самодренируемых систем солнечного теплоснабжения большой мощности с перепадом отметок насосов и солнечных коллекторов 36 м, позволяющие снизить потребление электроэнергии на привод насосов на 10% и обеспечить защиту оборудования от гидроударов.
2. Разработана и исследована автоматизированная самодренируемая система теплоснабжения мощностью 143 кВт (178м²) с перепадом отметок насосов и баков-аккумуляторов 36м, стоимость сооружения которой на 20% ниже традиционной двухконтурной гелиоустановки.
3. Исследована автоматизированная двухконтурная гелиоустановка мощностью 480 кВт (600 м²), получены новые результаты о режимах преобразования и аккумулирования тепловой энергии в каждом контуре, в том числе в реверсивном режиме со сбросом избыточного тепла гелиоустановки в тепловую сеть дублирующей котельной.
4. Предложены методические подходы, рекомендации и технические решения по созданию автоматизированных гелиоустановок большой мощности с дублирующим энергоисточником, работа которых в реверсивном режиме обеспечивает повышение эффективности солнечной системы теплоснабжения на 10%.
5. Определены зависимости эффективности плоского солнечного коллектора от геометрических параметров абсорбера при турбулизации потока теплоносителя, предложены методические рекомендации по расчету опытного экземпляра солнечного коллектора, позволяющие повысить его эффективность на 10%.
6. Исследованы характеристики опытного экземпляра плоского солнечного коллектора новой конструкции с турбулизацией потока теплоносителя.
7. Разработан и использован при исследованиях опытного образца солнечного коллектора стенд для сравнительных испытаний солнечных коллекторов в натурных условиях и с имитатором солнечной радиации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гнатюк И.С. Тенденции мирового и российского рынка гелиоустановок / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, // Альтернативная энергетика и экология. – 2016. – №5-6. – С. 14-20.
2. Бутузов В.А. Использование солнечной энергии для производства тепловой энергии: справочно-методическое издание / В.А. Бутузов, В.В, Бутузов Под ред. П.П. Безруких – М.: Интехэнерго-издат. Теплоэнергетик, 2015.– 300с.
3. Харченко В.В. Энергопотребление и энергосбережение в сельскохозяйственном секторе Российской Федерации / И.Ю. Долгов, А.В. Тихомиров, В.В. Харченко // Механизация и электрификация сельского хозяйства, – 2012. – №2. – С. 30-36.
4. Даффи Дж. Расчет систем солнечного теплоснабжения / У. Бекман, С. Клейн, Дж. Даффи // – М.: Энергоиздат, 1982. – 80с.
5. Даффи Дж. Основы солнечной теплоэнергетики/ Дж. Даффи, У. Бекман // – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», – 2013. – 888с.
6. ВСН 52-86 Нормы проектирования. Раздел «Установки солнечного горячего водоснабжения». – М.: Госгражданстрой СССР,1987. – 17с.
7. Рекомендации по проектированию установок солнечного горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий. – Киев: КиевЗНИИЭП. 1987. – 118с.
8. РД 34.20.115-90 Методические указания по расчету и проектированию систем солнечного теплоснабжения – М.: Минэнерго СССР, 1990.– 74с.
9. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение в России. Проектирование, строительство, эксплуатация / В.А. Бутузов, – Германия. Саар-Брюкен. Lamber Academic Publishing, 2012. – 302с.
10. Тарнижевский Б.В. Расчет теплопроизводительности систем солнечного теплоснабжения зданий для южных регионов СССР / Б.В. Тарнижевский, С.И. Смирнов, М.К. Даудов // Гелиотехника. –1985.– №5.– С. 57-61.
11. Смирнов С.И. Упрощенный метод расчета систем солнечного теплоснабжения/ С.И. Смирнов, Б.В. Тарнижевский, Б.М. Левинский, Л.В. Авдеев, М.К. Даудов// Водоснабжение и санитарная техника.– 1984.– №10.– С. 21-22.
12. Тарнижевский Б.В. Метод расчета теплопроизводительности систем солнечного горячего водоснабжения в условиях юга России / Б.В. Тарнижевский, С.И. Смирнов, О.Ю. Чебунькова // Гелиотехника.– 1991.– №1.– С. 75-77.
13. Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика в третьем тысячелетии / Д.С. Стребков // Энергетическая политика.– 2001.– №3.– С. 10-14.

14. Стребков Д.С. Роль и место ВИЭ в развитии глобальной энергетики / Д.С. Стребков, В.В. Харченко // Малая энергетика.– 2011.– №3.– С. 3-7.
15. Харченко В.В. Солнечная энергия для ГВС: от теории к практике / В.В. Харченко, В.В. Чемеков // Аква-Терм.– 2008.– №2.– С. 22.
16. Харченко В.В. Солнечная энергия для ГВС: от теории к практике / В.В. Харченко / АКВА-ТЕРМ.– 2008.– №2.– С. 22.
17. Попель О.С. Солнечные водонагреватели. Возможности использования в климатических условиях средней полосы России / Попель О.С., Фрид С.Е., // Теплоэнергетика.– 2001.– №7.– С. 44-47.
18. Попель О.С. Эффективность использования индивидуальных водонагревательных установок в различных регионах России и Европы / О.С. Попель, С.Е. Фрид– М.: ОИВТ РАН: Препринт, 2002– №3-467.
19. Амерханов Р.А. Вопросы теории и инновационных решений при использовании гелиотехнических систем / Р.А. Амерханов, В.А. Бутузов, К.А. Гарькавый– М.: Энергоатомиздат, 2009.– 503с.
20. Амерханов Р.А Проектирование систем теплоснабжения сельского хозяйства / Р.А. Амерханов, Б.Х. Драганов Под ред. Б.Х. Драганова.– Краснодар, 2001.– 200с.
21. Амерханов Р.А. Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии / Р.А. Амерханов.– М.: Колос, 2003. – 532с.
22. Бутузов В.А. Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе возобновляемых видов энергии: дисс. … д-ра. техн. наук: 05.14.08 / Бутузов Виталий Анатольевич. –Краснодар, 2003. – 416с.
23. Бутузов В.А., Брянцева Е.В., Бутузов В.В., Гнатюк И.С. Перспективы рынка гелиоустановок // Академия энергетики. №1. 2010. С. 36-42.
24. Гнатюк И.С. Развитие гелиоустановок. Опыт Краснодарского края / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, // Энергосбережение. – 2011. – №1. – С. 74-77.
25. Гнатюк И.С. Гелиоустановки Краснодарского края / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2011. – .№7. – С. 45-47.
26. Гнатюк И.С. Новости российской гелиотехники / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Сборник трудов XI Международной конференции «Возобновляемая и малая энергетика. – 2014. – С. 36-43.
27. Гнатюк И.С. Гелиоустановки отелей: мировой опыт разработки и сооружения / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – №12. – С. 112-117.

28. Гнатюк И.С. Новости российской гелиотехники / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – №12. – С. 107-111.
29. Гнатюк И.С. Термосифонные гелиоустановки. Тенденции совершенствования / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Альтернативная энергетика и экология. – 2009. – №9. – С. 100-105.
30. Гнатюк И.С. Мировой опыт производства термосифонных гелиоустановок / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Сантехника, отопление, кондиционирование (СОК). – 2009. – №10. – С. 66-67.
31. Гнатюк И.С. Гелиоустановки с естественной циркуляцией. Анализ конструкций /Гнатюк И.С., В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В.Бутузов, // Промышленная энергетика. – 2011 – №1. – С. 49-51.
32. Гнатюк И.С. Перспективы развития возобновляемой энергетики при использовании комплексных гелиоустановок малой мощности / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Р.А. Амерханов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – 2010. – №3(24). – С. 188-196.
33. Гнатюк И.С. Исследования энергетического потенциала солнечной радиации и экономических перспектив применения гелиоустановок в южных и северных районах России / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Р.А. Амерханов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, // Сборник МГУ. Часть1. Возобновляемые источники энергии. Материал шестой Всероссийской научной молодежной школы. – 25-27 ноября 2008. – С. 20-27.
34. Гнатюк И.С. Энергетический потенциал солнечной радиации и экономическая целесообразность применения гелиоустановок в Якутии / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, // Промышленная энергетика. – 2009. – №6. – С. 48-54.
35. Гнатюк И.С. Экономическая целесообразность сооружения гелиоустановок / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, //Энергосбережение. – 2012. – №8. – С. 72-74.
36. Гнатюк И.С. Формирование рынка гелиоустановок: основные факторы экономической окупаемости / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, // Альтернативная энергетика и экология. – 2012. – №11. – С. 16-19.
37. Гнатюк И.С. Гелиоустановки: основные факторы экономической окупаемости /И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2013. – №5. – С. 55-57.

38. Безруких П.П. Нетрадиционная энергетика и перспективы ее развития / П.П. Безруких // Промышленная энергетика. – 1994. – №2. – С. 19-23.
39. Безруких П.П. Возобновляемая энергетика: направления и темпы развития / П.П. Безруких, В.Н. Пузаков // Энергетическая политика. – 2010 – №6. – С. 68-76.
40. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика./ В.В. Елистратов. – СПб.: Наука, 2013. – 308с.
41. Елистратов В.В. Солнечные энергоустановки. Оценка поступления солнечного излучения. / В.В. Елистратов, Е.С. Аронова, – СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2012. – 115с.
42. Гнатюк И.С. Самодренируемые гелиоустановки: безопасность и надежность / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2011 – №2. – С. 44-48.
43. Гнатюк И.С. Самодренируемые гелиоустановки / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В.Бутузов // Альтернативная энергетика и экология. – 2010. – №2. – С. 10-13.
44. Brechlin U. Sun in action II – a solar thermal strategy for Europe (volume 2: the solar thermal sector country by country – 21 national reports) / Uwe Brechlin Ole Pilgaard, Raffaele Piria – Brussels, Belgium. – ESTIF, 2003.
45. Visser H. Drainback technology / Visser H., Peter M. Ind. – newsl.,IEA SHC – 2003. –Task 26 11-13.
46. Furbo S., European regulations and recommendations for separation between solar collector fluids and domestic water./ S/ Furbo. – Byg. DTU, Lyngby, Denmark; – 2003.
47. Hanser R. Enrwicklung von thermischen solarsystem mit unpobematischem stagnationsverhalten / R. Hanser, C. Fink, W. Wagner, R. Riva, F. Hillerns – AEE Intec, Tyforop Chemie Gmbh, Gleisdorf, Austria. – 2003.
48. Cronin P.W. Solar collector automatic freeze protection system / P.W. Cronin, P.H. Ottomar, E.F. Root, H.M. Simmons // US 4044754 (A) – 1977.
49. Baardman M. Solar energy system/M. Beerdman // EP000083 (A1); – 1979.
50. Cartland W.H., Solar heater freeze protection system./ W.H. Cartland // US 4138996 (A) – 1979.
51. Consolar, Consolar – high efficiency solar systems. – 2014. http://www.consolsr.de/en/.
52. Mager, Eco-Energy, – 2014. http://www.magen-ecoenergy.com/.
53. Botpaev R. Drainback systems: market overview / R. Botpaev, K.Vajen // 11. Internationale Konferenz für solares Heizen und Kuhlen. – Gleisdorf, Austria. – 2014.

54. Bokhoven T.P. Recent experience with large solar thermal systems in the Netherlands / T.P. Bokhoven, I. Van Dam, P. Kratz,Sol.// Energy 71. – 2001. – P. 347-352. – http://dx.doi.org/10.1016/s0038-092x(00)00124-9.
55. Botpaev R. Drainback solar thermal systems: A review/ R. Botpaev, Y. Luovet, B. Peters, S. Furbo, K. Vajen, – www.sciencedirect.com.
56. Botpaev R. Experimental investigation of the filling and draining processes of the drainback system / R. Botpaev, I. Orozaliev, K. Vajen // ISES Solar World Congress; (Part 1). Energy Procedia S7. 2467-2476. – 2013 – http://dx.doi.org/10.1016/j.-e-gypro.2014.10.256.
57. Сайт компании TECSOL (Франция), www.tecsol.fr;
58. Гнатюк И.С. Исследования, разработка и испытания гелиоустановок / И.С.Гнатюк, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Сборник трудов МГУ. Часть 1. Возобновляемые источники энергии. Материалы шестой Всероссийской научной молодежной школы (25-27 ноября 2008). – М. – 2008. – С. 17-20.
59. Гнатюк И.С. Солнечные коллекторы. Тенденции совершенствования / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов, В.Х. Шетов, В.В. Бутузов, Е.В. Брянцева, // Альтернативная энергетика и экология. – 2009. – №10. – С. 41-51.
60. Гнатюк И.С. Солнечные коллекторы / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов //Академия энергетики. – 2010. – №3(35). – С. 50-56.
61. Гнатюк И.С. Исследование конструкций плоских солнечных коллекторов / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов// 9 Международная научно-техническая конференция «Энергосбережение и энергообеспечение в сельском хозяйстве». – М. – 21-22 мая 2014.
62. Гнатюк И.С. Технологии, оборудование и материалы солнечных коллекторов / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Альтернативная энергетика и экология. – 2011 – №7. – С. 54-58.
63. Гнатюк И.С. Вакуумные трубчатые коллекторы. Мировые производители и перспективы производства в России / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Альтернативная энергетика и экология. – 2010. – №5. – С. 47-54.
64. ГОСТ Р 51595-2000 Коллекторы солнечные. Общие технические условия. – М.: Госстандарт России.2000. – 6с.
65. ГОСТ Р 51596-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний. – М.: Госстандарт России 2000. – 18с.
66. Авезов Р.Р. Исследования теплопередачи и эффективности экрана трубчатых теплоприемников низкотемпературных солнечных водонагревателей / Р.Р. Авезов, Н.А. Кахаров // Гелиотехника. – 1979. – №1. – С. 21-24.

67. Гнатюк И.С. Развитие конструкций самодренируемых гелиоустановок / И.С. Гнатюк // Сборник трудов 5 Международной конференции молодых ученых и специалистов «Инновации в сельском хозяйстве» – М. – 16-17 декабря 2014г.
68. Гнатюк И.С. Разработка и экспериментальные исследования работы гелиоустановки большой мощности с тепловой сетью в реверсивном режиме /И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, // Материалы Всероссийской научной конференции и XI научной школы (11-14 ноября 2014 г.). – М.: Университетская книга, – 2014. – С. 111-116.
69. Гнатюк И.С. Проектирование и строительство гелиоустановок большой мощности / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Энергосбережение. – 2012 – №3. – С. 69-73.
70. Гнатюк И.С. Опыт проектирования и строительства гелиоустановок для горячего водоснабжения районной больницы / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Новости теплоснабжения. – 2012г – №2. – С. 27-30.
71. Гнатюк И.С. Теоретические и экспериментальные исследования гелиоустановок большой производительности / И.С. Гнатюк, В.А. Бутузов// Материалы III Международной конференции «Возобновляемая энергия: проблемы и перспективы». Вып. 4. – Махачкала. – 6 октября 2014г. – С. 202-208.
72. Бутузов В.А. Перспективы производства солнечных коллекторов в России/ В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2009. – №5. – С. 47-49.
73. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки./Н.В. Харченко. – М.: Энергоатомиздат, 1991г. – 105с.
74. Попель О.С Сравнительный анализ показателей конструкций солнечных коллекторов зарубежных и отечественных и разработка новых технических решений / О.С. Попель, С.Е. Фрид, В.Н. Щеглов, М.Ж. Сулейманов, Ю.Г. Коломиец, И.Н. Прокопенко // Теплоэнергетика. – 2006. – №3. – С. 15-21.
75. Тарнижевский Б.В. Выбор материалов для солнечных коллекторов /Б.В. Тарнижевский, И.М. Абуев, // Гелиотехника. – 1990 – №5. – С. 13-17.
76. Remmers K.-H. Große solaranlalagen. Eeistiegt in planung und praxis / K.-H. Remmers. – Berlin: Solarpraxis AG, 2001. – 452s.
77. Бутузов В.А. Проектирование систем солнечного горячего водоснабжения. Анализ российского опыта и нормативных документов / В.А. Бутузов// Промышленная энергетика. – 2003 –№1. – С. 17-25.
78. Оборудование нетрадиционной и малой энергетики. Справочник-каталог. – М.: ВИЭН, 2000. – 256с.

79. Бутузов В.А. Гелиоустановки мегаваттного класса в системах централизованного теплоснабжения / В.А. Бутузов// Альтернативная энергетика и экология. – 2009. – №11. – С. 68-71.
80. Бутузов В.А. Круглогодичные солнечные водонагревательные установки: проектирование и эксплуатация гелиоконтуров / В.А. Бутузов// Альтернативная энергетика и экология. – 2012. – №5-6. – С. 149-152.
81. Бутузов В.А. Анализ рынка емкостных солнечных коллекторов / В.А. Бутузов// Альтернативная энергетика и экология. – 2014 – №2. – С. 77-81.
82. Бутузов В.А. Перспективы развития российского солнечного теплоснабжения / В.А. Бутузов/ Малая энергетика. – 2014 –№1-2. – С. 123-126.
83. Гнатюк И.С. Автоматизация солнечных тепловых установок / И.С.Гнатюк, В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Альтернативная энергетика и экология. – 2009 – №12. – С. 15-18.
84. Разработка научных основ и исследование приема, концентрации и преобразование солнечной энергии с высокоэффективных солнечных энергетических и тепловых установок. Исследования и разработка методов расчета теплоснабжения жилых зданий, основанных на комбинированном использовании солнечной энергии и нетрадиционных источников энергии: Отчет о НИР (заключ.)/ Г.А. Умаров – Ташкент:Физ.-хим. ин-т. Им. С.В. Стародубцева Акад. Наук УзССР. – №ГР81089265; инв. №0286.0034828. – 112с.
85. Даффи Дж. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии / Дж. Даффи, У.А Бекман. – М.: Мир, 1977. – 420с.
86. Теплопередача путем естественной конвекции в жидкостях, ограниченной двумя плоскими поверхностями, которые располагаются под различными углами наклона к горизонту: Труды Американского общества инженеров механиков / Дробкин Д., Сомерсклайз Е. – Серия С. Теплопередача. – 1965.
87. Перенос тепла свободной конвекцией через наклонные воздушные слои: Труды Американского общества инженеров механиков / Холландс К.Г. Юни Т.Е., Рейтби Г.Д., Коничек Л. – Серия С. Теплопередача. – 1976. – Т. 98. – №2.
88. Петухов Б.В. Метод расчета солнечных водонагревателей / Б.В. Петухов. – Исследование солнечной энергии. Сборник №1. – М.: Изд. АН СССР, 1957г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Фото 1. Солнечные коллекторы. Гелиоустановка в г. Усть-Лабинске Краснодарского края

Фото 2. Самодренируемая гелиоустановка гостиницы в г. Краснодаре

Фото 3. Оборудование гелиоустановки в г. Усть-Лабинске Краснодарского края

Фото 4. Оборудование и автоматика гелиоустановки в г. Усть-Лабинске Краснодарского края

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ЮЖГЕОТЕПЛО»

г. Краснодар, ул. Красная, 155/1, тел. (861) 215-67-09

исх. № ___ от _____
на вход. № ___ от _____

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
ОАО «ЮЖГЕОТЕПЛО»
_____ В.М.Баранов
«____» _____ 2010 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

По разработкам, чертежам и при непосредственном участии главного специалиста ОАО «ЮЖГЕОТЕПЛО» Гнатюка Ильи Сергеевича в г. Усть-Лабинске Краснодарского края построена автоматизированная трехконтурная гелиоустановка ЦРБ площадью гелиополя 600 м². При этом ее испытания производились лично Гнатюком И.С.

Зам. начальника
технического отдела А.Н.Сумченко

Общество с ограниченной
ответственностью

«ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ»

ИНН 2310148226
350042, г. Краснодар,
ул. Садовая, 223
тел./факс (861) 254-16-19

исх. № _____ от _____2012 г.

на вх. № _____ от _____2012 г.

«Утверждаю»

Директор

ООО «Энерготехнологии», д.т.н.

_____В.А. Бутузов

«___»_____ 2012г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

По методикам, расчетам, чертежам главного специалиста ООО «Энерготехнологии» Гнатюка Ильи Сергеевича изготовлены и испытаны конструкция плоского солнечного коллектора и автоматизированного испытательного стенда.

Зам. главного инженера _____ В.В. Бутузов

Общество с ограниченной
ответственностью

«ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ»

ИНН 2310148226
350042, г. Краснодар,
ул. Садовая, 223
тел./факс (861) 254-16-19

исх. № _____ от _____2011 г.

на вх. № _____ от _____2011 г.

«Утверждаю»

Директор

ООО «Энерготехнологии», д.т.н.

_____ В.А. Бутузов

«____» _____ 2011г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

В г. Краснодаре по ул. Постовой для гостиница «ПЛАТАН» в 2011 году при непосредственном участии главного специалиста Гнатюка Ильи Сергеевича разработана, построена и испытана самодренируемая гелиоустановка площадью гелиополя 178 м². Испытания и наладка автоматики выполнялись лично Гнатюком И.С.

Зам. директора Е.В. Брянцева