

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР
ПО НАУКЕ И ТЕХНИКЕ

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

ВСЕСОЮЗНЫЙ ИНСТИТУТ НАУЧНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

ИТОГИ НАУКИ И ТЕХНИКИ

СЕРИЯ

ГЕЛИОЭНЕРГЕТИКА

Том 1

Р. Б. АХМЕДОВ, И. В. БАУМ,
В. А. ПОЖАРНОВ, В. М. ЧАХОВСКИЙ

СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ



МОСКВА 1986

Главный редактор информационных изданий ВИНТИ
профессор *А. И. Михайлов*

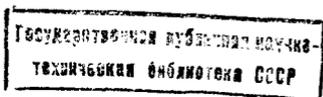
РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

информационных изданий по электротехнике и энергетике

Главный редактор — заслуженный деятель науки и техники РСФСР,
проф. *Б. М. Тареев*

Члены редакционной коллегии: акад. *А. П. Александров*,
проф. *Р. Б. Ахмедов*, к. т. н. *В. А. Быков* (зам. главного редактора),
к. т. н. *И. С. Вартазаров*, проф. *В. А. Веников*, проф. *В. И. Горькова*,
чл.-корр. АН СССР *М. В. Костенко*, к. т. н. *А. Г. Крайз*,
акад. *Л. А. Мелентьев*, проф. *Б. Г. Меньшов*, к. т. н. *Е. И. Невструева*,
к. х. н. *Б. К. Петрин*, проф. *М. Б. Равич*, к. т. н. *А. В. Стукачев*,
к. т. н. *Б. И. Хомяков*, к. т. н. *Е. М. Юдаева* (ученый секретарь редколлегии)

Научный редактор д. т. н. *Б. В. Тарнижевский*



М-86-39022а

М
114995

№ 1

В В Е Д Е Н И Е

Экономическое развитие страны сопряжено с непрерывным ростом потребностей в топливно-энергетических ресурсах.

Истощение запасов органического топлива в европейской части СССР требует освоения все новых и новых месторождений в северо-восточных районах с суровыми климатическими и сложными горно-геологическими условиями, приводит к необходимости транспортировки во все возрастающих масштабах огромных количеств топливно-энергетических ресурсов в западном направлении. Все это вызывает непрерывное их удорожание, что затрудняет решение проблем надежного энергоснабжения и может привести к сокращению темпов прироста производства топлива и энергии в перспективе.

Обостряются и экологические проблемы, что связано не только с непрерывным ростом масштабов энергопотребления, но и с увеличением доли низкосортных твердых топлив.

В этих условиях развитие энергетики в долгосрочной перспективе немыслимо без освоения нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Важными их преимуществами являются неисчерпаемость и экологическая чистота.

Серьезное внимание этой проблеме было уделено в решениях XXVI съезда КПСС, на котором была поставлена задача "увеличить масштабы использования в народном хозяйстве возобновляемых источников энергии (гидравлической, солнечной, ветровой, геотермальной)". В Основных положениях Энергетической программы СССР на длительную перспективу указано: "На первом этапе реализации Энергетической программы СССР намечено создать материально-техническую базу для широкого использования нетрадиционных источников энергии... На втором этапе предусмотрено приступить к активному вовлечению в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии". Необходимость широкого использования возобновляемых источников энергии подчеркнута и в таких важных документах, как новая редакция Программы КПСС и Основные направления экономического и социального развития СССР на 1986-1990 годы и на период до 2000 года, принятых решениями XXVII съезда КПСС.

Среди всех видов нетрадиционных возобновляемых источников энергии наиболее крупным потенциалом обладает солнечная энергия, тепловой поток которой на верхней границе с атмосферой достигает $5,7 \cdot 10^{24}$, а на поверхности Земли — $1,5 \cdot 10^{24}$ Дж в год. Это колоссальная энергия, соответственно, в 20 и 5 тысяч раз превышающая энергию, которую могут дать все виды невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов мира. Освоение всего лишь одной тысячной доли процента падающего на Землю солнечного излучения равно пятикратному увеличению современного энергопотребления.

Освоение солнечной энергии для производства электроэнергии и тепла в настоящее время осуществляется по следующим направлениям:

- разработка и строительство систем солнечного горячего водоснабжения, отопления и кондиционирования воздуха;
- разработка и создание фотоэлектрических установок для электроснабжения автономных потребителей;
- создание и ввод в эксплуатацию солнечных электростанций с паротурбинным циклом.

Солнечное теплоснабжение (СТС) — технически наиболее доступный путь использования солнечной энергии. На отопление, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха в стране с умеренным климатом расходуется 25–30% от общего потребления энергии. Основным элементом активных систем СТС — солнечный коллектор, представляющий собой водонагреватель в виде штампованных стальных и алюминиевых, пластмассовых или резиновых панелей. При создании таких систем одной из наиболее важных задач является изготовление эффективных солнечных коллекторов из дешевых заменителей металлов — резины, пластмасс и композитных материалов. Весьма перспективно сочетание систем СТС с аккумуляторами тепла, с тепловыми насосами, а также комбинирование с другими источниками энергии, что позволяет повысить надежность отопительных систем.

В ближайшей перспективе целесообразно расширение масштабов внедрения солнечных коллекторов, в первую очередь, для систем сезонного горячего водоснабжения. Дальнейшее повышение экономичности систем СТС связано с разработкой технологии селективных покрытий, созданием вакуумированных, а также фокусирующих солнечных коллекторов.

Предельная простота обслуживания, малый вес, высокая надежность и стабильность ФЭП делают их весьма привлекательными для широкого использования. Однако этому в значительной

степени препятствует из чрезмерно высокая стоимость, которая для наиболее распространенных кремниевых элементов достигает 30–50 тыс. руб./кВт.

ФЭП находят применение для энергообеспечения многочисленных наземных автономных потребителей, где обычно не требуются большие мощности (до 250 и в отдельных случаях до 1000 Вт). КПД солнечных батарей с кремниевыми ФЭП пока не превышает 7–8%, а стоимость наземных солнечных батарей примерно в 100 раз дороже традиционных тепловых и атомных электростанций.

Дальнейшее повышение эффективности ФЭП связано с переходом от кремния на гетероструктуры и применением концентраторов солнечного излучения. При значительной концентрации солнечного излучения и использовании выделяющегося при этом тепла КПД таких энергоустановок может быть увеличен до 30%.

В настоящее время в наземных условиях ФЭП целесообразно применять только для питания маломощной микроэлектронной и радионавигационной аппаратуры.

Наряду с разработкой и созданием СЭС промышленного уровня мощности в ряде стран, в т.ч. и в СССР, проводятся работы по освоению СЭУ небольшой мощности. Так, в НПО "Солнце" АН ТССР проводятся испытания небольшой тепловой модульной СЭУ с плоскими солнечными коллекторами. Из-за низких температур в качестве рабочего тела в установке применяется низкокипящее вещество (хладагент).

Модульные СЭС не нуждаются в башне для размещения парогенератора и сложных системах автоматического управления. Однако технико-экономические показатели таких установок хуже, чем у СЭС башенного типа. Тем не менее модульные СЭС небольшой мощности (10–1000 кВт) могут найти в перспективе применение для энергоснабжения автономных потребителей, удаленных от линий электропередачи.

В цели данного выпуска "Итогов науки и техники" не входит детальное описание состояния разработок в области систем СТС, ФЭП и СЭС модульного типа, в связи с чем мы ограничимся выше изложенным и попытаемся более полно рассмотреть состояние в области разработок термодинамических СЭС башенного типа.

Основной недостаток солнечной энергии — низкая плотность потока излучения, которая на границе с атмосферой составляет 1353 Вт/м^2 ("солнечная постоянная"), а на поверхности

Земли в наиболее перспективных южных районах СССР не превышает 830–850 Вт/м².

Однако с помощью оптических систем можно обеспечить высокую степень концентрации солнечных лучей, что позволяет нагреть рабочее тело до температур, при которых возможна эффективная работа тепловых машин.

Издавна известны концентраторы солнечной энергии в виде линз и вогнутых зеркал с параболической поверхностью. Линзы сложнее в изготовлении, поскольку имеют две криволинейные поверхности. Поэтому в первых СЭУ предпочтение было отдано параболическим зеркалам.

Попытки создания солнечных тепловых энергетических установок сравнительно небольшой мощности предпринимались уже давно. В период с 1860 по 1881 г. такие установки создавались во Франции А. Мушо, в 1870 г. – в Швеции Д. Эриксоном, в 1901 г. – в США А. Энеасом.

Широкую известность получила солнечная паросиловая установка французского инженера А. Мушо, демонстрировавшаяся в 1882 г. на Всемирной промышленной выставке в Париже.

В 1912 г. по проекту немецкого инженера Ф. Шумана и английского инженера Ч. Бойса в Миди недалеко от Каира (Египет) была построена солнечная тепловая энергетическая установка мощностью 45 кВт. Здесь вместо параболических зеркал были применены параболицилиндрические концентраторы общей площадью 1200 м².

Последующие попытки создания более мощных солнечных тепловых энергетических установок в течение длительного времени не приводили к успеху, поскольку оптические системы со сложными криволинейными зеркальными поверхностями крайне трудоемки и дороги в изготовлении. При этом с увеличением размеров зеркал затраты на их изготовление растут в геометрической прогрессии. Даже при современной технологии вряд ли целесообразно изготавливать параболические концентраторы площадью более 500–600 м² с единичной мощностью >40–50 кВт.

В последние годы предложены оригинальные конструкции концентраторов, в которых гибкой пленке с зеркальным покрытием придается параболическая форма с помощью вакуума. Такие концентраторы намного дешевле. Однако нельзя рассчитывать на то, что пленка таких концентраторов диаметром >15–20 м будет способна выдержать сильные ветровые нагрузки. Следовательно, и в этом случае единичная мощность солнечного приемника будет ограничена. Добавим, что с помо-

щью параболоцилиндрических концентраторов трудно нагреть рабочее тело до температур более 300–350⁰С. Таким образом, единичная мощность СЭЦ с параболическими и параболоцилиндрическими зеркалами весьма ограничена.

В принципе из отдельных модулей можно собрать достаточно крупные системы. Подобные электростанции уже созданы в Австрии мощностью 300 кВт, Испании — 500 кВт и Японии — 1000 кВт. Однако серьезный недостаток таких систем — сложность сбора энергии от многочисленных рассредоточенных солнечных приемников, что дополнительно усложняет и удорожает электростанцию.

Технический барьер на пути создания крупных СЭС был преодолен советскими учеными. Еще в предвоенные годы инженером Н.В. Линицким была выдвинута идея СЭС с солнечным приемником, расположенным на высокой башне. В начале 50-х годов ученые Энергетического института им. Г.М. Кржижановского (ЭНИИ) разработали научную концепцию создания такой СЭС. Они предложили отказаться от сложных дорогих криволинейных зеркал, заменив их простейшими плоскими зеркалами — гелиостатами.

В 1957 г. в СССР был разработан первый в мире проект СЭС башенного типа мощностью 2500 кВт. Электростанцию предполагалось построить в Армении. Проект не был реализован в связи с тем, что в конце 50-х годов в СССР были открыты новые месторождения нефти и газа, что отвлекло внимание от солнечной энергетики. Тем не менее советская концепция СЭС башенного типа получила мировое признание. Только за период с 1977 по 1983 г. такие СЭС мощностью от 250 до 10 000 кВт были построены в США, Франции, Испании, Италии и Японии.

В СССР в 1985 г. был успешно осуществлен пробный энергетический пуск первой советской экспериментальной СЭС башенного типа проектной мощностью 5000 кВт.

Проблемам опытно-конструкторских разработок, опыту эксплуатации и направлениям по созданию термодинамических СЭС башенного типа посвящен настоящий обзор, написанный в основном по материалам реферативных журналов "Энергетика" (выпуск "Гелиоэнергетика") и отдельного выпуска 90 "Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии" за 1981–1985 гг.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АТ - аккумулятор тепла	СЭС - солнечная электростанция
АФП - аккумулятор тепла фазового перехода	СЭУ - солнечная энергетическая установка
ГТУ - газотурбинная установка	ТАМ - теплоаккумулирующий материал
МОФ - материал с обратимыми фазами	ТАС - теплоаккумулирующая система
ПВА - пароводяной аккумулятор тепла	ТПГ - топливный парогенератор
ПТА - подземный теплоаккумулятор	ТЭС - тепловая электростанция
ПЭУ - пиковая энергоустановка	ФЭП - фотоэлектрический преобразователь
СПГ - солнечный парогенератор	ЦП - центральный приемник
СТЭС - солнечно-топливная электростанция	

ОПТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.1. Принципы построения оптических систем СЭС

СЭС является сложной многоуровневой технической системой, предназначенной для преобразования в промышленных масштабах энергии солнечного излучения в электрическую. На разных этапах проектирования такой системы возникает ряд задач, требующих специального исследования.

Наименее изученной и наиболее дорогостоящей частью СЭС является оптическая система, состоящая из множества отдельных зеркал-гелиостатов и лучевоспринимающей поверхности приемника, расположенного на башне. С оптимизацией этой системы связаны значительные резервы улучшения технических и экономических показателей СЭС.

Данная глава посвящена принципам построения оптических систем СЭС, вопросам математического моделирования и оптимизации режимов работы различных вариантов оптических систем СЭС, анализу их оптико-энергетических характеристик.

В современной научно-технической литературе сложился определенный стереотип, согласно которому термодинамическая СЭС рассматривается в качестве своеобразной модификации традиционной ТЭС, в которой первичный топливный источник энергии заменен новым "солнечным" источником, что допускает применение обычной энергетической терминологии, однако не совсем раскрывает специфическую проблематику создания СЭС.

Проблема преобразования солнечного источника энергии состоит в том, что параметры излучения и непосредственный тепловой эффект, получаемый в естественных наземных условиях, позволяют преобразовать первичный поток солнечной радиации низкой плотности только в низкопотенциальное тепло. Для согласования параметров лучистого потока с высокими термодинамическими характеристиками теплосиловых установок в современных схемах СЭС используется принцип предварительной концентрации излучения, известный из опыта создания высокотемпературных солнечных печей. Однако применение принципа концентрации первичного потока радиации с помощью зеркальных систем указывает лишь концептуальное решение проблемы и в свою очередь порождает круг проблем зеркальной оптики крупномасштабных широкоапертурных концентраторов с изменяющейся геометрией.

Концентрация излучения, собираемого с большой площади и сосредоточиваемого на относительно малой приемной поверхности, является термодинамической необходимостью и позволяет преобразовывать лучистую энергию в тепло и передавать ее теплоносителю на достаточно высоком температурном уровне, обеспечивающем высокий КПД дальнейшего преобразования энергии в теплосиловой установке.

Первичное улавливание лучистого потока осуществляется отдельными зеркальными элементами — гелиостатами. Гелиостаты заполняют определенный земельный участок и направляют отраженное излучение на центральный приемник, расположенный на вершине башни.

СЭС башенного типа большого масштаба с ЦП энергетически выгоднее СЭС с распределенным приемником, так как передача энергии в форме излучения от гелиостатов к приемнику осуществляется практически без потерь в отличие от передачи тепла теплоносителем от приемников малых рассредоточенных концентраторов к центральной теплосиловой установке [116] или от схем с большим количеством относительно малых самостоятельных энергетических модулей [132].

Изменение геометрии оптической системы в течение дня является основной характерной чертой работы наземной СЭС. Космическую СЭС можно объединить в единую жесткую конструкцию, подобную концентратору солнечной печи и ориентированную как целое относительно Солнца. В наземных условиях подобный принцип реализован в крупногабаритных зеркальных радиотелескопах, но для крупных СЭС он неприменим. Попытка сохранить этот принцип была предпринята в первом проекте башенной СЭС [1], в котором зеркала перемещались по концентрическим рельсовым путям вокруг башни. В реализованных проектах экспериментальных СЭС принцип моноконцентратора не применялся, но время от времени он встречается в предложениях по созданию СЭУ мощностью до 2 МВт [29, 137].

В современных проектах [8, 40, 69, 73, 75, 78] позиции зеркал фиксированы, изменяется лишь их ориентация. Зеркала ориентируются так, чтобы при изменении направления падающих лучей, обусловленном видимым перемещением Солнца, направления отраженных потоков оставались бы постоянными и для каждого гелиостата совпадали с направлением излучения на неподвижный приемник. Для этого зеркала снабжены механизмами ориентации и автоматикой, изменяющими ориентацию каждого гелиостата так, чтобы нормаль к зеркалу в

любой момент времени совпала с биссектрисой плоского угла, образованного направлениями гелиостат-Солнце и гелиостат-приемник.

Характерные потери оптико-геометрического происхождения являются следствием отказа от перемещения позиций зеркал. Наряду с ними имеются оптико-физические и тепловые потери.

Потери проекции зеркальной поверхности неизбежны для наземной СЭС с фиксированным зеркальным полем. В каждый данный момент наиболее эффективно работают те зеркала, для которых направления на Солнце и на приемник близки. Они почти перпендикулярны лучам и перехватывают максимально возможную часть первичного потока. Пределы азимутального перемещения Солнца очень широки, поэтому ни один фиксированный гелиостат не находится в оптимальных условиях в течение всего дня. Ввиду преимущественного дневного движения Солнца в южной части небесной сферы гелиостаты, расположенные к северу от башни, работают в среднем более эффективно.

Эффективная площадь гелиостата определяется проекцией зеркала на плоскость, перпендикулярную солнечным лучам. Система зеркал не может уловить поток, больший падающего в данный момент на отведенный под нее земельный участок. А этот предельный поток в свою очередь определяется проекцией земельного участка на плоскость, перпендикулярную лучам.

Потери затенения зеркальной поверхности возникают при низком положении Солнца, когда проекция земельного участка становится меньше суммы проекций зеркал и когда проекции отдельных зеркал пересекаются с точки зрения наблюдателя, смотрящего на поле со стороны Солнца.

Коэффициент заполнения земельного участка зеркалами, равный отношению площади гелиостата к площади отведенной под него земли, связан с уровнем угловых высот Солнца, ниже которого начинается затенение. Чем ниже коэффициент заполнения, тем ниже этот уровень. Однако эта связь неоднозначна, так как при одном и том же значении коэффициента заполнения гелиостаты могут быть по-разному расположены один относительно другого.

Потери блокировки зеркальной поверхности аналогичны потерям затенения, но относятся не к падающему, а к отраженному излучению. Они возникают тогда, когда проекции зеркал пересекаются с точки зрения наблюдателя, смотрящего на зеркала со стороны приемника. В отличие от затенения, при котором рассматривается проекция зеркал на единую плоскость, перпендикулярную всему потоку падающих лучей, блокировка

определяется центральной проекцией на сферическую поверхность, перпендикулярную отраженным лучам, сходящимся к приемнику. Другое отличие состоит в том, что стремление исключить потери блокировки приводит к необходимости применять переменный по полю коэффициент заполнения. Дальние от башни гелиостаты должны быть удалены друг от друга в радикальном направлении на большие расстояния, чем ближние.

Расхождение лучей в каждом элементарном потоке, отраженном от единичного гелиостата, также косвенно связано с потерями определенного рода. Уже сам первичный поток лучей не вполне параллелен, так как Солнце не является точечным источником. При отражении потока на эту первичную непараллельность накладываются дополнительные отклонения лучей, связанные с дефектами зеркала. Наконец, системы ориентации гелиостатов также вносят ошибки. Так как нас интересует интегральный эффект от многих гелиостатов, то можно рассматривать суммарный эффект влияния дефектов зеркала и ошибок ориентации и описывать этот эффект некоторым среднестатистическим законом расхождения лучей в отраженном потоке.

Потери неполного улавливания приемником отраженного потока обусловлены расхождением лучей и могут снизить полезный вклад гелиостатов периферийной части поля. Эти потери зависят только от соотношения геометрических размеров гелиостата, приемника и расстояния между ними и не связаны с рассеянием излучения атмосферой. Толща земной атмосферы отсеивает спектральные компоненты, подверженные поглощению и рассеянию, уже на пути солнечного луча к гелиостату, так что оставшаяся часть спектра практически не ослабляется при дальнейшем следовании луча от гелиостата к приемнику даже при больших расстояниях между ними.

Потери неполного отражения обусловлены оптико-физическими свойствами и состоянием зеркального покрытия гелиостатов и в отличие от потерь оптико-геометрического происхождения являются постоянно действующим фактором, который описывается коэффициентом отражения. Коэффициент отражения зависит от угла падения лучей, но этот эффект второго порядка практически не влияет на характеристики СЭС. Реальное влияние на работу СЭС может оказать среднеэксплуатационный уровень запыленности зеркальной поверхности.

Тепловые потери с лучевоспринимающей поверхности приемника определяются режимом работы теплосилового устройства СЭС. Однако они должны учитываться в схеме расчета оптической системы, так как приемник является ее неотъемлемой

частью и тепловые потери зависят от тех же параметров (формы и размеров приемника), которые влияют на потери неполного улавливания лучистого потока.

Именно эта связь и составляет основную проблему проектирования оптических систем СЭС. Оптическая система должна удовлетворять набору противоречивых требований. Например, зеркала должны достаточно плотно заполнять земельный участок, чтобы собирать и отражать на приемник достаточно большую долю падающего на этот участок первичного потока радиации. Вместе с тем зеркала не должны затенять и блокировать друг друга во избежание потерь эффективной площади суммарной зеркальной поверхности. Зеркальная система должна создавать достаточно высокую плотность потока излучения на лучевоспринимающей поверхности и, следовательно, содержать большое число отдельных элементов. Но увеличение числа элементов требует наращивания периферийной части поля, гелиостаты которой вследствие эффекта расхождения лучей вносят (каждый отдельно) все меньший вклад в суммарную концентрацию и увеличивают размеры "фокального ядра" сконцентрированного потока, требуя все больших размеров приемника и обесценивая вклад в средний уровень концентрации от ближних гелиостатов.

Совокупность этих и других особенностей работы оптической части СЭС превращает ее в систему с сильными внутренними связями, нарушение каждой из которых может привести к утрате ее основного функционального качества — концентрирующей способности. С другой стороны, система преобразования энергии — теплосиловой комплекс СЭС также представляет собой систему с сильными внутренними связями, обусловленными номинальными режимами работы применяемого оборудования и допусками на отклонения от этих режимов. Описание этих двух подсистем СЭС (оптической и термодинамической) принципиально отличаются и формулируются в терминах двух различных областей знаний.

Таким образом, приемник СЭС, являясь одновременно частью оптической и термодинамической подсистем, должен удовлетворять двум разнотипным наборам требований, а на допустимые вариации параметров подсистем кроме собственных ограничений должны быть наложены дополнительные взаимные ограничения, обусловленные опосредованной связью подсистем через теплотехнические и оптико-геометрические параметры приемника-парогенератора.

1.2. Оптические системы экспериментальных СЭС

К настоящему времени в различных странах задействовано 7 экспериментальных СЭС электрической мощностью от 0,5 до 10 МВт. Наиболее крупными проектами являются СЭС Solar = 1 в Барстоу (Калифорния, США) мощностью 10 МВт и отечественная СЭС-5 (в 1985 г. введен в действие пусковой комплекс). Сводные характеристики оптических систем этих станций приведены в табл. 1.

1.2.1. СЭС Solar -1

Организацию строительства СЭС Solar -1 осуществляло министерство энергетики США при участии компании Southern California Edison (США) и департамента водоснабжения и энергетики Лос-Анджелеса [30, 32, 57, 59, 69, 70, 73, 103, 119-124, 136, 150]. Строительно-монтажные работы были закончены в октябре 1981 г., а 14 апреля 1982 г. станция была введена в действие.

Первоначально ее строительство оценивалось в 120 млн. долл., окончательная стоимость ее сооружения составила 141 млн. долл. Solar -1 имеет номинальную мощность 10 МВт и построена по схеме СЭС башенного типа. Башня высотой 91 м с приемником солнечного излучения окружена полем гелиостатов. Общий вид Solar -1 приведен на рис. 1.

Площадка Solar -1 занимает земельный участок площадью 0,31 км² в форме эллипса с осями 685 и 585 м. Непосредственно под гелиостаты отведен участок земли площадью 0,28 км². Площадь ~ 0,03 км² занята постройками и технологическим оборудованием, расположенным у основания башни, а также транспортными путями, проложенными на поле гелиостатов.

Зеркальная система Solar -1 образована 1818 гелиостатами с общей площадью 73,2 тыс. м². Средний коэффициент заполнения земельного участка зеркалами составляет $k_{зап} = 0,26$.

Для расположения гелиостатов принята радиально-круговая шахматная компоновочная схема. Эта схема была признана оптимальной после длительного цикла расчетных исследований, проведенных в университете г. Хьюстона в 1973-1980 гг. [145]. Каждый гелиостат производства фирмы Martin Marietta Aerospace (США) состоит из 12 зеркальных facets с высокой отражательной способностью $\rho = 0,90$.

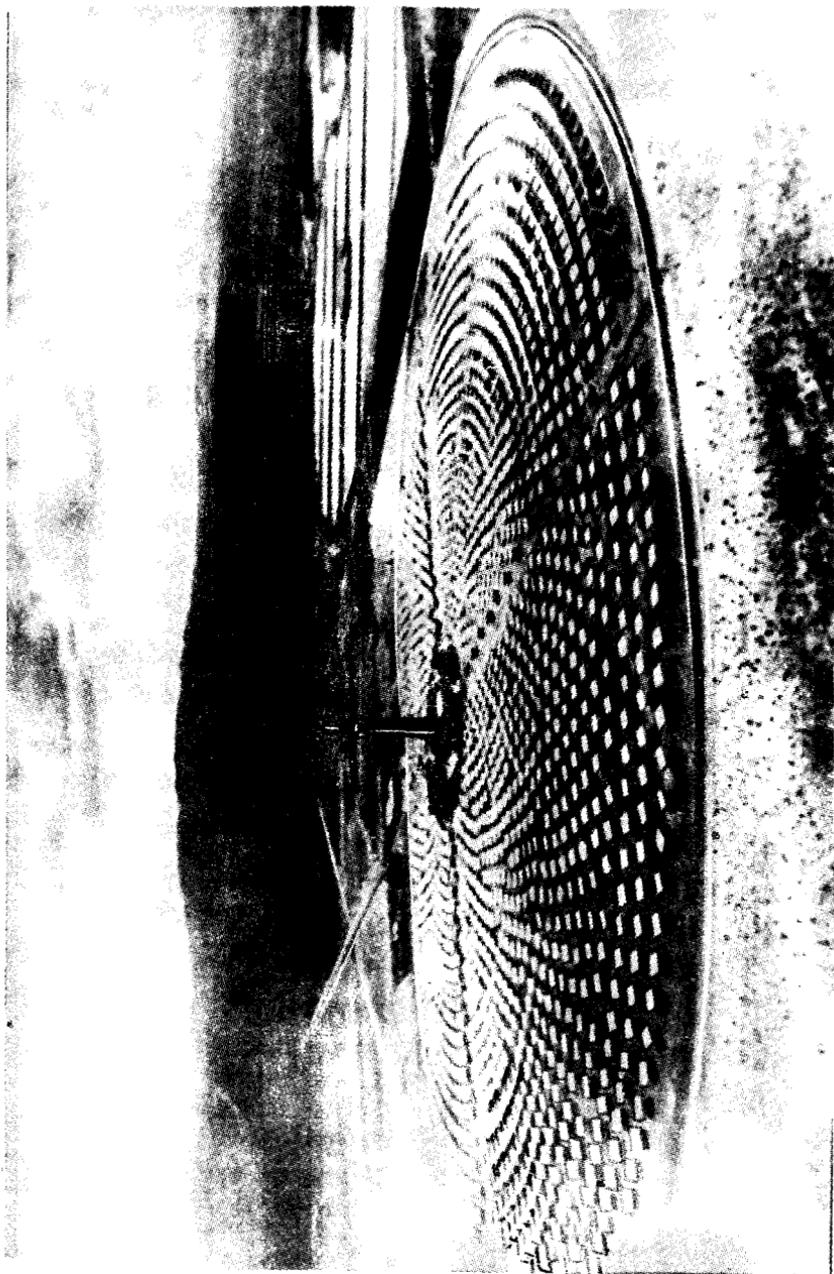


Рис. 1 Общий вид Solar -1

Таблица 1

Основные характеристики действующих СЭС

Характеристики	Название СЭС						
	Solar-1 (Барстоу, США)	СЭС-5* (Крым, СССР)	THEMIS (Тарга- сонн Франция)	Eutелиос (Андрано, Италия)	СЕСА-1 Альмерия, Испания)	СRS (Альмерия, Испания)	Sunshine (Нито, Япония)
Форма поля	Эллипс	Круг	Сектор	Сектор	Сектор	Сектор	Сектор
Электрическая мощность МВт	10,0	5,0	2,5	1,0	1,2	0,5	1,0
Площадь зеркал, тыс. м ²	73,2	40,0	10,8	6,2	11,4	3,7	12,9
Число гелиостатов	1818	1600	201	70/112**	300	93	807
Площадь гелиостата, м ²	40,3	25,5	53,7	53,7/21,8*	38,0	39,0	16,0
Коэффициент отражения	0,90	0,71	0,90	0,77/0,85**	0,87	0,91	0,88
Высота башни, м	91	89	101,5	55	60	43	60
Тип приемника	Открытый цилиндр	Открытый цилиндр	Полостной	Полостной	Полостной	Полостной	Полостной
Площадь, приемника, м ²	294,0	154,0	16,0	16,0	11,6	9,7	-
Температура приемника, °С	516	250	505	512	520	530	250
Год ввода в эксплуатацию	1982	1985	1982	1981	1984	1981	1981
цино (пусковой комплекс)							

* Проектные данные.

** Данные относятся к двум типоразмерам гелиостатов.

Приемник станции имеет форму цилиндрической мишени высотой 13, диаметром 7,2 м и площадью облучаемых панелей 294 м². Температура его поверхности достигает 520°С.

1.2.2. СЭС-5

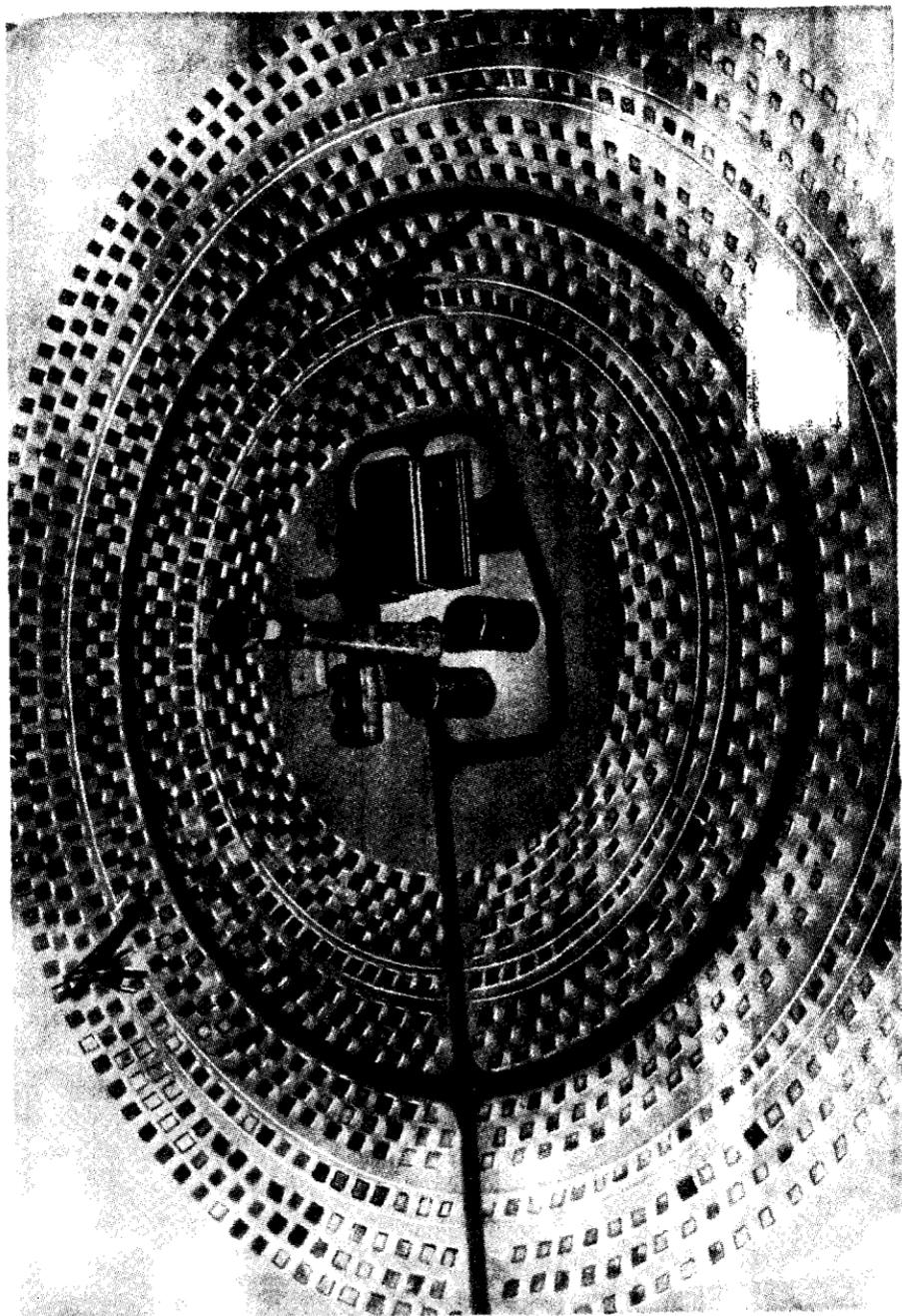
Первая отечественная экспериментальная солнечная электростанция СЭС-5 расположена в Крыму вблизи поселка Щелкино [10, 11, 12, 13, 16-18]. Комплекс научно-технических и конструкторских разработок, проектирование и строительство СЭС-5 осуществлены организациями Минэнерго СССР. В 1985 г. задействован пусковой комплекс станции. Стоимость технологических сооружений станции вместе с разработкой и изготовлением оборудования составляет 26 млн. руб. Максимальная электрическая мощность СЭС-5 равна 5 МВт, расчетная среднеэксплуатационная за год ~3,5 МВт. Общий вид СЭС-5 приведен на рис. 2.

Оптическая система СЭС-5 представляет собой круговое кольцевое поле гелиостатов с внутренним и внешним радиусами кольца 79 и 213 м соответственно. В кольцевом поле расположено 1600 гелиостатов суммарной площадью 40 тыс. м². Гелиостаты сгруппированы в 20 кольцевых круговых рядов с переменным шагом по радиусу между рядами. Расположение гелиостатов в соседних рядах шахматное. Средний коэффициент заполнения земельного участка зеркалами $K_{зап} = 0,32$. Участок земли, отведенный под гелиостаты, имеет площадь 0,12 км². Общая площадь застройки составляет 0,15 км².

Проектирование СЭС-5 так же, как и проектирование ряда зарубежных экспериментальных СЭС, велось параллельно с разработкой обоснований будущих промышленных СЭС. Для СЭС-5 такой перспективой является проект СЭС-200 (позднее СЭС-320), рассчитанный на условия Крыма. СЭС-5 разрабатывалась как модель (в масштабе мощности 1:10) одного из четырех модулей 50 МВт станции СЭС-200.

При подготовке этих проектов в 1977-1981 гг. проводилось математическое моделирование работы зеркальных систем СЭС, рассматривались различные формы зеркального поля и структуры расположения гелиостатов [7, 31].

Оптимальной, как и в исследованиях зарубежных авторов [11, 145], признана радиально-круговая шахматная компоновка с переменным радиальным шагом между концентрическими рядами. Отличие оптической системы СЭС-5 от Solar -1 состоит в том, что глобальная форма поля представляет собой



правильное круговое кольцо, а не эллипс. Подобные детали на уровне экспериментальной СЭС не представляют большого различия, но являются одним из главных вопросов оптимизации оптических систем крупных промышленных СЭС.

Расчет зеркального поля СЭС-5 проведен ЭНИНом и НПО "Солнце" АН ТССР. Конструкция гелиостатов СЭС-5, состоящих из 45 зеркальных facets и имеющих площадь $25,5 \text{ м}^2$, разработана Проектно-конструкторским бюро Главэнергостроймеханизации и изготовлена Чеховским опытным заводом Гидростальконструкция Минэнерго СССР при участии заводов Минстанкопрома и Минхиммаша. Отражательная способность зеркал, изготовленных Минстройматериалов СССР, составляет 0,71.

Башня с приемником расположена в геометрическом центре кольцевого поля зеркал. Высота башни составляет 89 м. Приемная поверхность в виде цилиндра высотой 7 и диаметром 7 м расположена между отметками высот 71 и 78 м. Номинальная температура теплоносителя в приемнике 250°C , температура открытой лучевоспринимающей поверхности на несколько градусов выше.

1.2.3. СЭС THEMIS

Строительство экспериментальной СЭС THEMIS (см. табл. 1) [39, 41, 43, 46, 47, 63, 75, 97, 118, 141, 142] организовано Electricité de France и Национальным центром научных исследований. Строительство велось с 1979 г. и обошлось в 128 млн. фр., пуск станции состоялся в 1982 г.

СЭС THEMIS рассчитана на номинальную электрическую мощность 2,5 МВт. Общий вид THEMIS представлен на рис. 3. Зеркальное поле состоит из 201 гелиостата общей площадью $10,8 \text{ тыс. м}^2$, расположено на участке земли в $0,07 \text{ км}^2$. В отличие от всех других проектов экспериментальных СЭС THEMIS расположена не на плоской площадке, а на южном склоне, имеющем наклон 15° к горизонту. Гелиостаты THEMIS разработаны фирмой Cethel (Франция) [43], имеют площадь $53,7 \text{ м}^2$ и отражательную способность 0,90.

Приемник станции [63] полостного типа с квадратным входным отверстием $4 \text{ м} \times 4 \text{ м}$ и глубиной 3,5 м расположен на отметке 80 м башни общей высотой 101,5 м. Плоскость

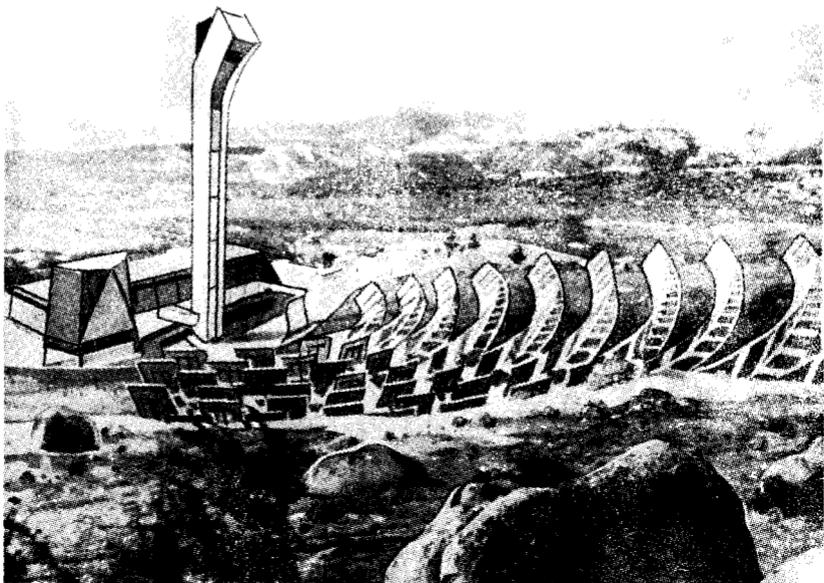


Рис. 3. Общий вид THEMIS

входного отверстия приемника наклонена на 30° от вертикали в сторону зеркального поля. Температура поверхности лучевопринимающих поверхностей приемника достигает 505°C . В качестве теплоносителя используется расплав солей.

1.2.4. СЭС Eurelios

СЭС Eurelios построена вблизи Адрано на о. Сицилия (Италия) [34, 36, 38, 54, 64, 65 (см. табл. 1)]. В ее строительстве принимали участие фирмы Франции, Италии и ФРГ под руководством комиссии Европейского экономического сообщества. Стоимость строительства - 11 млн. долл. Станция введена в мае 1981 г.

Электрическая мощность Eurelios 1 МВт. Зеркальное поле этой станции (рис. 4) имеет секторную форму и составляло из гелиостатов двух типов. В левой (от башни) части сектора расположено 70 гелиостатов фирмы Cethel, каждый по

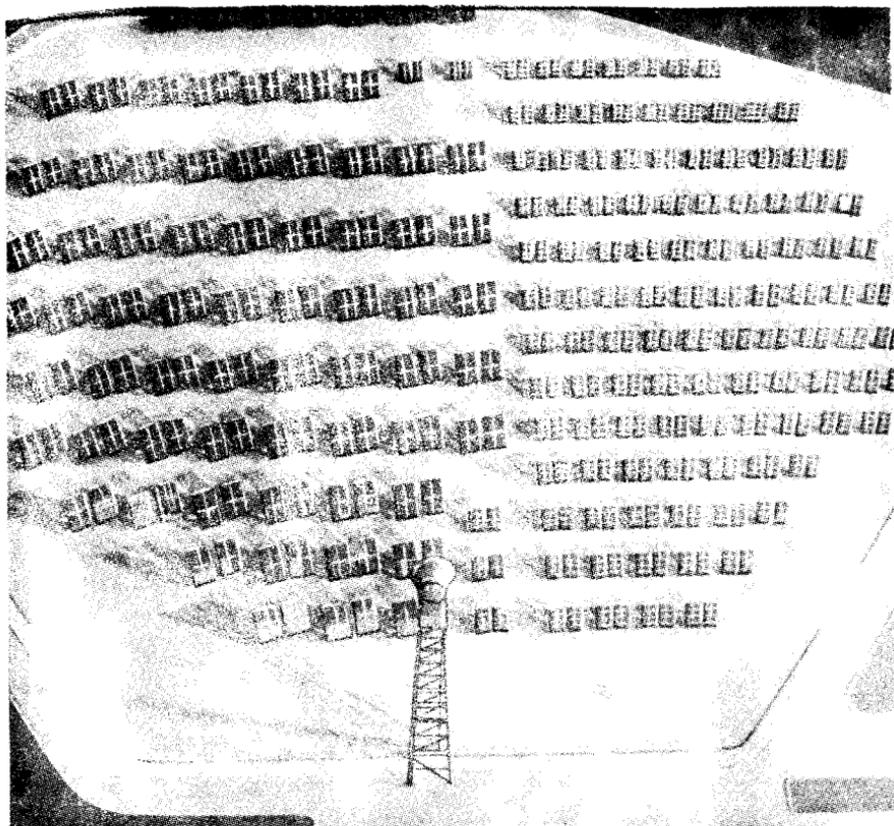


Рис. 4. Солнечная электростанция Eurelios

53,7 м². В правой части сектора расположено 112 гелиостатов фирмы MBB (ФРГ) по 21,8 м² каждый. Отражательная способность зеркал гелиостатов Cethel и MBB составляет, соответственно, 0,77 и 0,85.

Общая площадь зеркальной поверхности равна 6,2 тыс. м². Структура поля образована прямолинейными рядами гелиостатов (по линии восток-запад). Шаг между рядами подобран соответственно размерам каждого из типа гелиостатов и увеличивается от башни к периферии поля.

Высота башни составляет 55 м. На ее вершине установлен полостной приемник в форме цилиндрической полости с входным отверстием диаметром 1,5 м, плоскость которого наклонена на 20° от вертикали в сторону поля гелиостатов. Приемная поверхность образована спиралевидным трубчатым экраном, температура которого достигает 512°С.

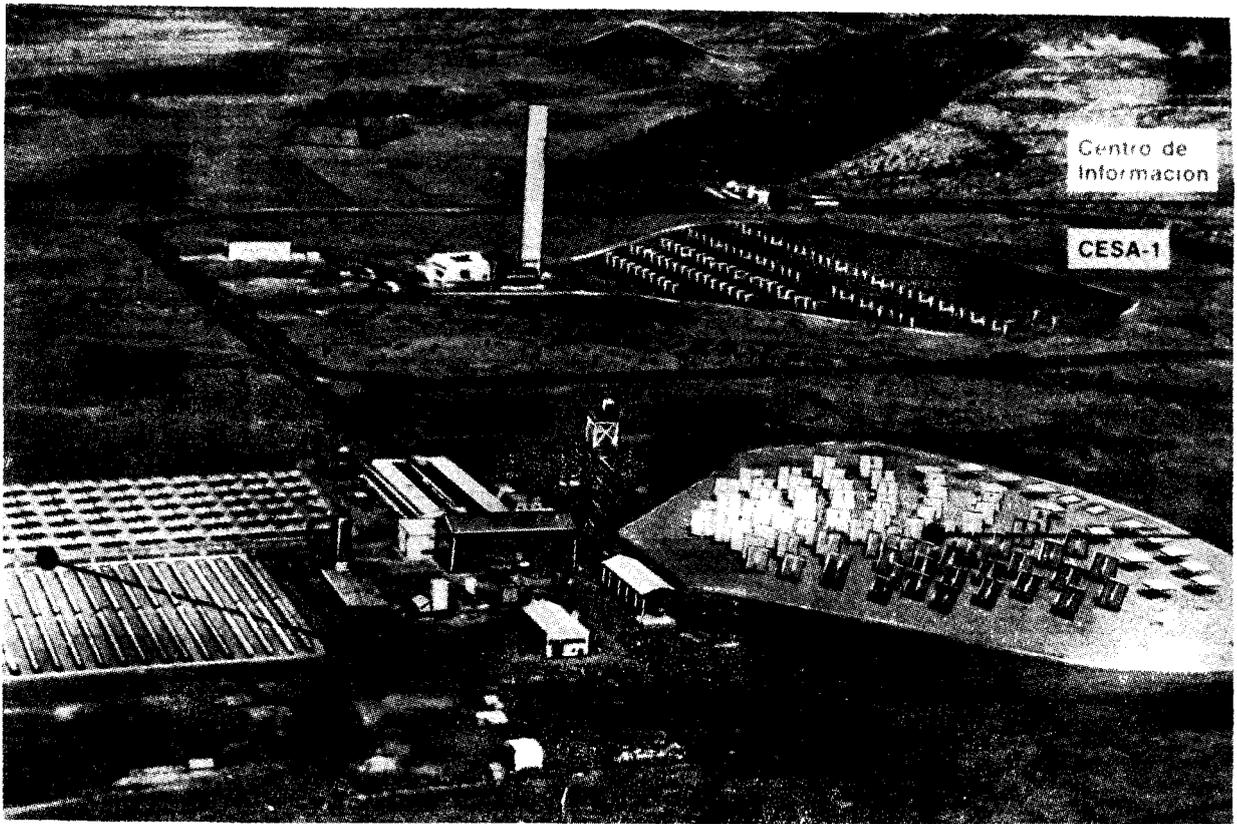


Рис. 5. Общий вид Центра гелиотехнических исследований в Альмерии

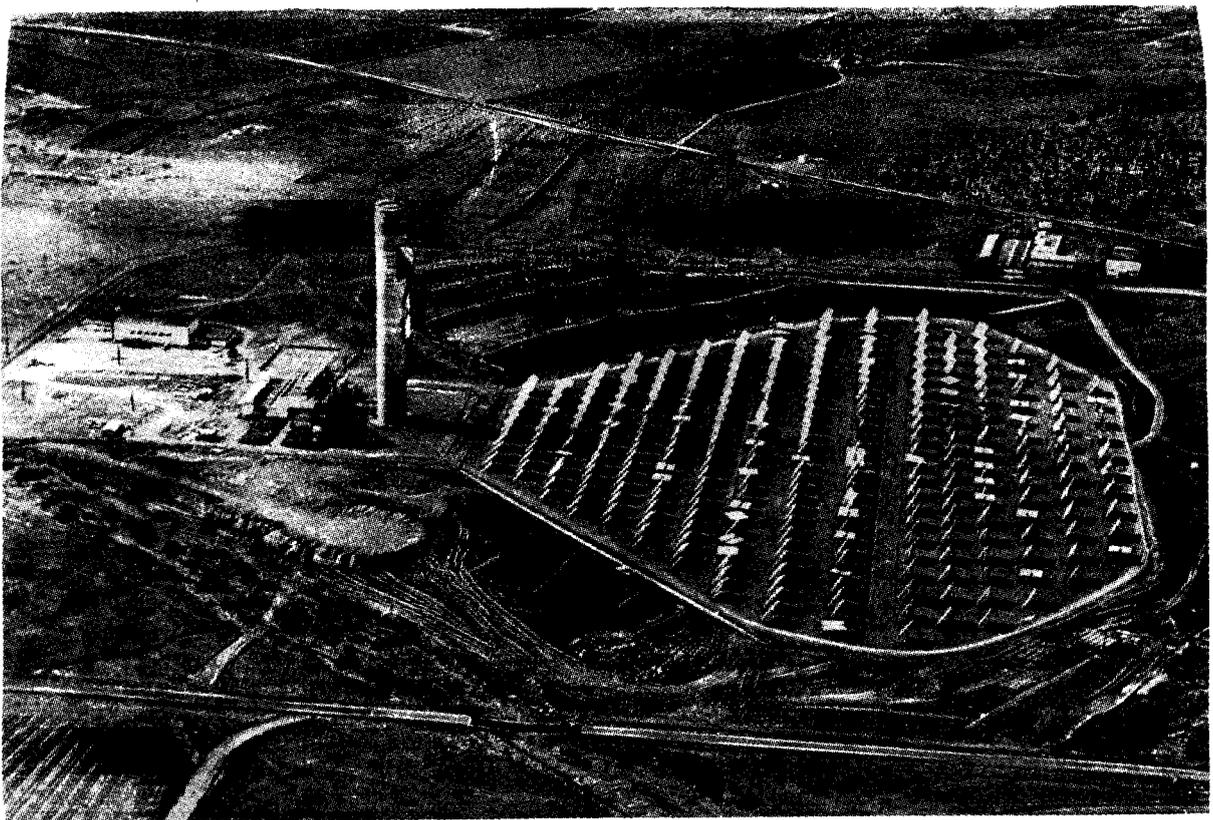


Рис. 6. Солнечная электростанция CESA -1

1.2.5. СЭС CESA-1

В Альмерии (Испания) создан Центр гелиотехнических исследований в состав которого входят три СЭС малой мощности. Две из них, CESA -1 и CRS -башенного типа, третья, DSC - модульного типа с параболоцилиндрическими концентраторами. Общий вид центра приведен на рис. 5.

СЭС CESA -1 имеет мощность 1,2 МВт [96, 101, 129, 143] (см. табл. 1). Ее строительство обошлось в 38 млн. марок ФРГ и было организовано министерством промышленности и энергетики. Руководство проектом осуществлял Институт космических исследований и испытаний ФРГ. Первоначально ввод CESA -1 был намечен на конец 1982 г., но ввиду технических неполадок в системе приемника был осуществлен только в 1984 г.

Зеркальное поле CESA -1 (рис. 6) состоит из 300 гелиостатов фирмы Martin Marietta Aerospace по 38 м² каждый с отражательной способностью 0,87, имеет суммарную площадь зеркальной поверхности 11,4 тыс. м² и секторную форму. Гелиостаты расположены прямолинейными рядами, как и в поле зеркал Eutelsios. Полостной приемник с площадью входного отверстия 11,6 м² установлен на башне высотой 60 м и имеет температуру 520°С.

1.2.6. СЭС CRS

СЭС CRS башенного типа имеет электрическую мощность 0,5 МВт [47, 61, 64, 81, 101, 106] (см. табл. 1). Эта станция входит в состав Центра гелиотехнических исследований в Альмерии (рис. 7). Ее строительство обошлось в 37 млн. марок ФРГ. Станция была введена 21 сентября 1981 г.

Станция CRS имеет небольшое зеркальное поле, состоящее всего из 93 гелиостатов по 39 м², с общей площадью зеркальной поверхности, 3,7 тыс. м² и отражательной способностью 0,91. Поле имеет секторную форму и радиально-круговую шахматную структуру расположения гелиостатов.

Полостной приемник с входным отверстием 9,7 м² расположен на башне высотой 43 м и выполнен в виде вертикально вогнутой цилиндрической поверхности с углом охвата 120°. Температура приемника составляет 530°С. Отличительная особенность проекта состоит в применении двухконтурной тепловой схемы с жидкометаллическим натрием в качестве теплоносителя в первом контуре.

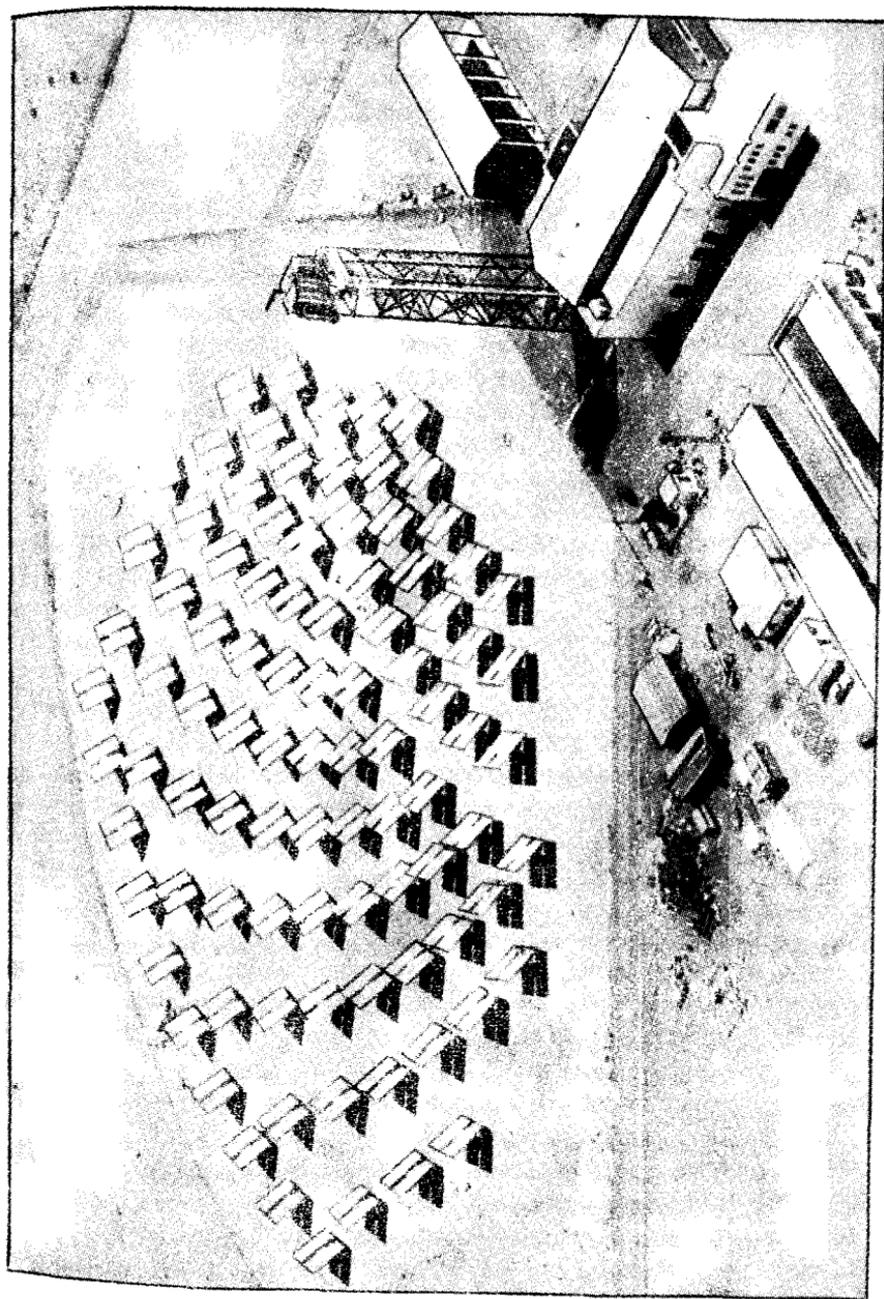


Рис. 7. Солнечная электростанция CRS

1.3. Математическое моделирование режимов работы и оптимизация параметров оптических систем СЭС

Уже при разработке первых проектов экспериментальных СЭС возникла острая необходимость в специальных методах расчета и имитационного моделирования работы оптических систем. Специфика оптической системы СЭС проявляется в дискретности, многоэлементности и изменяющейся во времени геометрии зеркальной поверхности.

Несмотря на простоту законов, описывающих элементарное отражение пучка солнечных лучей от плоской зеркальной поверхности, дискретность системы затрудняет применение к описанию ее работы аналитических методов, подобных методам описания работы фокусирующих систем зеркальных концентраторов солнечных печей. Многоэлементность и изменение во времени геометрической формы концентрирующей системы СЭС требуют для расчета интегрального эффекта многократного повторения однотипных вычислительных процедур, учитывающих характеристики элементарных отраженных пучков лучей, собирающихся на приемнике СЭС.

Эти особенности оптических систем СЭС явились предпосылками к применению машинных методов моделирования их работы и стимулировали параллельное развитие расчетных алгоритмов в различных странах [2,3,7,31,56,58,72,85,112,145]. Для этапов становления этого направления как в СССР так и за рубежом характерно параллельное развитие в расчетно-проектных и теоретических работ, тесная связь между совершенствованием расчетных методов и конкретными запросами проектной практики.

Оптическая система СЭС должна удовлетворять комплексу противоречивых технических требований и условий и представляет собой обширное поле для постановки и решения разнообразных оптимизационных задач.

Отечественная практика применения машинных методов проектирования оптических систем СЭС [2,3,7,9,31] сложилась в ходе разработок экспериментальной станции СЭС-5 и обосновывающих материалов проектирования и строительства СТЭС промышленного уровня мощности на территории Уз.ССР. При работе над этими проектами были предложены методы решения прямых задач широкоапертурной оптики зеркальных систем с изменяемой геометрией. Постановка прямой задачи предполагала непосредственный расчет оптико-энергетических характеристик заданной оптической системы, анализ характерных потерь и прослеживание динамики изменения тепловых нагрузок

на приемнике излучения. Отбор приемлемых вариантов геометрии оптической системы проводился методом проб и ошибок или прямым сравнением результатов многовариантных расчетов энергетических характеристик системы.

Этот этап позволил установить ряд априорно неочевидных свойств многоэлементных зеркальных систем и разработать систему рациональных приближений, ускоряющих процесс машинных вычислений и позволяющих моделировать все более сложные и многообразные ситуации. Это создало предпосылки для постановки обратных задач, предполагающих оперирование с целыми классами решений и предназначенных для параллельного сравнительного анализа различных глобальных геометрий оптической системы.

В настоящее время это направление развивается в плане создания программного обеспечения систем автоматического проектирования СЭС. В состав многоуровневой иерархической структуры серии машинных программ систем автоматического проектирования СЭС входят алгоритмы обработки исходной климатической информации, программы вычисления параметров обобщенных локальных характеристик затенения и блокировки зеркальных элементов, алгоритмы машинной "упаковки" зеркального поля, алгоритмы оптимального заполнения земельного участка заданным количеством зеркальных элементов и алгоритм оптимизации размеров приемника и режимных параметров теплосилового подсистемы СЭС.

Основной проблемой разработки оптической системы СЭС является системное согласование и определение оптимального сочетания параметров зеркального поля, геометрии приемника и номинальных режимных характеристик системы преобразования энергии. Поэтому иерархия машинных алгоритмов рассчитана на параллельный анализ ряда конкурирующих оптических схем с различными типами геометрии приемника, включая варианты с несколькими приемниками, расположенными на одной башне. Целевой функцией оптимизационной задачи является среднеэксплуатационное значение полезного теплового потока, поступающего в систему преобразования энергии при заданной суммарной площади зеркальной системы.

Завершением серии программ, посвященных выбору и оптимизации оптической системы СЭС, является набор алгоритмов решения задач, предназначенный для детального анализа оптико-энергетических характеристик отобранных решений. Он основан на ранее разработанных алгоритмах прямого расчета характеристик оптической системы с заданной геометрией [7, 31]. Блок-схема алгоритмов представлена на рис. 8.

лами и способ их взаиморасположения, высота башни, размеры приемника, допуск на точность ориентации гелиостатов и т.п.

Алгоритм вычисления строится в виде иерархий вложенных друг в друга, циклически повторяющихся подпрограмм. Внешние циклы организуют последовательность перебора рассматриваемой совокупности вариантов расчета и могут изменяться в зависимости от постановки задачи на данном этапе исследования.

Например, при исследовании энергетических характеристик конкретного варианта компоновки оптической системы с фиксированными геометрическими параметрами внешние циклы осуществляют перебор различных моментов рабочего дня СЭС в разные сезоны года, так что для данной оптической системы может быть прослежена динамика изменения оптических и энергетических характеристик во времени, а также могут быть рассчитаны среднегодовые значения соответствующих величин.

Другим примером может служить исследование энергетических характеристик оптической системы в зависимости от ее геометрических размеров. В этом случае внешние циклы осуществляют перебор исследуемой совокупности значений геометрических параметров систем. Таким образом могут быть определены, например, зависимости коэффициента улавливания от соотношения между размерами приемника и единичного гелиостата, зависимость самозатенения зеркальной системы от коэффициента заполнения земельного участка зеркальной поверхностью, зависимость блокировки зеркал от высоты башни и т.п. Эти зависимости могут рассматриваться для данного характерного момента времени или усредняться по дневному, месячному, сезонному или годовому периоду работы СЭС.

Внутренние циклы программы вычислений при всех указанных постановках задачи остаются, как правило, неизменными. На рис. 8 они выделены вложенными друг в друга пунктирными прямоугольниками. В качестве основной самостоятельной единицы вычислительной программы может быть принято вычисление распределения поверхностной плотности потока излучения для фиксированной совокупности точек приемника. Эта единица вычислительной программы организуется с помощью приведенной ниже последовательности циклов.

Внешний цикл данной подпрограммы осуществляет перебор отдельных гелиостатов зеркальной системы. Для каждого гелиостата определяются границы затененной и блокированной областей зеркальной поверхности.

Следующий по уровню вложения цикл перебирает точки при-

емника. В плоскости каждого гелиостата для каждой точки приемника определяется положение и размер изображения Солнца (с учетом ошибок систем слежения).

Изображение разбивается на равновеликие по угловым размерам элементы, и самый внутренний цикл подпрограммы осуществляет перебор этих элементов. Для каждого элемента проверяется следующее:

- 1) расположен ли данный элемент в пределах озеркаленной области плоскости гелиостата;
- 2) не принадлежит ли он затененной области;
- 3) не принадлежит ли он блокированной области.

Отношение числа элементов изображения, принадлежащих области зеркала, свободной от затенения и блокировки, к общему числу элементов изображения, умноженное на косинус угла падения лучей от гелиостата на поверхность приемника, равно вкладу, вносимому данным гелиостатом в суммарный геометрический коэффициент концентрации излучения в данной точке приемника. При суммировании элементов изображения каждому элементу должен быть приписан вес, пропорциональный яркости данного элемента.

Суммирование элементарных вкладов отдельных гелиостатов осуществляется последними операторами цикла, перебирающего гелиостаты зеркального поля.

В процессе вычислений определяются значения ряда вспомогательных величин, таких, как средние по полю значения фактора косинуса $\cos \varphi$, фактора затенения τ , фактора блокировки β , коэффициента эффективности использования зеркальной поверхности η_0 , коэффициента улавливания γ , значение суммарного потока $Q_{\text{отр}}$, отраженного зеркальной системой, и суммарного потока $Q_{\text{пг}}$, падающего на приемник.

Блочная структура программы облегчает управление процессом вычисления и допускает различные модификации, в частности вычисление распределений локальных значений факторов $\cos \varphi$, τ , β , η_0 , не требующее обращения к блокам программы, расположенным на рис. 8, ниже горизонтальной пунктирной линии.

С помощью системы алгоритмов решения прямых задач оптики СЭС в 1978–1980 гг. были исследованы сравнительные характеристики эффективности различных структур поля гелиостатов. Предлагавшиеся на предварительной стадии обсуждения проекта СЭС–5 строго периодические прямоугольные, гексагональные и другие структуры с постоянным по всему полю коэффициентом заполнения были признаны неэффективными.

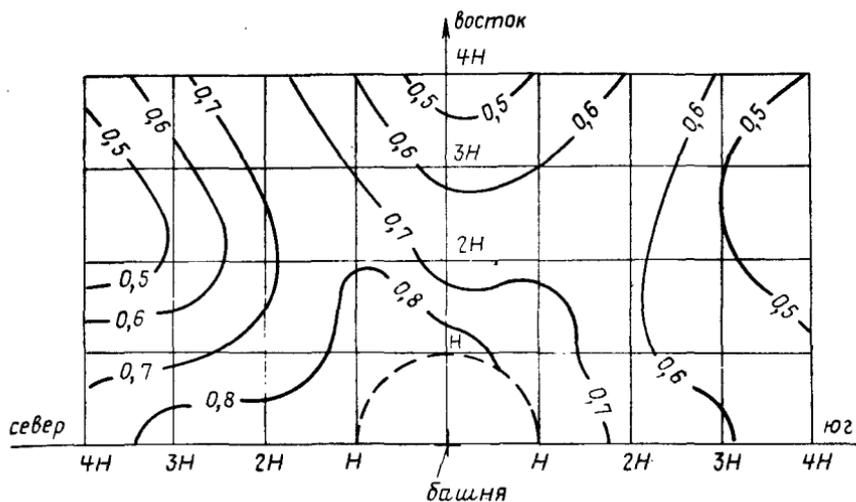


Рис. 9. Линии уровня среднегодовых локальных значений коэффициента эффективности при гексагональной структуре поля гелиостатов и $K_{\text{зап}} = 0,3$; Н — высота башни

В качестве примера на рис. 9 представлено распределение эффективности использования зеркальной поверхности по площади поля гелиостатов со строго периодической гексагональной структурой. Как видно, периодическая структура имеет характерные выделенные радиальные направления с уменьшенной эффективностью использования зеркальной поверхности, обусловленной блокировкой гелиостатов.

В дальнейшем была выбрана в качестве оптимальной упоминавшаяся выше радиально-круговая шахматная структура расположения гелиостатов с переменным коэффициентом заполнения, уменьшающимся в радиальном направлении от башни к периферии зеркального поля.

Итогом расчетов по рассматриваемой цепочке алгоритмов является распределение плотности сконцентрированного потока излучения по поверхности приемника. На рис. 10 представлено такое распределение, рассчитанное в процессе разработки обосновывающих материалов строительства четырехмодульной (каждый модуль по башенной схеме) промышленной станции СЭС-200 в Крыму.

 - азимутальное положение Солнца

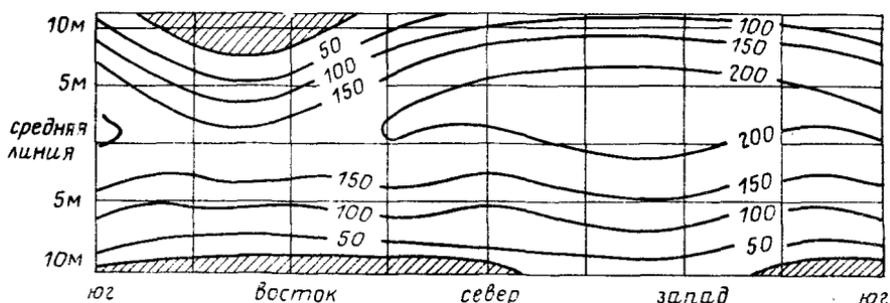


Рис. 10. Развертка боковой поверхности цилиндрического приемника модуля СЭС мощностью 50 МВт. Линии уровня (в кВт/м^2) распределения плотности потока излучения для 22 сентября в 8 ч. Высота Солнца над горизонтом $\theta = 20^\circ$, $J_0 = 0,66 \text{ кВт/м}^2$ по условиям Крыма, $Q_{\text{пр}} = 193 \text{ МВт}$

Глава 2

ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Общие положения

СЭС с термодинамическим циклом преобразования энергии в общем виде включает в себя следующие системы: оптическая система улавливания падающей радиации; теплоприемник для преобразования энергии солнечного излучения в тепловую, которая передается теплоносителю; система переноса теплоносителя от солнечного теплоприемника к аккумулятору или теплообменнику, в котором нагревается рабочее тело; система аккумуляции тепла; теплообменники, образующие горячий и холодный источники. В практике встречаются две принципиальные схемы СЭС.

В первой схеме реализуется двух контурная компоновка. В этом случае в солнечном теплообменнике происходит нагрев теплоносителя, который поступает в аккумулирующую систему, служащую источником тепла для рабочего тела, циркулирующего во втором контуре. Аккумулятор здесь выполняет роль буфера в системе солнечный теплоприемник – нагреватель рабочего тела.

Во второй одноконтурной схеме контур теплоносителя одновременно является и контуром рабочего тела. Рабочее тело нагревается в солнечном теплоприемнике и подается частично на вход тепловой машины, частично в аккумулятор.

В первой схеме по сравнению со второй происходит в среднем большее снижение температурного напора в процессе аккумуляции, возврата теплоносителя и при теплообмене между теплоносителем и рабочем телом. Во второй схеме потери происходят лишь при аккумуляции и возврате теплоносителя. Однако при двухконтурной схеме параметры рабочего тела на входе в тепловую машину не подвержены случайным колебаниям, что характерно для одноконтурной схемы, которая для стабилизации параметров требует более сложную систему регулирования.

В существующих СЭС башенного типа используются следующие теплоносители и рабочие тела: вода (водяной пар), натрий, расплав солей, воздух и гелий. При использовании в схеме СЭС натрия и расплава солей нужны два контура — теплоносителя и рабочего тела, в качестве которого чаще всего служит вода. При этом реализуется паросиловый цикл Ренкина. Когда же рабочим телом является воздух или гелий, реализуется цикл Брайтона.

Разработка СЭС с циклом Брайтона в настоящее время осуществляется в основном по комбинированной схеме, т.е. с подогревом рабочего тела (воздуха) в камере сгорания путем сжигания органического топлива. Комбинированным схемам посвящена гл. 4; здесь же будут анализироваться тепловые схемы, параметры термодинамического цикла и состав технологического оборудования СЭС башенного типа с циклом Ренкина.

При разработке проектов первых СЭС с термодинамическим циклом преобразования проектировщики стремились максимально использовать стандартное тепломеханическое оборудование [115]. Так, турбоагрегаты крупных СЭС практически не требуют больших специальных разработок и являются типовыми и отработанными элементами традиционной энергетики. При конструировании солнечных теплоприемников и теплообменников для получения рабочего тела нужных параметров во всех проектах по мере возможности обеспечивалось соответствие выходных параметров (давление, температура) входным параметрам турбин. Параметры рабочего тела, генерируемого за счет аккумуляции тепла при одноконтурной схеме, всегда ниже параметров, получаемых на выходе из приемника солнечного излучения. В этом случае требуется

турбина с двумя входами: для острого пара и пара пониженных параметров, что приводит к снижению мощности станции во время разряда аккумулятора. Паровые турбины пригодны к использованию в широком диапазоне изменений размеров, конструкций и эксплуатационных условий, хотя отмеченная выше особенность несколько ограничивает выбор турбин достаточно большой мощности (200 МВт и более). Следует отметить, что и создание крупных стационарных ГТУ (100 МВт и выше) связано с решением целого ряда важных задач. Прежде всего, необходимо повысить начальную температуру газа перед турбиной, чтобы повысить КПД цикла. Это требует создания новых жаропрочных материалов, способных устойчиво и длительно работать при максимальных температурах. Не решена также и проблема повышения эффективного КПД компрессора.

Из пяти возможных теплоносителей и рабочих тел (вода/пар, расплавленная соль, натрий, воздух и гелий) наиболее распространенным и технически доступным является водяной пар. Применение в качестве рабочего тела водяного пара в сочетании с аккумулятором тепла, хотя и не является оптимальным вариантом, но зато может быть осуществлено без особых технических новшеств, что немаловажно при создании такого нового энергетического объекта, как СЭС. Это нашло свое отражение и на практике — на пяти из семи действующих СЭС теплоносителем и одновременно рабочим телом является водяной пар. Разработка проектов СЭС с использованием в тепловой схеме приемника воды пара осуществлялась компаниями Honeywell Martin Marietta и McDonnell Douglas по заказу министерства энергетики США. Принципиальная тепловая схема по концепции компании Honeywell представлена на рис. 11.

Работа станции может осуществляться следующим образом. При уровне инсоляции, достаточном для генерирования пара требуемых параметров, часть пара, вырабатываемого в солнечном парогенераторе, направляется на вход паровой турбины, где, проходя по ступеням, пар совершает работу расширения, приводя во вращение электрический генератор. Отработавший пар конденсируется и через систему регенеративных подогревателей подается на вход солнечного парогенератора. Другая часть пара, проходя через двухступенчатую систему теплового аккумулирования, отдает тепло вначале расплаву солей типа Nitesc, а затем — маслу и конденсируется. Расплавленная соль собирается в горячем баке, а разогретое масло нагревает гравий в масляно-гравийном аккумуляторе, работающем с использованием эффекта Thermocline (скачок температуры).

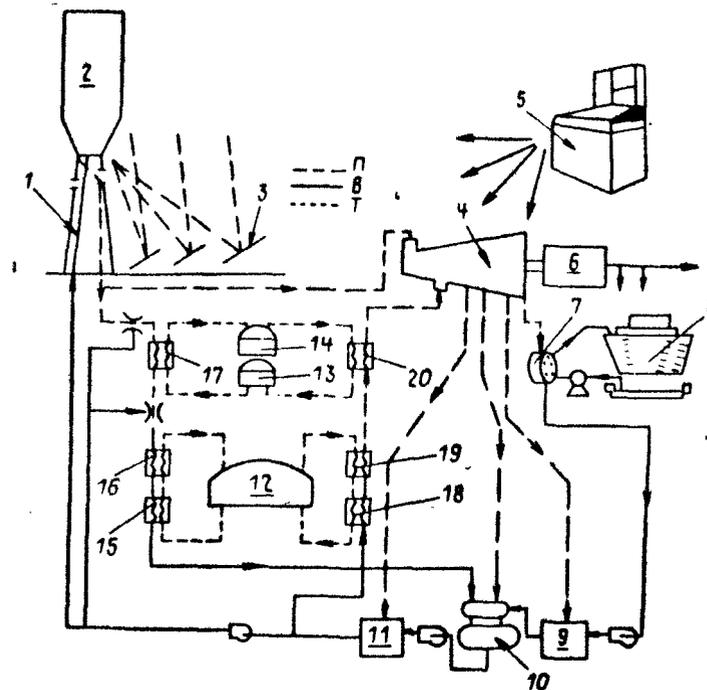


Рис. 11. Принципиальная тепловая схема СЭС по концепции компании Honeywell : 1 — башня; 2 — солнечный парогенератор; 3 — гелиостаты; 4 — паровая турбина; 5 — система управления; 6 — генератор; 7 — поверхностный конденсатор; 8 — градирня; 9 — группа подогревателей низкого давления; 10 — деаэрактор; 11 — группа подогревателей высокого давления; 12 — маслогалечный аккумулятор; 13 — бак с холодным ТАМ; 14 — бак с горячим ТАМ; 15 — переохладитель; 16 — конденсатор греющего пара; 17 — подогреватель ТАМ; 18 — подогреватель воды; 19 — парогенератор; 20 — пароперегреватель (П-пар; В — вода; Т-ТАМ и масло).

Конденсат пара сливается в деаэрактор.

При недостаточном уровне инсоляции турбина работает на паре пониженных параметров, генерируемом низко- и высокотемпературной системами аккумулирования, причем большая часть тепла накапливается в низкотемпературной ступени. Питательная вода в этом случае подается через систему теплообменников, где вначале получает тепло от разогретого масла, а затем — от расплавленной соли. Масло и соль, отдавшие свое тепло на подогрев воды, парообразование и перегрев па-

ра, сливаются, соответственно, в нижнюю часть масляно-газочного аккумулятора и холодный бак.

В отличие от концепции компании Honeywell для СЭС электрической мощностью 100 МВт, включающей в себя 4 модуля, компания Martin Marietta для СЭС электрической мощностью 150 МВт предложила 15 модулей, считая, что такая концепция обеспечит максимальный КПД оптической системы, термическую эффективность, надежность и гибкость эксплуатации СЭС. В соответствии с этой концепцией сконцентрированные солнечные лучи направляются на вход полостного солнечного парогенератора каждого из 15 модулей, где питательная вода преобразуется в пар, который через коллекторную систему поступает на вход паровой турбины и в тепловой аккумулятор.

Недостатком этой концепции является наличие длинной и разветвленной системы трубопроводов, вызывающих значительные перепады давления (~ 138 МПа) между солнечными приемниками и паровой турбиной. С другой стороны, такая многомодульная конструкция позволяет осуществлять необходимые ремонтные и профилактические работы на одном или на нескольких модулях, сохраняя при этом жизнеспособность станции в целом, хотя и при меньшем уровне располагаемой мощности.

Система аккумулирования тепла в концепции компании Martin Marietta также двухступенчатая: низкотемпературная ступень на основе органического масла и высокотемпературная — на основе расплава солей. Такая система аккумулирования включает в себя достаточно большое число различных емкостей для горячих и холодных теплоаккумулирующих сред, а также распределительные клапаны и запорно-регулирующую арматуру.

В отличие от двух вышеуказанных концепций компания McDonnell Douglas (США) для СЭС электрической мощностью 100 МВт включает в себя одномодульную конструкцию, но с большей высотой башни (268 вместо 90 м) в концепции компании Martin Marietta (США). Применяемый при этом солнечный приемник открытого типа, хотя и имеет более низкую, чем полостной, эффективность, требует меньше капитальных вложений, что в какой-то степени компенсирует большее количество гелиостатов, необходимых для получения одной и той же выходной мощности.

В концепции компании McDonnell Douglas (США) отраженное с гелиостатного поля солнечное излучение направляется на круговой 24-панельный приемник, шесть панелей которого

обращенных к югу, служат для нагрева питательной воды. Перегретый пар от приемника затем направляется к тепловому аккумулятору и паровой турбине, в которой предусмотрена возможность подачи пара высоких и пониженных параметров. Система аккумуляирования основана на эффекте Thermocline, когда горячая и холодная среда содержатся в одной емкости и имеют большой температурный градиент. Поскольку аккумулирующая среда — масло — является относительно дорогим продуктом, наряду с ним используется гравийная засыпка. Из-за температурных ограничений для масла параметры пара, получаемого на выходе аккумулятора, ниже параметров острого пара, в связи с чем термодинамическая эффективность цикла преобразования снижается.

2.2. Основные задачи и некоторые предварительные результаты эксплуатации первых СЭС

Все действующие на сегодня башенные станции, так же как и станций модульного типа, разрабатывались как экспериментальные и предназначались для отработки различных технологий и схем выработки электроэнергии, накопления опыта эксплуатации, анализа неполадок, т.е. комплекса проблем, который потребуется для проектирования и строительства промышленных станций значительно большей мощности.

Одной из главных целей является измерение параметров, определяющих работу станции в целом и ее подсистем — тех, от которых зависит энергетический баланс и выработка электроэнергии. В подсистеме приемника это — входящая солнечная радиация; потери радиации (отраженная часть, собственное инфракрасное излучение и конвективные потери), собранная доля тепла, температура поверхности, температурные напряжения; входные и выходные параметры рабочей среды (температура, давление, скорость потока).

Характеристики подсистемы аккумуляирования: входные и выходные параметры (давление, температура, скорость потока); параметры аккумулирующих баков (давление, уровень наполнения, температурное распределение). В подсистеме выработки мощности необходимо знание следующих параметров: входные данные турбины (давление, температура, скорость потока); выходные данные турбины, т.е. характеристики конденсации (вакуум, температура конденсируемого пара, температура и скорость потока охлаждающей жидкости); расход энергии на

собственные нужды (насосы и вспомогательное оборудование); генерирование электрической мощности. Важность этой измерительной части проектов можно продемонстрировать на примере станции Solar -1. Распределение и общее количество датчиков в ней таково: измерение температуры - 632 точки, давления - 212, перепадов давления - 38, скорости потока - 58, положения - 339, размещения - 11, производительности насосов - 31, электрических измерений - 135, химических измерений - 21, сбора метеорологических данных - 65, теплового потока - 75, системы определения характеристик лучистого потока - 16, механических напряжений - 128, вибраций - 12, уровней жидкости - 69, нагрузки - 126, остальных типов - 10.

Таким образом, всего было установлено 1978 датчиков, из них для метеорологических измерений - 68, на гелиостатном поле - 172, в подсистеме приемника - 536, в теплоаккумуляторе - 431, в подсистеме выработки электроэнергии - 691, во вспомогательных системах - 80.

Опыт эксплуатации первых СЭС показал необходимость обратить самое пристальное внимание на такие вопросы, как работа станции при неустановившихся режимах и при пониженной инсоляции, циклические термонапряжения, время и технология запуска, надежность оборудования, эффективность аккумулярования и др.

Неустановившиеся режимы. Специальные эксперименты, проведенные на станции Eutелиos, показали, что в пароводяных приемниках (в частности, прямоочного типа) возникают скачкообразные тепловые напряжения, приводящие к скачкам нагрузки, а также "плавание" мест фазовых переходов как между водой и паром, так и между насыщенным и перегретым паром. Эти фазовые изменения сопровождаются скачками в значениях коэффициента теплопередачи, достигающих целого порядка: от 4000 в зоне перегретого пара до 50 000 Вт/(м² · К) в зоне влажного пара. Это перегружает систему регулирования, что создает чрезмерно высокие температурные напряжения в металлических конструкциях, а иногда приводит к их разрушению. На работу приемника влияет как уровень, так и скорость изменений прихода солнечной радиации. Эти изменения могут достигать 2% в секунду при уровне от 100 до 800 Вт/м² и вызывать как значительные изменения положения зоны испарения, так и длительно продолжающийся осциллирующий тепловой режим. Все это создает достаточные сложности в регулировке, которая в большинстве своем осуществляется еще в ручном режиме, требует введения специальных кла-

панов и развернутой измерительной системы (89 термопар и 38 измерителей потока).

Циклические термонапряжения. Механические напряжения, связанные с воздействием периодических тепловых нагрузок, вызывали на станции Eutelos трещины и протечки в котле. Для их устранения пришлось изъять аварийные секции и улучшить крепление котельных труб, сделав его "мягким" для обеспечения подвижности при тепловом расширении. На станции Solar -1 эти проблемы были еще более жестки. Температурные напряжения также привели к протечке фланцевых соединений и к пригоранию изоляции на контуре паровой турбины, что заставило остановить станцию в середине июля 1982 г. почти на месяц. В дальнейшем для ряда сосудов и клапанов пришлось применить электрообогрев, что снижало термические скачки и в то же время сокращало период запуска. Термические напряжения во всей системе должны были уменьшиться после запуска на полную мощность контура теплового аккумулирования, что позволяло поддерживать систему в подогретом состоянии в ночное время.

Уменьшенная инсоляция. Работа системы приемника в условиях сниженного прихода излучения оказалась очень существенной проблемой. Снижение инсоляции приводит к уменьшению скорости потока рабочей жидкости через приемник, а этот минимум не может стать недопустимо низким. В ряде случаев пришлось применить повторную и даже многократную рециркуляцию жидкости в теплообменных панелях приемника.

Время запуска. Желательно, чтобы время запуска станции после ночного перерыва было минимальным. Это позволяет достигать максимума выработки электроэнергии. На действующих станциях Eutelos Solar-1 и Sunshine оно составляло ~2 ч. Желательно также, чтобы короткие перерывы в поступлении прямой солнечной радиации несущественно влияли на работу приемника. Уменьшение времени запуска достигается снижением скорости прокачки рабочей жидкости через приемник, сокращением длины труб, а также введением рециркуляции рабочей жидкости. Параметры рабочего тела также очень существенны с этой точки зрения и будут играть первостепенную роль при полном сравнении работы станций с различными системами, которые предполагается ввести в дальнейшем.

Эффективность теплового цикла. Достигнутый КПД нельзя рассматривать как удовлетворительный для станции промышленного назначения. Более того, даже для действующих экспериментальных станций он невысок. На повестке дня - вопрос о его комплексном повышении с учетом работы ТАС.

Емкость системы аккумулирования. Для эксплуатационной гибкости нужна достаточна буферная емкость, однако опыт эксплуатируемых станций не дает возможности сформулировать этот критерий однозначно. Очевидно только, что слишком заниженные емкости, такие, как у станции Euelios (0,5 ч работы на теплоаккумуляторе), явно недостаточны.

Надежность оборудования. Опыт работы станций Solar -1 и CRS показал наличие сложностей, связанных с подтеканием баков, разгерметизацией фланцевых соединений, насосов и помп. Эти явления были множественными и связаны, по-видимому, с наличием тех же самых периодических тепловых напряжений и термических ударов, которые разрушительно действуют на приемник радиации. Особое внимание приходится уделять качеству емкостей, находящихся под давлением.

Эффективность аккумулирования. Этот вопрос также важен с экономических позиций, особенно при использовании в качестве рабочего тела приемника пара высоких параметров. На Solar -1 непосредственно на приемнике генерируется пар $510^{\circ}\text{C}/10,3 \text{ МПа}$, а от системы аккумулирования только $273^{\circ}\text{C}, 2,7 \text{ МПа}$. Общая эффективность термодинамического преобразования падает при этом от 35 до 25%.

Аналогичная картина у станции CESA-1: $520^{\circ}\text{C}, 10,0 \text{ МПа}$ от приемника, КПД 27,7% и $330^{\circ}\text{C}, 1,53 \text{ МПа}$ от аккумулятора, КПД 21%, а также и на других "пароводяных" станциях: Euelios и Sunshine. Если же для аккумулирования используется та же однофазная рабочая жидкость, что и в приемнике, например жидкий натрий или расплав соли, этой проблемы не возникает и потеря КПД на стадии аккумулирования не происходит.

Теплоносители. Используемый в настоящее время на ряде станций пароводяной цикл обладает хорошими характеристиками и представляет значительный практический интерес. Тем не менее для мощных промышленных станций будущего наиболее вероятными кандидатами в качестве теплоносителей солнечного приемника являются расплавы солей и жидкий натрий. Так, после ввода в эксплуатацию СЭС в Барстоу рассматривается вопрос о целесообразности использования на СЭС второго поколения контура тепловода от центрального приемника соевым теплоносителем [88]. По предварительным оценкам, применение такого теплоносителя позволит добиться значительно-го снижения капиталовложений в оборудование СЭС и понизить стоимость отпущенного киловатт-часа на 25% по сравнению с СЭС в Барстоу. Наиболее пригодным для этих целей является

смесь $60\% \text{NaNO}_3 = 40\% \text{KNO}_3$, термически стабильная до 600°C и имеющая невысокую стоимость. Несмотря на то что при высоких температурах имеет место частичное разложение этой смеси с образованием нитритов, данный процесс не оказывает заметного влияния на характеристики теплоносителя. Эксперимент по коррозионной активности показал, что взаимодействие этой смеси с большинством конструкционных материалов приводит к их окислению; в ряде случаев образуется устойчивая защитная оксидная пленка, препятствующая развитию коррозии. Перспективным материалом для элементов солевого контура является сплав Incolloy 360 [80].

Отмечаются следующие преимущества расплава селитр как рабочего тела: очень высокие теплоаккумулирующие характеристики; относительно низкая цена, слабая химическая активность при рабочих температурах (до 450°C), а отсюда и высокая безопасность эксплуатации; достаточно высокий КПД по термодинамическому циклу; принципиальная возможность экстраполяции системы на станции больших мощностей (до сотен мегаватт).

Экономический анализ СЭС башенного типа электрической мощностью 100–300 МВт с натрием в качестве теплоносителя первого контура показал, что при 13-часовом аккумуляровании СЭС данного типа могут быть конкурентоспособными со вновь создаваемыми ТЭС [80].

Применение натрия дает существенные преимущества перед водяным теплоносителем: элементы приемника и трубопроводы не работают под высоким давлением, что позволяет уменьшить толщину стенок; СЭС не надо останавливать для удаления накипи из трубок приемника, расположенного на большой высоте, и др. [99].

Для небольших солнечных установок (70–1000 кВт), работающих по циклу Ренкина при температурах 575–657 К, рекомендуют в качестве теплоносителя толуол, который с учетом стабильности, доступности и стоимости обеспечивает наилучшие показатели (КПД 24%) [113]. Однако пожароопасность этого теплоносителя, безусловно, должна учитываться при проектировании и эксплуатации оборудования. В качестве теплоносителя первого контура предложено также использовать стабильное до 400°C масло на кремнийорганической основе, SYLTHERM 800 [131].

Разработчики СЭС ищут пути повышения их эффективности и в направлении совершенствования параметров термодинамического цикла. Так, например, в [117] предложена и рассмотрена

рена схема термодинамического преобразования солнечной энергии, заключающаяся в использовании двух гелиосистем, первая из которых обеспечивает ~ 40% подводимого в цикл тепла на уровне температуры испарения рабочего тела, а вторая вырабатывает тепло более высокого потенциала для пароперегревателей. Эксплуатация элементов преобразования лучистого потока на оптимальном уровне температур должна способствовать снижению потерь в окружающую среду и повышению эксергетического КПД. Сравнительная оценка показателей различных типов СЭС с циклом Ренкина позволила сделать вывод о нецелесообразности повышения температуры подвода тепла в цикл больше 500°С при отсутствии топливного дублера вследствие резкого снижения КПД ЦП. Здесь же отмечена перспективность вариантов с солевыми теплоносителем в первом контуре.

Каждая из тепловых схем действующих СЭС обладает своими отличительными признаками и особенностями. На пяти из них применена одноконтурная схема с водяным паром в качестве теплоносителя и рабочего тела. Режимы работы таких станций, как и двухконтурных, будут иметь между собой много общего.

Режим работы СЭС. Возможные режимы работы СЭС с использованием в качестве теплоаккумулирующей среды расплавленной соли (как наиболее перспективного, на наш взгляд, теплоносителя) проиллюстрированы на рис. 12 на примере станции CESA-1. В варианте 1 весь пар, вырабатываемый в приемнике, направляется в турбину. В варианте 2 весь получаемый пар используется для нагрева соли в системе аккумулярования. В варианте 3, когда уровень инсоляции недостаточен для выработки пара в приемнике, турбина работает от пара пониженных параметров, получаемого в теплообменнике за счет отвода тепла от расплавленной соли. В варианте 4 при достаточном уровне солнечной радиации вырабатываемый пар частично подается на турбину, частично в АТ на нагрев расплава соли. В варианте 5 зарядки ТАС не происходит, а на турбину подается пар одновременно из солнечного парогенератора и из теплообменника системы аккумулярования. В варианте 6 часть пара расходуется на разогрев солевого расплава, часть — подается на турбину. Одновременно с зарядкой аккумулярующей системы происходит ее разрядка с подачей пара пониженных параметров в турбину. И наконец, вариант 7 — при пониженном уровне инсоляции весь вырабатываемый пар идет на разогрев теплоаккумулирующей среды с одновременным разрядом аккумулятора.

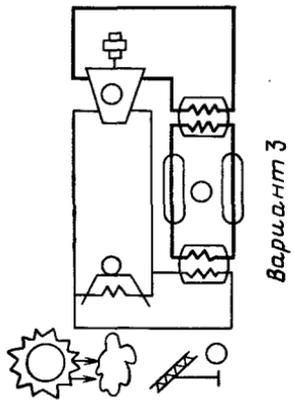
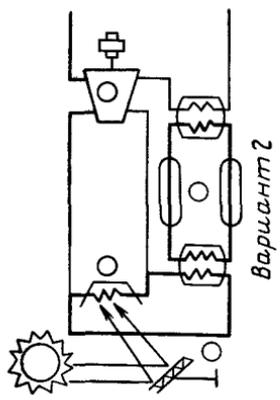
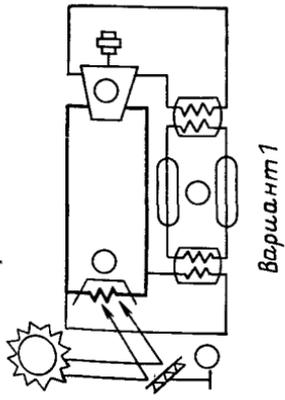
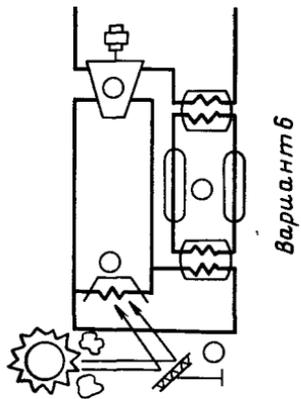
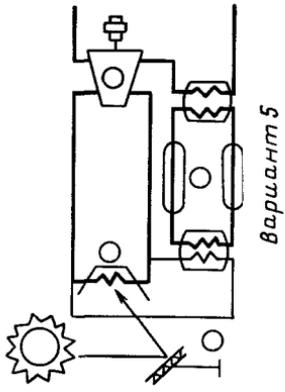
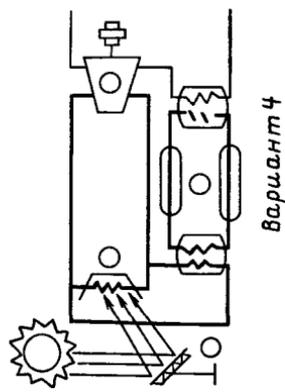
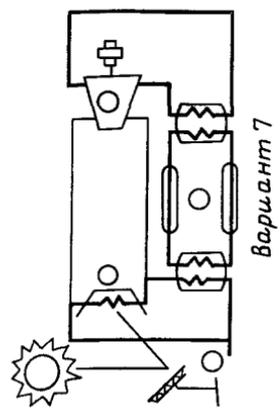


Рис. 12. Возможные
режимы работы СЭС
(на примере СЭС-1)

Описанные выше возможные режимы работы будут характерны для любой "чисто солнечной" электростанции с системой аккумулирования. Их основные отличия будут заключаться в параметрах рабочего тела и теплоаккумулирующей среды, а также во временных характеристиках процесса заряд/разряд аккумулятора.

Ниже кратко рассмотрены некоторые отличительные особенности тепловых схем действующих СЭС.

2.3. Параметры термодинамического цикла и характеристика основного тепломеханического оборудования действующих СЭС

2.3.1. СЭС Eurelios

В мае 1981 г. в Сицилии (Италия) введена в эксплуатацию первая в мире СЭС с термодинамическим циклом Ренкина электрической мощностью 1 МВт. Поле из 282 гелиостатов общей площадью 6200 м² обеспечивает тепловой поток на ЦП 4,8 МВт (расчетные условия - полдень, равноденствие, прямая радиация 1000 Вт/м²) [37]. ЦП - прямоточный, полостного типа, с диаметром апертуры 4,5 м установлен на башне высотой 55 м. Использован термодинамический цикл Ренкина с параметрами пара после приемника 512^oС, 6,25 МПа, номинальный расход 4860 кг/ч с резервом до 5346 кг/ч [33]. В схему цикла включена система теплового аккумулирования общей емкостью 360 кВт · ч, состоящая из двух резервуаров со смесью солей Nitec (60 кВт · ч) и пароводяного аккумулятора (300 кВт · ч), которая обеспечивает 0,5-часовую работу станции при отсутствии Солнца [54].

Nitec нагревается до 430^oС паром от приемника и сохраняется при этой температуре в горячем баке. При включении аккумулятора вода из бака горячей воды нагревается и превращается в пар при 410^oС. Давление в баке горячей воды по мере разрядки постепенно уменьшается от 1,9 примерно до 0,7 МПа. Этот бак является частью первого контура. Охлажденный примерно до 275^oС расплав соли хранится в баке холодной соли. Для предотвращения переохлаждения и перехода соли в твердую фазу приходится подстраховываться электрическими нагревателями.

Наличие теплообменника соль-вода создает определенные эксплуатационные сложности из-за низких скоростей теплообмена, связанных с очень малыми скоростями потоков. Частич-

но их удалось избежать, применив трехтрубную концентрическую конструкцию теплообменника и некоторые дополнительные конструктивные усовершенствования. Теплоизоляция была максимально усилена, а мощность электронагревателей выбрана минимальной, рассчитанной только на ночной подогрев теплоносителя.

Водяной бак является частью подсистемы термического цикла. Для прокачки расплава соли из холодного бака в горячий (т.е. цикл зарядки) и наоборот (цикл разрядки) используется система со сжатым азотом. Рабочие температуры расплава — от 240 до 480 °С. Предосторожности при пуске требовали исключения загрязнений в том числе влагой, обеспечения нормального плавления, затвердевания и прогрева системы. Большой опыт работы с такими системами практически исключил все технологические трудности. Турбина напрямую соединена с приемником, работающим как прямоточный парогенератор без промежуточных теплообменников, номинальная мощность 1100 кВт с параметрами пара 510 °С, 6 МПа. Расход на собственные нужды — 100 кВт. Температура питательной воды на входе парогенератора 36 °С, максимальная температура охлаждающей конденсатор воды 25 °С. Турбина способна работать как при постоянном давлении, так и при давлении, изменяющемся с нагрузкой.

ЦП — полостного типа, имеет прозрачную тепловую изоляцию, препятствующую радиационным потерям. Учитывая значительные тепловые потоки на его поверхности, предусмотрена такая организация циркуляции теплоносителя, при которой пароперегревательные участки расположены в зоне наименьшей тепловой нагрузки [135].

Бейпасная система позволяет проверять приемник, отключив его от турбины. Сам по себе паровой цикл включает стандартное оборудование, а турбина заимствована из практики морского судостроения. Турбина допускает лишь кратковременные скачки температуры пара не более 50 °С, хотя и они нежелательны. Тем не менее, абсолютное значение этой температуры, если оно достаточно стабильно, может лежать в достаточно широком диапазоне — от 410 до 510 °С. Это существенно при совместной работе с теплоаккумулятором, максимальная температура пара от которого 430 °С. В дополнение к дублированным системам электропитания для питательных насосов была разработана отдельная аварийная система для защиты приемника непосредственно путем запитывания его водой в течение 30 мин без какой-либо электроэнергии. Основными компонентами этой системы являются:

-300-литровый бак, обеспечивающий резерв воды приблизительно на 0,5 ч;

- три баллона по 500 л, каждый, наполненных газом под давлением в 20 МПа, что достаточно для подачи воды, содержащейся в баке, в приемник;

- клапан для автоматического снижения давления, чтобы позволить передачу газа в водяной бак при давлении $\sim 0,9$ МПа;

- соленоидный клапан, целиком закрытый во время нормального прогона, отделяющий газ от водяного бака.

2.3.2. СЭС CRS

Проект СЭС CRS электрической мощностью 500 кВт разработан Международным агентством энергетики с участием девяти стран: Австрии, Бельгии, ФРГ, Греции, Испании, Италии, Швеции, Швейцарии и США.

Поле из 93 гелиостатов по $39,3 \text{ м}^2$ каждый расположено к северу от стальной урагано- и сейсмостойкой башни высотой 43 м, на которой установлен полостной приемник тепловой мощностью 2,7 МВт [60, 76, 127, 128]. Уникальной особенностью данного проекта является использование жидкого натрия в качестве теплоносителя, снимающего тепло с приемника радиации. Задняя стенка приемника представляет собой полуцилиндр с трубами из аустенитной стали активной площадью 17 м^2 , по которым циркулирует жидкий натрий. На входе в приемник его температура составляет 270°C , на выходе из приемника 570°C . Расход натрия $7,3 \text{ кг/с}$, концентрация излучения 400 [51]. После запуска станции в сентябре 1981 г. имели место утечки теплоносителя и неполадки в турбине. Тепловой поток на теплообменной панели имеет среднее значение $\sim 164 \text{ кВт/м}^2$ и достигает отдельных пиковых значений до 600 кВт/м^2 . Полость приемника открывается шестиугольной апертурой площадью $9,7 \text{ м}^2$. В тепловом аккумуляторе емкостью $1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ используется 70 м^3 горячего жидкого натрия, что достаточно для 2-часовой работы станции без прихода солнечной радиации. Аккумулятор состоит из двух баков: горячего из аустенитной стали (температура натрия 530°C) и холодного (270°C) из углеродистой стали.

В контуре парогенератора циркулирует вода и перегретый пар, получаемый за счет теплообмена с внешним потоком жидкого натрия. Теплообменная поверхность $14,7 \text{ м}^2$, что достаточно для передачи тепловой мощности $2,2 \text{ МВт}$ и получения

перегретого пара с параметрами 525°C , $10,5$ МПа. Пар подается в пятицилиндровую турбину мощностью с КПД 28% при 1000 об/мин и давлении сброса $0,03$ МПа [95]. Ожидаемый термодинамический КПД 26%, полный 14,1% [62]. Станция предназначена для работы при температуре от $-3,5$ до $+43^{\circ}\text{C}$ и интенсивности солнечного излучения от 300 до 1100 Вт/м².

При предварительном анализе системы отвода тепла от центрального приемника полостного типа рассматривался ряд вариантов организации циркуляции теплоносителя в ЦП [45]:

- 1) естественная циркуляция на испарительном участке – барабан расположен на башне на одном уровне с лучевоспринимающими панелями;
- 2) прямоточный парогенератор;
- 3) принудительная циркуляция контура испарения – барабан расположен на промежуточном уровне.

Поскольку вариант 1 значительно утяжеляет конструкцию приемника радиации и не позволяет гарантировать стабильный режим циркуляции, а вариант 2 требует сложной системы регулирования, был выбран вариант 3.

2.3.3. СЭС Sunshine

Электрическая мощность станции $1,0$ МВт. Рабочее тело приемника – насыщенный водяной пар, теплоаккумулирующая среда – вода под давлением, привод электрогенератора – паровая турбина [86, 139].

СЭС имеет 807 плоских гелиостатов размером 4×4 м, суммарную площадь зеркал $12\,912$ м², парогенератор – с естественной циркуляцией [79]. На выходе парогенератора получают 9200 кг/ч пара с параметрами $3,9$ МПа, 250°C [21]. Аккумулятор тепла с насыщенной водой рассчитан на рабочее давление $1,2$ – $3,9$ МПа при емкости 5×60 м³ [126]. На вход турбины поступает 7940 кг/ч пара $1,18$ МПа, 187°C при номинальной мощности 1000 МВт [23, 24]. Ресурс системы аккумулярования 3 МВт · ч, т.е. 3-часовое аккумулярование. ЦП, находящийся на вершине стальной башни высотой 69 м, полостного типа имеет конический теплообменник и цилиндрическую наружную стенку. Полость имеет вертикальную ось и круглую апертуру диаметром $8,5$ м, ориентированную по направлению к поверхности Земли. Насыщенный пар из приемника подается в теплоаккумулирующую систему, содержащую пять паровых аккумуляторов. Каждый из них – это находящийся под давлением бак объемом 60 м³ с максимальным дав-

лением 4 МПа. Из аккумулирующей системы пар подается в паровую турбину импульсного типа. Давление пара на входе в турбину поддерживается постоянным насосом, установленным на выходе из аккумулятора. Пар после турбины попадает в конденсатор, охлаждаемый морской водой.

КПД турбины и генератора 16,8%, полная эффективность станции при расчетных условиях 10,3%; станция вырабатывает 1,0 МВт мощности при приходе на гелиостаты лучистого потока, равного 9684 кВт.

2.3.4 СЭС в Барстоу

СЭС электрической мощностью 10 МВт запущена в апреле 1982 г. и в настоящее время является самой мощной из существующих в мире солнечных электростанций.

Поле из 1818 гелиостатов по 41 м² каждый имеет несимметричную круговую конфигурацию с радиально-шахматным расположением с размерами 685 × 585 м. При прямой радиации 917 Вт/м² оно должно обеспечить тепловой поток на ЦП в 34,1 Мвт, при этом тепловые потери с приемника равны 4,7 Мвт. Параметры рабочего тела (перегретый пар) на входе в турбину 10,5 МПа, 515°С, расход электроэнергии на собственные нужды 1,7 МВт [114]. ЦП радиации тепловой мощностью 40 МВт – кругового облучения, расположен на стальной решетчатой башне высотой 86 м. Он состоит из собранных в цилиндр 24 вертикальных трубчатых панелей из сплава инкаллоу (внутренний диаметр 0,6, внешний 1,25 см). Диаметр приемника 7, высота 13,5 м. Теплообменные панели покрыты черным нагревостойким покрытием Pigotark, средний тепловой поток на приемнике 140 кВт/м²; пиковые значения до 350 кВт/м².

Процесс термодинамического преобразования включает в себя этапы передачи тепла в масляно-галечный аккумулятор и отвода тепла из аккумулятора в цикл Ренкина, при использовании контуров циркуляции с теплоносителем Caloria HT-43 (высокотемпературное нефтяное масло) и ряда теплообменников (конденсатор, охладитель, экономайзер, испаритель и пароперегреватель). При проектировании теплообменников принимался во внимание как ряд требований стандартов, так и ограничения, специфичные для СЭС (30-летний срок эксплуатации, работа на переменных нагрузках, минимизация стоимости путем использования компонентов серийно выпускаемого оборудования, возможность перехода к аккумуляторам большей емкости [122, 151].

Система аккумулирования тепла - засыпка из гравия и песка с заливкой маслом (Caloria HT-43), соотношение песка и гравия 1:2. Аккумулятор - в виде цилиндра, диаметр 19,2, высота 13,4 м. Высота засыпки 12,5 м, плотность засыпки 2700 кг/м³. Параметры пара на входе в аккумулятор 495°С, 4,57÷ 6,68 МПа. При разряде аккумулятора турбина работает на паре 275°С, 2,75 МПа с расходом 47,6 т/ч, так как при более высоких температурах разлагается масло теплоаккумулятора [98].

В номинальном режиме перегретый пар от приемника подается прямо в турбину. В режиме теплоаккумулирования перегретый пар охлаждается до насыщения и направляется в теплообменник, в котором нагревается холодное теплоаккумулирующее масло. В ходе разряда масло откачивается из верхнего объема бака-аккумулятора через отдельный теплообменник, в котором получается водяной пар, а холодное масло вновь закачивается в нижнюю часть аккумулятора. Емкость ТАС составляет 28 МВт · ч, т.е. позволяет станции работать 4 ч при нормальной электрической мощности 7 МВт, тепловые потери 2% в сутки. Привод генератора - паровая двухцилиндровая турбина с четырьмя нерегулируемыми отборами мощностью 12,5 МВт (фирмы General Electric, США) с двумя входами: для пара высоких параметров непосредственно от приемника и для пара низких параметров от теплоаккумулятора. Электрическая мощность на паре высоких параметров 12,5 МВт, на паре низких параметров 8,5 МВт [67]. Приемник солнечного излучения и система теплоаккумулирования разработаны фирмой Rocketdyne (США), паровая турбина - General Electric. На выработку первого миллиона киловатт-часов требовалось 9 мес., а на выработку второго миллиона - меньше 3 мес. Максимальная дневная чистая выработка была достигнута в марте 1983 г. и составляла 58 617 кВт · ч (или 5,8 ч работы при максимальной мощности). Номинальный уровень электрической мощности 10 МВт был превышен [119]. Абсолютный максимум составлял 11,4 МВт, из которых 10,4 МВт были отданы в сеть, а 1 МВт потреблен на собственные нужды станции.

Превзойдена также запланированная электрическая мощность 7 МВт при работе только от системы теплового аккумулирования. Абсолютный максимум составил 8,2 МВт, из которых 7,3 МВт были выданы в энергосистему. Аккумулятор испытан также на ресурс выработки пара непрерывно в течение 16 ч при средней выработке электричества на уровне 1 МВт.

В период проектирования предполагалось, что станция должна сохранять работоспособность в интервале электрических мощностей от 10 до 2 МВт. Однако при эксплуатации было выяснено, что станция является работоспособной и при значительно меньших уровнях мощности, вплоть до чистой выработки в 500 кВт, а также при очень низких уровнях радиации, вплоть до 300 Вт/м², хотя минимальное расчетное значение принималось 450 Вт/м².

Испытана также система аккумулирования. Получены данные о существовании эффекта Thermocline, который сохранялся в течение многих дней. Перепад температур достигал 90°С на протяжении 17% глубины бака. Теплопотери от высокотемпературного бака с расплавом оказались несущественными: за 12 дней температура снизилась всего на 4°С. Переменный приход радиации и связанные с этим переменные условия выработки тепла, присущие пока только солнечным станциям, заставили сосредоточить особое внимание на контроле режимов. В непрерывном режиме удалось контролировать температуру пара до $\pm 1,1^{\circ}\text{C}$, что значительно превышает допуск на входе в турбину ($\pm 14^{\circ}\text{C}$). Перекрытие диска Солнца облаками на время до 3 мин не приводило к существенному падению температуры приемника и давления пара. Аналогичную точность контроля осуществили и на контуре теплоаккумулятора. Достаточно развитая и сложная контрольно-управляющая система режимами работы станции позволила осуществить работу СЭС в полностью ручном, полуавтоматическом и полностью автоматическом режиме. Последний проходит пока лишь предварительные испытания.

Система автоматической регистрации и обработки параметров работает на ЭВМ по 4000 каналам и фиксирует расходы, температуру, давление, механические напряжения, лучистый поток, мощность, а также атмосферные условия на шести гелиостатах в разных частях поля.

Зарегистрирована периодическая разгерметизация контура на уровне ЦП, что объясняется значительными температурными напряжениями при пусках и остановах [120]. С целью снижения нагрузок была предложена модификация графика вывода на режим; рассматривается также использование АТ для поддержания температуры ЦП в ночное время.

Дальнейшие шаги предусматривают повышение автоматизации контроля, что позволит высвободить операторов. На первом этапе предусмотрена автоматизация выпуска котла по сокращенному циклу, который укоротится с 45 до 12 мин. Вто-

рой этап — полная автоматизация всех процессов и режимов работы станции.

2.3.5. СЭС THEMIS

Главной технической особенностью станции электрической мощностью 2,5 МВт является выбор расплава солей Nites в качестве теплоносителя ЦП и теплоаккумулирующей среды [53, 74]. На приемник направляется излучение от 201 гелиостата фирмы Cethel площадью каждого $\sim 50 \text{ м}^2$. ЦП — плоской, кубической формы с апертурой $4 \times 4 \text{ м}$ и глубиной 3,5 м установлен на сплошной башне высотой 101,5 м [41]. Полость отклонена на 30° от вертикали. Внутренние стенки полости заполнены теплообменными панелями из сварных труб нержавеющей стали с внутренним диаметром 15,2 и наружным 18 мм. Эти панели покрыты черной нагревостойкой краской Pigomark. Задняя панель несет основную тепловую нагрузку — средний поток до 390, а пиковые значения — до 800 кВт/м^2 .

Расплав соли принудительно прокачивается через ЦП, причем температура расплава на входе 250°C , на выходе 450°C . Система теплоаккумулирования состоит из двух баков по 300 м^3 каждый и содержит 500 т расплава. Горячий расплав из ЦП попадает прямо в горячий бак. Парогенератор обогревается горячим расплавом, откачиваемым из горячего бака (450°C) и после теплообменника направляемым в холодный бак (250°C). Полная запасаемая тепловая энергия аккумулятора $40\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, что достаточно для работы станции в течение 5 ч при электрической мощности 2 МВт. Парогенератор выдает перегретый пар с параметрами 430°C , 5 МПа; номинальная мощность турбогенератора 2,5 МВт [39]. Тепловая мощность СЭС 9,0 МВт. Конденсатор охлаждается с помощью сухой градирни. КПД цикла Ренкина в системе турбина — генератор 28% [146]. Еще одной принципиальной особенностью проекта THEMIS является наличие второй независимой системы подогрева, состоящей из 11 параболических концентраторов по 75 м^2 , каждый. Тепло, собираемое на концентраторах, передается на СЭС вспомогательным масляным контуром, включающим бак объемом 80 м^3 для хранения масла. Эта дополнительная система призвана решить сразу несколько задач: подогрев на всем протяжении контура солевого расплава (выше 200°C), предварительный подогрев питающей паро-

генератор воды, первоначальное расплавление Nites, а также обогрев зданий станции в зимний период [14].

2.3.6. СЭС CESA-1

Тепловая мощность станции 8 МВт, электрическая 1 МВт. Тепловой поток, подаваемый на ЦП полостного типа, расположенный на башне высотой 85 м, меняется от 5576 кВт (10 ч утра зимнего солнцестояния) до 7677 кВт (12 ч для равноденствия). ЦП имеет принудительную циркуляцию с производительностью до 6110 кг водяного пара в час; параметры пара на выходе 525°C, 9,8 МПа. Внутри полости расположены три испарительно-теплообменные панели из углеродистой стали (A-106 GRB) с общей поглощающей поверхностью 48,6 м² и пароперегревательные панели с поглощающей поверхностью 346 м². Они образованы трубами, расположенными впереди испарительных панелей.

Трубы изготовлены из железистой стали и покрыты черной краской Pigomark, которая сохраняет свои свойства до максимальных температур нагрева, равных 579°C. Максимальный тепловой поток через испарительные панели 396 кВт/м² в расчетной точке и 561 кВт/м² при максимальной инсоляции; через пароперегревательные панели, соответственно, 310 и 372 кВт/м². Время выхода на режим всей системы ЦП 6 ч из холодного состояния и 1 ч 17 мин – из теплого. Перегретый пар либо подается прямо в турбину, либо направляется для "зарядки" теплового аккумулятора, его тепловая емкость 159 900 кВт · ч, что соответствует электрической отдаче 3360 кВт · ч или 4 ч работы на уровне мощности несколько ниже номинала – 840 кВт. При 3,5-часовой работе разряд аккумулятора обеспечивает полную мощность станции. Система аккумуляирования содержит два бака общим объемом 400 м³ с расплавом солей Nites, с температурой плавления 142,2°C, температура в горячем баке 340°C за счет охлаждения и конденсации пара, выходящего из ЦП. Температура в холодном баке 220°C. При перекачке расплава из горячего бака в холодный во втором парогенераторе система аккумуляирования обеспечивает получение пара более низких параметров (330°C, 1,55 МПа). Узел выработки электроэнергии включает многоступенчатую конденсационную паровую турбину с двумя входами пара – высокими и пониженных параметров.

2.3.7. СЭС-5

В сентябре 1985 г. был осуществлен пуск первой очереди станции СЭС-5 в Крыму, принципиальная тепловая схема пус-

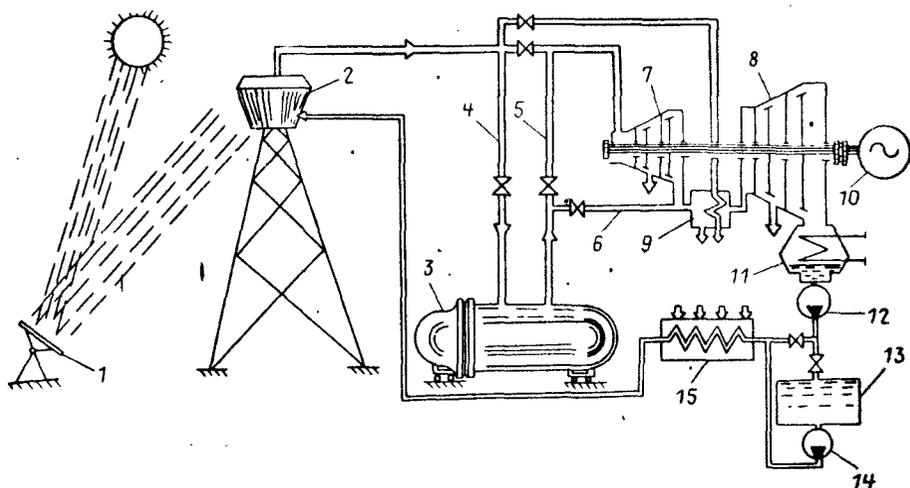


Рис. 13. Принципиальная схема станции СЭС-5 с ПВА: 1 - гелиостаты; 2 - СПГ; 3 - ПВА; 4 - зарядный паропровод; 5,6 - разрядные паропроводы; 7,8 - части высокого и низкого давления паровой турбины; 9 - пароперегреватель; 10 - электрогенератор; 11 - конденсатор; 12 - насос основного конденсата; 13 - бак холодного конденсата; 14 - конденсатный насос; 15 - система регенеративного подогрева и деаэрации питательной воды.

кового комплекса которой представлена на рис. 13. В § 1.2.2 приводятся более полные проектные данные станции в целом и целью настоящего параграфа является краткое ознакомление с некоторыми особенностями именно пускового комплекса СЭС-5, а не всей станции после полного завершения строительства.

Для обеспечения своевременного пуска станции в пусковой комплекс вместо ПВА емкостью 500 м^3 был включен опытный тепловой аккумулятор полезным объемом 70 м^3 на максимальное рабочее давление 4 МПа. Ниже приводится описание работы СЭС-5 с установленным в настоящее время на ней тепло-механическим оборудованием [11].

Опытный ПВА тепла предназначен для прогрева СПГ и турбины с кратковременной (в течение 1 ч) подачей пара на турбину в период снижения интенсивности солнечной радиации. В связи с недостаточно высоким качеством питательной воды и отсутствием опыта эксплуатации СПГ на период пуска опытный аккумулятор использовался в качестве дополнительного ба-

рабана СПГ, что обеспечивало постоянную работу СПГ через аккумулятор на турбину, т.е. совмещение во времени режимов заряда и разряда. При этом возможны следующие варианты работы СЭС.

Перед пуском СЭС из холодного состояния, например утром, предусмотрен прогрев СПГ 2, деаэратора 15, и возможно, турбины 7,8 от электропаровых котлов. Кроме того, если ПВА 3 находится в заряженном состоянии, он также используется для этой цели. Поэтому непосредственно при пуске СЭС-5 ПВА, как правило, разряжен. Когда появляется пар из СПГ 2 он сразу направляется по зарядному паропроводу 4 в ПВА 3. По мере повышения параметров пара, подаваемого из СПГ, растут и параметры воды в ПВА. При этом пар из ПВА на турбину не поступает или подается расход существенно меньше, чем поступает пар в ПВА из СПГ. Когда параметры в ПВА достигнут величин, близких номинальному значению пара СПГ, открывается соответствующая арматура и пар по разрядному паропроводу 5 поступает в часть высокого давления турбины 7. При понижении давления в ПВА до 1,2 МПа выход ПВА переключается на паропровод 6, по которому пар поступает на пароперегреватель 9 и далее в часть низкого давления турбины 8. Конденсат пара ПВА, отработавшего в турбине, накапливается в баке 14 или баке деаэратора 15. Объем конденсата за полный цикл разряда не превышает 20 м³.

Если в процессе работы СЭС-5 уменьшается интенсивность солнечной радиации, то происходит снижение расхода и параметров пара, поступающего из СПГ на ПВА. При этом одновременно начинается разряд ПВА и соответствующее понижение параметров воды, запасенной в его объеме. Суммарный расход пара из СПГ и ПВА обеспечивает некоторую стабилизацию мощности турбины. При глубоком разряде, когда давление в аккумуляторе снижается до 1,3 МПа, осуществляется переключение его на часть низкого давления турбины 8 через сепаратор-пароперегреватель 9. Когда интенсивность солнечной радиации возрастает, происходит подзаряд ПВА и одновременное повышение параметров пара, подаваемого из СПГ. При полностью подзаряженном ПВА он переходит опять в режим работы барабана-сепаратора.

Размеры цилиндрического корпуса ПВА: диаметр 3 м, длина 10,3 м, объем 72 м³. Для заряда может быть использован насыщенный пар с параметрами 4 МПа, 250°С от СПГ максимальной паропроизводительностью 28 т/ч.

КОМБИНИРОВАННЫЕ СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Поиски путей существенного улучшения технико-экономических показателей СЭС, проводимые в течение последних 5-7 лет, как уже указывалось выше, привели к концепции создания комбинированных станций. Так, в период 1981-1985 гг. в СССР в ЭНИНе было предложено и детально разработано направление по созданию СТЭС с циклом Ренкина. Параллельно с этим направлением в США и СССР разрабатывались СЭС с циклом Брайтона, а также с комбинированным циклом Брайтона-Ренкина. Ниже приводится описание некоторых из схем таких станций.

3.1. СТЭС с циклом Ренкина

При существующих на сегодня в ближайшую перспективу стоимостных показателях нестандартного оборудования СЭС, такого как гелиостаты и АСУ полем гелиостатов, СПГ с башней, система аккумулирования энергии и др., а также стоимости органического топлива, технико-экономические показатели СЭС, т.е. удельные капиталовложения, себестоимость, приведенные затраты и т.д., значительно уступают аналогичным показателям для ТЭС. Для того, чтобы башенные СЭС с термодинамическим циклом преобразования стали конкурентоспособными с традиционными электростанциями, необходимо добиться снижения капиталовложений в них по крайней мере на порядок, а себестоимости - в 35-40 раз.

Исследования, выполненные в последние годы в ЭНИНе, выявили имеющиеся крупные резервы создания экономически эффективных СЭС [4-6]. Основные из них:

- укрупнение единичной мощности и элементов оборудования;
- организация специализированного серийного производства нестандартного оборудования;
- совершенствование конструкций гелиостатов;
- выбор района размещения СЭС с наиболее благоприятными географическими и погодно-климатическими условиями;
- повышение КПД оптической системы за счет секторной компоновки поля с преимущественным расположением гелиостатов в северной части и применения зеркал с коэффициентом отражения 0,9-0,93;

- совершенствование теплоэнергетической установки за счет применения СПГ полостного типа и перехода на современные параметры пара ($450-540^{\circ}\text{C}$, 13 или 24 МПа);

- комбинированные СПГ и ТПГ.

Анализ вышеуказанных факторов снижения капиталовложений в СЭС и улучшения их основных технико-экономических показателей свидетельствует о возможности достижения на практике удельных капиталовложений на уровне 435-560 руб./кВт, себестоимости 1,18-1,4 (коп./кВт · ч) и удельных приведенных затрат 1,98-2,41 коп./кВт · ч [5].

Как уже указывалось, в ЭНИНе в период 1981-1984 гг. разработаны и достаточно детально развиты научно-техническая концепция создания и принципиальные тепловые и технологические схемы комбинированных СТЭС.

В цели настоящей главы не входит изложение влияния каждого из факторов на улучшение показателей СЭС. Здесь же следует ограничиться анализом фактора комбинирования солнечного и топливного парогенераторов и связанным с этим выбором экономически и технически целесообразного соотношения их мощностей.

Комбинирование в одной тепловой схеме СПГ и ТПГ позволяет резко увеличить годовое число часов работы электростанции с 2000-3000 до 7000 и более. При этом коэффициент использования установленной мощности может превышать 0,8, в то время как для СЭС-5 в Крыму он составит 0,22. Для сравнения укажем, что и на традиционных электростанциях этот коэффициент существенно ниже: на ТЭС и АЭС 0,5-0,7, на ГЭС 0,3-0,4.

Резкое снижение удельных капиталовложений на СТЭС проявляется не только из-за свойств аддитивности. Существенный эффект может быть получен благодаря тому, что удельные затраты на топливную часть СТЭС намного ниже аналогичных затрат на традиционных ТЭС, что объясняется использованием на СТЭС только одного элемента обычной ТЭС - парогенератора с топливным хозяйством, причем этот элемент органически увязан со всей тепловой и технологической схемой СЭУ.

По сравнению с раздельным производством электрической энергии на СЭС и ТЭС при этом не только снижаются затраты, но и сохраняются площади под размещение паротурбинной установки, вспомогательного тепломеханического оборудования, электротехнического хозяйства и т.д.

Комбинированная СТЭС - высокоманевренная станция, обладающая возможностью обеспечивать постоянную нагрузку ТПГ

и, как следствие этого, исключить пережог топлива в пусковых и переходных режимах. Наличие СЭУ в составе СТЭС наделяет паротурбинную установку возможностью отслеживать график нагрузки, т.е. участвовать в регулировании диспетчерского графика нагрузки Объединенной энергосистемы. Следовательно, СТЭС позволяет на уровне мощности ТПГ нести базисную нагрузку $N_{ТЭУ}$ и дополнительно выдавать маневренную мощность $N_{СЭУ}$ от СЭУ, для чего должен быть предусмотрен турбогенераторный резерв мощности на СТЭС. Таким образом, СТЭС обладает возможностью выдавать два вида электроэнергии: базисную и пиковую.

Комбинированная СТЭС обеспечивает более высокую надежность энергоснабжения по сравнению с чисто СЭС, поскольку на СТЭС отсутствует жесткая связь между приходом и уровнем солнечной радиации, с одной стороны, и выработкой электроэнергии – с другой благодаря установке на СТЭС ТПГ с производительностью, обеспечивающей номинальную мощность всей станции. Однако доля СЭУ по отношению к мощности ТПГ является параметром, зависящим прежде всего от стоимости оборудования и затрат на органическое топливо. В общем случае мощность СЭУ может составлять от нескольких процентов до 100% от мощности ТПГ. Эта доля СЭУ в СТЭС зависит и от технических ограничений, определяемых, в частности, возможностью организации промежуточного перегрева всего пара СТЭС в ТПГ, а также эффективностью работы СЭУ большой мощности с гелиостатами, расположенными на значительном расстоянии от башни.

Поскольку комбинированные СТЭС обладают возможностью выдавать как базисную, так и пиковую электроэнергию, в качестве альтернативного варианта следует рассматривать базисную ТЭС и дополняющую ее ПЭУ, например ГТУ.

При сравнении вариантов СТЭС и ТЭС + ПЭУ эти варианты должны быть выравнены: а) по полезному отпуску энергии, и, соответственно, по мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы; б) по надежности работы; в) по качеству отпускаемой энергии; г) по степени воздействия на окружающую среду.

Из условия равенства выработки маневренной и базисной электроэнергии следует

$$W = W_{БЭУ} + W_{ПЭУ} = W_{СТЭС}$$

где $W_{БЭУ}$, $W_{ПЭУ}$, $W_{СТЭС}$ – выработка электроэнергии, соответственно, на базисной ТЭС, пиковой (ГТУ) и на СТЭС.

Отметим, что в отличие от СТЭС, способной к отслеживанию графика нагрузки, для реализации такой возможности на ТЭС она должна быть снабжена специализированной пиковой установкой, например ГГУ, что позволяет снизить установленную мощность такой станции на величину мощности ПЭУ.

При сравнении СТЭС и ТЭС + ПЭУ равенство условия прохождения максимума и минимума нагрузки имеет вид

$$N_{\max} = N_{\text{б}}^{\text{СТЭС}} + \Delta N_{\text{п}}^{\text{СТЭС}}; \quad N_{\min} = N_{\text{б}}^{\text{СТЭС}} - \Delta N_{\text{р}}^{\text{СТЭС}};$$

$$N_{\max} = N_{\text{б}}^{\text{ТЭС}} + \Delta N_{\text{п}}^{\text{ПЭУ}}; \quad N_{\min} = N_{\text{б}}^{\text{ТЭС}} - \Delta N_{\text{р}}^{\text{ТЭС}},$$

где $N_{\text{б}}, N_{\max}, N_{\min}$ — базисная, максимальная и минимальная мощности соответственно; $\Delta N_{\text{п}}, \Delta N_{\text{р}}$ — пиковая мощность и глубина разгрузки.

Исходя из длительности циклов разгрузки τ_{\min} и выдачи пиковой мощности τ_{\max} удельный расход топлива на СТЭС составит

$$b_{\text{уд}}^{\text{СТЭС}} = b_{\text{уд}}^{\text{ТЭС}} \frac{W^{\text{ТЭУ}}}{W^{\text{СТЭС}}} = b_{\text{уд}}^{\text{ТЭС}} \frac{(24 - \varphi_{\min} \tau_{\min})(1 - \beta)}{(24 - \varphi_{\min} \tau_{\min} + \alpha_{\text{п}} \tau_{\max})},$$

где $\varphi_{\min}, \alpha_{\text{п}}$ — коэффициенты минимальной и максимальной нагрузки; τ_{\min}, τ_{\max} — время работы с минимальной и максимальной нагрузкой; $\beta = N_{\text{СЭУ}} / N_{\text{СТЭС}}$ — доля мощности СЭУ в составе СТЭС.

Из условия равенства затрат на производство пиковой и базисной электроэнергии на традиционной ТЭС с ПЭУ, с одной стороны, и комбинированной СТЭС — с другой стороны имеем

$$z_{\text{ПЭУ}}^{\text{ТЭС}} + z_{\text{БЭУ}}^{\text{ТЭС}} = z_{\text{СТЭС}}^{\text{СТЭС}}$$

где $z_{\text{ПЭУ}}^{\text{ТЭС}}, z_{\text{БЭУ}}^{\text{ТЭС}}, z_{\text{СТЭС}}^{\text{СТЭС}}$ — затраты на пиковую

ТЭС, базисную ТЭС и на СТЭС соответственно.

Предельные капиталовложения в СТЭС определяются в следующем виде:

$$K_{\text{пр}}^{\text{СТЭС}} \leq K_{\text{ПЭУ}} + K_{\text{БЭУ}} + b_{\text{ПЭУ}} \tau_{\text{ПЭУ}} \frac{z_{\text{п}}^{\text{п}} \cdot 10^{-3}}{a_{\text{ПЭУ}} + P_{\text{н}}} +$$

$$+ b_{\text{БЭУ}} \tau_{\text{БЭУ}} \frac{z_{\text{б}}^{\text{б}} \cdot 10^{-3}}{a_{\text{БЭУ}} + P_{\text{н}}} - b_{\text{ТЭУ}}^{\text{СТЭС}} \tau_{\text{ТЭУ}}^{\text{СТЭС}} \frac{z_{\text{т}}^{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{a_{\text{СТЭС}} + P_{\text{н}}},$$

где $K_{\text{СТЭС}}$, $K_{\text{ПЭУ}}$, $K_{\text{БЭУ}}$ - удельные капиталовложения в СТЭС (предельные), пиковую и базисную энергоустановки соответственно; $\tau_{\text{ПЭУ}}$, $\tau_{\text{БЭУ}}$ - время работы в году в режиме выдачи пиковой и базисной энергии; $Z_{\text{Т}}^{\text{П}}$, $Z_{\text{Т}}^{\text{Б}}$ - стоимость органического топлива для пиковой и базисной энергоустановки; $b_{\text{ПЭУ}}$, $b_{\text{БЭУ}}$ - удельный расход топлива на пиковой и базисной энергоустановках.

Была проведена оценка предельных капиталовложений в базисную и маневренную СЭС. Например, при 50 руб./т.у.т. для базисной СЭС они составляют 630 руб./кВт, для маневренной - 400 руб./кВт, а при 100 руб./т.у.т., соответственно, 1080 и 650 руб./кВт.

Предварительные проработки по СТЭС в УзССР, выполненные в Среднеазиатском отделении Института Атомтеплоэлектропроект (СаО АТЭП) под научным руководством ЭНИНа, показывают, что проектируемая СТЭС будет иметь удельные капиталовложения меньше предельно допустимых, обеспечивающих ее конкурентоспособность с традиционной ТЭС.

Учитывая имеющуюся тенденцию возрастания стоимости топлива к рубежу 1995-2000 гг., т.е. к моменту возможного срока строительства СТЭС в УзССР, станция будет более экономична по сравнению с аналогичной по мощности и выработке ТЭС.

Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности развития солнечной электроэнергетики с термодинамическим циклом преобразования на ближайшую перспективу в направлении создания комбинированных СТЭС, которые по мере снижения затрат на нестандартное оборудование и увеличения стоимости топлива в дальнейшем уступят место чисто СЭС.

3.1.1. СТЭС в УзССР

В соответствии с обосновывающими материалами СаО АТЭП принципиальная тепловая схема СТЭС представлена на рис. 14.

Основные технические данные СТЭС на базе турбоустановки

$K=300$ (240-3 следующие):	
Тепловая мощность СЭУ	250 МВт
Расход пара через СПГ	985 т/ч
Тепловая мощность ТПГ	733 МВт

Расход пара через ТПГ	985 т/ч
Доля СЭУ в мощности блока	34,1%
Число гелиостатов	5500 (размер 10 м × 10 м)
Высота башни	300 м
Электрическая мощность СЭУ	102 МВт
Электрическая мощность ТПГ (при работе СЭУ)	198 МВт
Общая электрическая мощность СТЭС	300 МВт

Котельная установка СТЭС состоит из серийного газомазутного парового котла типа ТГМП-344-А и СПГ полосного типа, поверхность нагрева которого включена только в тракт первичного пара котла после выхода из настенных экранов. Пар, генерируемый в ТПГ и подогретый в СПГ, проходит через установленный непосредственно у котла паропаровой теплообменник, в котором передает часть своего тепла вторичному пару, затем поступает в ширмовый пароперегреватель и далее проходит через последующие конвективные пакеты первичного пароперегревателя, в которых догревается до номинальной температуры.

Вторичный пар до поступления в котел проходит через паропаровой теплообменник, в котором частично нагревается за счет солнечного тепла, воспринятого первичным паром в солнечном теплоприемнике, затем подается на вход вторичного пароперегревателя котла, в котором перегревается до номинальной температуры. Через солнечный теплоприемник проходит полное количество первичного пара, а через паропаровой теплообменник — также полное количество первичного и вторичного пара, соответствующее данной нагрузке блока.

Таким образом, в рассматриваемой схеме солнечный теплоприемник встроен в тракт первичного пара котла, а окончательный перегрев как первичного, так и вторичного пара осуществляется в ТПГ, что позволит обеспечить стабильность номинальных параметров пара в режимах совместной работы солнечного теплоприемника и котла на органическом топливе, независимо от интенсивности солнечной радиации путем соответствующего воздействия на расход сжигаемого в котле органического топлива. Естественно, что в этих режимах в целях максимальной экономии топлива следует стремиться к максимально возможному использованию тепла солнечной радиации. Выполненные тепловые расчеты котла ТГМП-344 в режиме его работы совместно с солнечным теплоприемником тепловой мощностью 250 МВт по вышеописанной схеме показали, что при соответствующей разгрузке котла по топливу (до 65%)

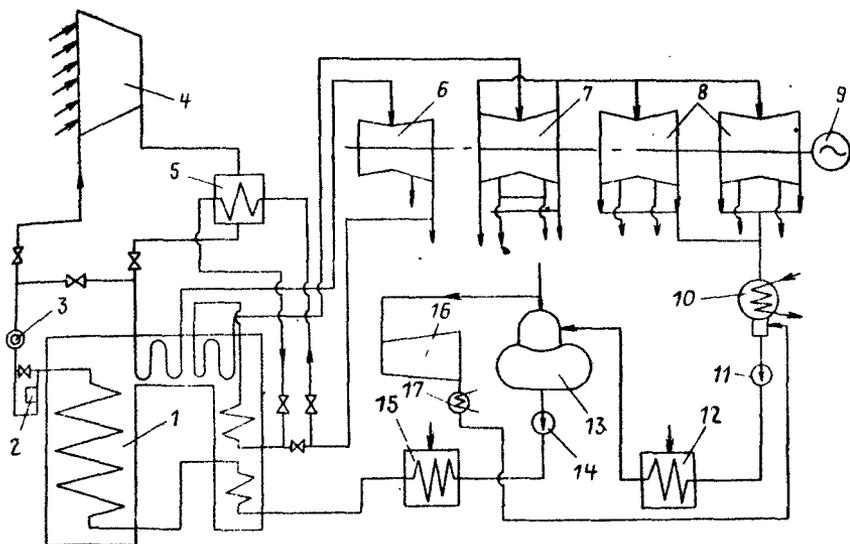


Рис. 14. Принципиальная тепловая схема СТЭС: 1 - топливный парогенератор; 2 - растопочный узел; 3 - впрыскивающий парохладитель; 4 - солнечный теплоприемник; 5 - паропаровой теплообменник; 6, 7, 8 - цилиндры высокого, среднего и низкого давления паровой турбины К-300-240; 9 - генератор; 10, 17 - конденсатор; 11, 14 - насос; 12, 15 - регенеративные подогреватели низкого и высокого давления; 13 - деаэра-тор; 16 - турбопривод питательного насоса

может быть обеспечена нормальная работа блока СТЭС с номинальной нагрузкой и номинальными параметрами первичного и вторичного пара. При этом величины всех поверхностей нагрева котла могут быть сохранены, т.е. котел не потребует существенной реконструкции.

Осуществление перегрева первичного пара в солнечном теплоприемнике от 407 до 495°C позволит выполнить его поверхности без использования аустенитных труб, что в условиях работы резкопеременными тепловыми нагрузками значительно повышает его надежность. Наряду с этим выполнение солнечного теплоприемника без вторичного пароперегревателя позволяет не только упростить его конструкцию, но и отказаться от дополнительных громоздких и длинных паропроводов вторичного пара и тем самым существенно сократить тепловые и гидравлические потери на тракте вторичного пара, а также снизить стоимость котельной установки. Суточный график работы СТЭС предусматривает максимальное использо-

вание солнечной энергии в часы солнечной активности. Выработка от ТПГ в эти часы является как бы "вынужденной" и составляет ~200% от выработки СЭУ. В часы отсутствия инсоляции достаточного уровня покрытие электрической нагрузки осуществляется целиком за счет работы ТПГ в автономном режиме по заданному графику нагрузки.

Прогрев солнечного теплоприемника и паропроводов между ним и ТПГ осуществляется подачей небольшого количества пара от ТПГ. После окончания прогрева расход пара через солнечный теплоприемник может постепенно увеличиваться, а пар после него поступает в последующий тракт первичного пара котла.

Температурный режим солнечного теплообменника поддерживается при этом в зависимости от плотности падающего от гелиостатов теплового потока увеличением расхода пара вплоть до полного, а температурный режим пароперегревателя ТПГ — воздействием на расход топлива и впрысками.

Проведенная в обосновывающих материалах технико-экономическая оценка показателей СТЭС в УзССР показала, что с учетом неуклонного роста цен на топливо даже опытно-промышленная СТЭС становится конкурентоспособной с ГРЭС на газе при замыкающих затратах на топливо (газ) 70 руб./т у.т.

В регионе Средней Азии нераспределенным органическим топливом для вновь сооружаемых электростанций на период до 2000 г. остается только уголь со сложными условиями добычи. При сравнении по приведенным затратам с аналогичной угольной ГРЭС опытно-промышленная СТЭС является эффективной.

Строительство и эксплуатация опытно-промышленной СТЭС в УзССР номинальной мощностью 300 МВт позволит: а) увеличить суммарное годовое производство электроэнергии на 1724 млн. кВт · ч; б) обеспечить экономию топлива на данной станции до 76 тыс. т у.т./год; в) исключить вредные выбросы в окружающую среду в количестве до 3 тыс. т в год.

3.1.2. СТЭС в США

В США были выполнены исследования перспективных возможностей модернизации существующих ТЭС, заключающейся в включении в их тепловую схему ЦП и создания соответствующего поля гелиостатов. Определены 82 ТЭС, расположенные в юго-восточной части страны, для каждой из которых выполнялись следующие условия: 1) установленная мощность не пре-

восходит 200 МВт; 2) имеется свободная территория в непосредственной близости от ТЭС, достаточная для размещения гелиооборудования; 3) использование солнечной энергии позволит сэкономить не менее 50% топлива; 4) существуют факторы, стимулирующие развитие гелиоэнергетики. Модернизация этих ТЭС приведет к замещению 5200 МВт электрической мощности [66].

Для полной или частичной замены органического топлива на газомазутных ТЭС США предложено оборудовать ряд из них гелиотермическими установками. Потенциально пригодными для этого считаются ТЭС суммарной мощностью > 26 ГВт на юго-западе страны. Оценено, что с помощью таких установок можно было бы удовлетворить значительную часть потребностей химической и нефтеперерабатывающей промышленности [152].

Гибридные электростанции имеют единую турбогенераторную систему и ряд других общих узлов. В соответствии с проведенной оптимизацией параметров типовой станции ее электрическая мощность должна составлять 50 МВт, причем 75% мощности приходится на солнечную часть (при плотности солнечной радиации 900 Вт/м^2). Гелиостатное поле включает 8160 гелиостатов с общей площадью зеркал 230 тыс. м^2 . Приемник солнечной радиации размещается на башне высотой 175 м и имеет форму вертикально расположенного цилиндра диаметром 1,5 и высотой 27 м. Общая стоимость станции (в ценах 1978 г.) составит 32,2 млн. долл., из них на гелиостаты и приемник с башней приходится соответственно, 15,1 и 10,3 млн. долл. [93]. Министерством энергетики США выделены средства на финансирование проекта модификации существующей ТЭС мощностью 120 МВт в штате Аризона путем включения в ее схему ЦП концентрированного солнечного излучения, контура тепловода на основе солевого теплоносителя и системы теплового аккумулирования. Стоимость реконструкции около 2,3 млн. долл. [27].

По оценкам, правительство США должно будет финансировать до 75% капиталовложений для стимулирования работ по созданию СТЭС — одного из перспективных направлений в использовании солнечной энергии, в связи с чем был объявлен конкурс на лучшие проекты таких станций [105].

В США также предложена схема комбинированной электростанции с конденсационным циклом. При отсутствии солнечной радиации станция работает по обычной схеме, при благоприятных актинометрических условиях отборы в подогреватели

низкого давления отключаются и питательная вода, минуя подогреватели, через байпасную линию подается в гелиоприемник. При номинальной электрической мощности 726 МВт байпасирование части подогревателей низкого давления позволит увеличить выработку электроэнергии на 3,98%, при этом эффективность преобразования солнечной энергии составит 14%, которая может быть повышена путем увеличения температуры в гелиоприемнике [83].

В литературе анализировались различные способы использования солнечной энергии на ТЭС. На основании некоторых из разработок было признано, что оптимальной является схема электростанции без промежуточного теплового аккумулирования в которой имеется возможность осуществить промпрегрев за счет солнечной энергии [144].

3.2. СТЭС с комбинированным циклом Брайтона-Ренкина

Основные характеристики данной системы представлены на рис. 15. В ней предусмотрена совокупность эллиптических следящих зеркал, которые фокусируют падающие солнечные лучи на ЦП, находящийся на вершине башни, расположенной к югу от системы зеркал. Вокруг башни располагаются: система комбинированной выработки электроэнергии, выключатели, центральный пульт управления, склады и ремонтные мастерские, административный корпус, место для парковки и подъездные пути. Охлаждающая градирня установлена вне периметра территории, на которой размешены зеркала.

Предложенная система настолько гибка, что в состоянии подвергаться модернизации и тем самым – усовершенствованию. Система, в которой предполагается реализовать технологии ближайшего будущего, будет базироваться непосредственно на комбинированном цикле Брайтона-Ренкина. Применяя степень сжатия, равную 12, окружающий воздух может быть сжат и подан в ЦП с температурой 378°C , где нагревается до 816°C . Нагретый воздух подается в камеру сгорания, где путем сжигания органического топлива его температура повышается до 1093°C . После этого газ с температурой 1093°C направляется на вход газовой турбины с температурой выхлопа из нее 537°C . Выхлопные газы поступают в котел-утилизатор, дающий пар с параметрами 510°C , 10,1 МПа. Отработавший пар направляется в конденсатор, в котором поддерживается температура 43°C и вакуум 8,5 кПа за счет охлаждения в градирне.

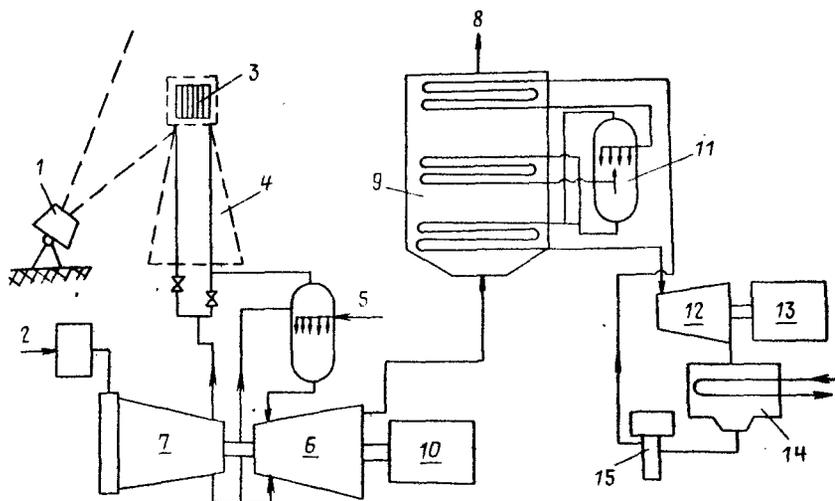


Рис. 15. Гибридная электростанция с комбинированным циклом Брайтона-Ренкина: 1 - поле гелиостатов; 2 - вход воздуха; 3 - солнечный теплоприемник; 4 - башня; 5 - камера сгорания; 6 - газовая турбина; 7 - компрессор; 8 - дымовая труба; 9 - котел-утилизатор; 10,13-генератор; 11 - барабан; 12 - паровая турбина; 14 - конденсатор; 15 - насос.

Этот комбинированный цикл обеспечивает достаточно высокую эффективность преобразования тепловой энергии в электрическую с КПД 43,5%. Выходная электрическая мощность, равная 100 МВт, состоит из 68,4 МВт от ГТУ и 31,6 МВт от паротурбинной установки с учетом расхода на собственные нужды. При отсутствии солнечного излучения во избежание тепловых потерь ЦП байпасируется, что уменьшает потребность в органическом топливе.

Энергия, получаемая в паровом хвостовом цикле, ограничена перепадом температур в экономайзере котла-утилизатора, что связано с довольно высокой температурой выхлопа газов и соответственно, с большими потерями с уходящими через дымовую трубу газами. Если же использовать двухступенчатый паровой цикл, то КПД может быть поднят с 43,5 до 45,3%. Для более крупных установок, в которых паровая турбина имеет электрическую мощность от 100 МВт и более, можно использовать турбину с промежуточным перегревом пара, что позволит иметь КПД до 45,8%.

В солнечном приемнике ближайшей перспективы предложено установить панели из тепловых труб, наполненных натрием, которые передают тепло, полученное с солнечными лучами, изо-

4017

термически воздушному потоку, движущемуся вдоль панелей. Ожидаемый теплосъем в приемнике 1200 кВт/м^2 , что подтверждено в экспериментальных условиях.

Применение тепловых труб дает возможность осуществить конструкцию ЦП с низкой расчетной скоростью воздуха, что сводит к минимуму потери давления на участке компрессор-камера сгорания в цикле Брайтона и, соответственно, повышает КПД цикла.

Известно, однако, что [146] в реактивной авиации уже разработаны и применяются камера сгорания и газовая турбина на температуру газов 1316°С . Если разработать и применить воздухоохлаждаемый керамический солнечный приемник для работы при 1093°С , то доля энергии, вырабатываемой солнечной установкой, может быть увеличена с 56,3 до 71,9% от общей выработки в полдень. Доля солнечной энергии в суммарной характеризуется отношением повышения температуры воздуха в ЦП к общему повышению его температуры по всему тракту до входа в газовую турбину. В годовом исчислении такая модифицированная станция может обеспечить 41,8%, а станция ближайшего будущего 31,2% от общей выработки; КПД, соответственно, составит 47,7% по сравнению с 43,5%.

Поверхность оптической системы составляет $1,5 \cdot 10^6 \text{ м}^2$ что эквивалентно 238,4 МВт тепловой мощности, обеспечивая тепловую мощность в приемнике 156,4 МВт; КПД преобразования солнечной энергии составляет 65,6%.

Такая гибридная система комбинированного цикла не требует промежуточного аккумулирования энергии, поскольку камера сгорания газовой турбины и сама турбина обладают хорошей маневренностью, что компенсирует флуктуации в поступлении солнечной энергии и позволяет получать стабильную выработку и мощность [144].

Результаты анализа эффективности организации долговременного аккумулирования энергии, проведенного по предельным затратам, показали, что такое аккумулирование экономически неоправдано при темпе роста цен на топливо ниже 12%, даже если КПД аккумулятора будет 100%. При КПД аккумулирования 60% оно экономически нецелесообразно при темпе роста цен на топливо ниже 14%. Авторами [144] делается вывод о нецелесообразности аккумулирования энергии на таких гибридных станциях комбинированного цикла ни с технической, ни с экономической точки зрения. Тем не менее были изучены технические аспекты аккумулирования энергии для высокотемпературных вариантов проектов, поддержанных Минис-

66

терством энергетики США. Такие проекты могут быть включены к проектам гибридных станций в будущем, если для этого появляется экономически оправданные условия. Включение системы аккумулирования расширит временной диапазон использования солнечной энергии, распространив его и на вечерние часы, что повысит степень замещения органического топлива.

Отмечаются следующие основные преимущества концепции гибридной системы комбинированного цикла:

- энергетическая эффективность цикла даже для уже практически полученных 1093°C на входе в газовую турбину;
- возможность использования разнообразных видов топлива, включая жидкие и газообразные производные угля;
- достаточно удобное время, когда необходимо дополнительное количество органического топлива, чтобы компенсировать нехватку солнечной энергии;
- возможность значительного усовершенствования такой станции за счет высокотемпературного приемника и газовой турбины в отличие от парового цикла Ренкина;
- хорошая приспособляемость таких станций для несения средних нагрузок электроэнергетических систем, причем приход солнечной энергии приходится на дневные часы, что позволяет вытеснить органическое топливо;
- отсутствие проблем принципиального характера при доводке солнечной части системы, что не окажет влияния на приемлемость такой станции в целом для электроэнергетических компаний;
- готовность электроэнергетических компаний принять эту концепцию и сделать соответствующие заказы.

Наиболее крупными техническими вопросами при создании таких гибридных систем являются:

- недостаточно разработанная технология как высокотемпературного керамического солнечного приемника, так и приемника с тепловыми трубами.
- обеспечение работы камеры сгорания в диапазоне температур от 378 до 816°C и снижение выбросов оксидов азота при повышении температуры воздуха, что, в частности, может быть решено при применении каталитического дожигателя.

В ФРГ ряд фирм при поддержке министерства исследований и технологии с 1978 г. разрабатывает проект газоохлаждаемой СЭС (проект GAST) мощностью 20 МВт с 1950 гелиостатами единичной площадью 52 м^2 и двумя приемниками солнечного излучения. В дальнейшем предполагается исследовать

дование возможности использования керамического теплообменника и гедия в качестве теплоносителя, что позволит поднять температуру газа до 1000°C и тем самым повысить КПД. Нагретый воздух направляется к двум газовым турбинам мощностью по 7 МВт. У подножия башни высотой 200 м установлена паровая турбина, парогенератор которой обогревается отходящим от газовых турбин воздухом при температуре 500°C . При отсутствии солнечного излучения воздух нагревается за счет сжигания жидкого или газообразного топлива. Термический КПД станции составит 38, а общий 18% [147, 149, 153].

Следует упомянуть также и о разработке гибридных ТЭС электрической мощностью 100 МВт с циклом Брайтона, с аналогичными параметрами цикла Брайтона, отличающихся от вышеописанной отсутствием паросилового цикла. В этой схеме 53,6% энергии обеспечивается солнечной ступенью. КПД преобразования солнечной энергии в электрическую составляет 43,8%. При среднегодовом коэффициенте нагрузки 48% и коэффициенте готовности 90% доля солнечной энергии составляет 28,2% в среднем за год. Капитальные затраты (в долларах 1979 г.) составят 1256 долл./кВт. Стоимость подсистемы ЦП излучения достигает 25,5%, а поля гелиостатов 31% от полной стоимости электростанции. Динамические характеристики энергосхемы позволяют обойтись без теплового аккумулятора [108]. Разработан также предварительный проект СЭС башенного типа с циклом Брайтона мощностью 1,5 МВт. Принята разомкнутая схема с воздушным теплоносителем; параллельно с ЦП установлен вспомогательный воздухонагреватель, обеспечивающий стабильную работу станции. На стадии математического моделирования было определено количество (28) и оптимальное расположение гелиостатов в северной части поля СЭС, а также высота башни (38 м) и апертура ЦП. ЦП - полостного типа, наклоненный на 20° по отношению к вертикали. В качестве расчетных актинометрических параметров было принято значение прямой радиации 950 Вт/м^2 в полдень при равноденствии. Расчетный срок эксплуатации СЭС 5 лет; по оценкам, проектные и строительные работы займут примерно 4 года [102, 125].

3.3. Некоторые другие перспективные схемы комбинированных энергоустановок

В США предложена концепция солнечной ТЭС тепловой мощностью 270 МВт с ЦП и полем из 10 441 гелиостата пло-

68

шадью 500 тыс. м² для теплоснабжения медеплавильного завода и производства электроэнергии. ТЭЦ позволит ежегодно экономить 69 тыс. м³ мазута. Она оснащается ГТУ общей мощностью 50 МВт. Сбросное тепло медеплавильной установки используется для выработки пара, количество которого достаточно для привода электрогенераторов мощностью 30 МВт и других механизмов мощностью 9 МВт. Воздух сжимается в компрессорах ГТУ, а затем нагревается в приемнике радиации до 1090 К и расширяется в ГТУ, где его температура снижается до 800 К. После ГТУ воздух направляется в теплоаккумулятор, заполненный шлаком медеплавильной установки. В облачные дни воздух пропускается через теплоаккумулятор, где нагревается до 800 К и подается в топку, и пароперегреватели медеплавильной установки. Исследование было проведено применительно к условиям юго-западной части штата Нью-Мексико (США) [102].

В Японии действует также экспериментальная комбинированная гелиоустановка для выработки электроэнергии (15 кВт) и тепла (45 кВт). В установке использованы стационарные и следящие гелиоприемники площадью 630 м², обеспечивающие работу высокотемпературного (250°C) и низкотемпературного (120°C) контуров. Для выработки электроэнергии установлены 2 генератора: с паровой турбиной 5 кВт и турбиной на клапане 10 кВт [68].

Другим самостоятельным и довольно перспективным направлением использования солнечной энергии является следующее.

Как известно, повышение эффективности дизельных электростанций обычно достигается подогревом топлива за счет установки теплообменника в тракте уходящих газов. В 1982 г. в ноябре в западной Австралии введена в работу установка подогрева топлива солнечной энергией. Эффективность установки определяется высокой стоимостью дальнепривозного горючего (500 км), при котором топливная составляющая стоимости электроэнергии равна 12 цент/(кВт · ч). Солнечная установка обеспечивает подогрев топлива до 200–290°C. Использование солнечного подогрева топлива позволило снизить расход топлива, соответствующий 1730 кВт · ч/сут [52]. В этой установке соединены СЭС модульного типа мощностью 100 кВт и дизельная электростанция мощностью 700 кВт. Установка позволит экономить в год в среднем по 150 тыс. л жидкого топлива. Дизельная и солнечная электростанции объединены сетью электроснабжения и тепловым аккумулятором, в котором запасается тепло за счет поглощения солнечной

энергии и тепло отходящих газов дизельной электростанции. После ввода в строй будут получены данные, необходимые для дальнейшей разработки подобных установок [49].

Глава 4

ТЕПЛОАККУМУЛИРОВАНИЕ НА СОЛНЕЧНЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВКАХ

Разработка АТ для СЭУ должна производиться в зависимости от их назначения. При этом должны учитываться факторы, определяющие выбор метода и способа аккумулирования солнечной энергии.

4.1. Общие положения разработки аккумуляторов тепла на СЭУ

СЭУ должна обеспечивать непрерывную выработку электроэнергии при изменяющейся интенсивности солнечного облучения, в том числе и при его отсутствии. При этом технологический процесс в элементах и агрегатах СЭУ в нормальных и аварийных условиях должен обеспечивать надежную работу СЭУ. Исходя из этих требований проблема надежности СЭУ решается в двух направлениях: установкой либо обычного ТПГ, либо аккумулятора тепловой энергии. Первое направление следует рассматривать как этап на пути создания СЭС; но в связи с существующей тенденцией непрерывного роста стоимости органического топлива со временем основным решением проблемы надежного энергообеспечения от СЭУ будет теплоаккумулирование.

Учитывая важность аккумулирования тепла в США и в других развитых капиталистических странах, были созданы национальные программы по исследованию и разработке систем теплового аккумулирования с целью выявления приемлемых из числа существующих технологий и возможности создания новых типов АТ для СЭУ.

Выбор метода и способа аккумулирования тепла на СЭУ определяется типом солнечных установок, и, в первую очередь, зависит от схемы концентрации солнечной энергии и назначения СЭУ. Каждая система включает отражающие поверхности для концентрации солнечных лучей на ограниченную площадь теп-

доприемника, в котором лучистая энергия преобразуется в тепло и используется в паросиловом или в другом технологическом цикле (процессе).

В зарубежных странах разработка аккумулирующей системы для СЭУ, как правило, осуществляется в несколько этапов. На первом этапе изучается технологическая гибкость теплоаккумулирующей системы (ТАС) проводятся лабораторные эксперименты. Выявляются условия и требования к конструктивному исполнению ТАС и для наиболее перспективной системы на втором этапе проводятся более обширные эксперименты, которые в состоянии подтвердить работоспособность натуральных образцов. На последующем этапе ТАС подключается к серийной или к экспериментальной СЭУ. На этом этапе завершается подтверждение работоспособности ТАС, и она доводится до состояния готовности включения в состав будущих и действующих СЭУ.

До последнего времени почти все разработки в области теплоаккумулирования тепла в США проводились под руководством министерства энергетики США. Оно также принимало участие в ряде проектов, проводимых в других странах под наблюдением Международного агентства энергетики или под руководством правительств отдельных стран. Обшире разработки ведутся по созданию ТАС в Италии, ФРГ, Франции, Японии, Великобритании, а также в других странах. В данном разделе выполнен аналитический обзор состояния проведенных и проводимых в настоящее время в СССР и за рубежом основных исследовательских разработок по созданию, освоению и эксплуатации ТАС в электроэнергетике и прежде всего в связи с созданием СЭУ. Рассмотрены факторы, определяющие выбор соответствующего метода аккумулирования тепла для конкретного применения. Рассматриваются отдельные решения и применения ТАС, дается краткое описание результатов экспериментальных исследований, направленных на совершенствование технологий теплоаккумулирования, и освещаются перспективные разработки, намечаемые на ближайшую перспективу.

4.2. Условия и факторы, определяющие метод и способ аккумулирования тепла на СЭУ

Метод теплоаккумулирования зависит от технологических характеристик и стоимостных показателей ТАС и режимных условий работы СЭУ. Стоимость ТАС определяется непосред-

ственными капитальными затратами на АТ, ТАМ, используемый для накопления энергии $K_{ТАМ}$, и в оборудование ($K_{об}$), обеспечивающее подвод и отвод тепла от АТ (в том числе теплообменники, насосы, трубопроводы, арматура, контрольно-измерительная аппаратура и автоматические устройства, а также другие приспособления, обслуживающие и обеспечивающие работу ТАС).

Общая стоимость ТАС определяется количеством запасаемой энергии \mathcal{E}_T , величина которой зависит от длительности цикла заряда:

$$K_{ТАС} = \mathcal{E}_T (K_{АТ} + K_{ТАМ}) + K_{об}$$

Значение $K_{ТАС}$ по ряду проектов составляет от 5 до 15-20% от капиталовложений в СЭУ. Учитывая, что ТАС может обеспечивать выдачу запасаемой энергии на разном уровне мощности, следует иметь в виду два обстоятельства. В тех случаях, когда ТАС относительно дешевая, то может быть оправдана выдача энергии за больший промежуток времени. Это фактически означает работу СЭУ в режиме постоянной нагрузки, т.е. в базисном режиме. Если ТАС относительно дороже, то более вероятно использование СЭУ в режиме выдачи повышенной мощности, т.е. возврат накопленной энергии от ТАС за более короткий промежуток, что соответствует использованию СЭУ в переменном режиме. В свою очередь нужно учитывать, что на затраты на ТАС характеристики ее могут оказывать более заметное влияние, чем сам процесс накопления тепла. Например, чем выше потери в ТАС, тем дороже отпускаемая энергия от ТАС. Поэтому, когда затраты на потери энергии в ТАС соизмеримы (или выше) с затратами собственно на ТАС, то использование таких аккумулирующих систем будет ограниченным или даже нецелесообразным. Другой важной характеристикой ТАС является температурный потенциал запасенного тепла. Для СЭУ предназначенных для отпуска тепла, температура на ее выходе определяется температурой теплопотребителя. В этом случае рассматриваются два типа ТАС: первый тип, когда ТАМ является одновременно и теплоносителем, что исключает необходимость применения зарядного теплообменника. При этом температура аккумулируемого и отпускаемого тепла практически одна и та же, независимо от того, отпускается ли оно непосредственно от теплоприемника или от аккумулятора. Второй тип ТАС пред-

4017

полагает передачу тепла от теплоприемника к ТАМ через теплообменник. В этом случае либо тепло, отпускаемое от ТАС, будет отводиться с пониженной температурой, либо в период заряда аккумулятора теплоприемник должен работать при более высокой температуре. Помимо этого, температурный уровень тепла, отводимого от аккумулятора, будет зависеть от вида технологии его накопления (физическое тепло, тепло обратимых фазовых превращений или обратимых химических реакций). Эти виды различаются по количеству запаасаемого тепла в единице объема и объему аккумулирующего материала. При физическом наиболее простом и доступном методе тепло воспроизводится при низкой температуре, а из-за низкой плотности запасенного тепла для его хранения требуются большие емкости, поэтому в тепловом отношении этот метод уступает по эффективности двум другим видам технологии теплоаккумулирования. Однако в АТ на основе обратимых фазовых превращений или химических реакций температура подвода и отвода может ограничиваться свойствами либо ТАМ, либо конструкционных материалов оболочек контейнеров (капсул), в которых осуществляется складирование тепла.

Независимо от характера температурного ограничения в ТАС от уровня воспроизводимого тепла будут зависеть и затраты непосредственно на СЭУ. Например, из-за снижения температуры отвода тепла от ТАС по условиям термостабильности ТАМ или по причине его коррозионного воздействия на оболочку капсул уменьшается тепловая экономичность СЭУ, и, как следствие, для отпуска заданного количества тепловой или электрической энергии требуется увеличить теплопроизводительность СЭУ и поверхность солнечных отражателей-концентраторов. Отсюда и стоимость СЭУ возрастает. Причем влияние этих ограничений на стоимость СЭУ будет тем заметнее, чем больше энергии будет воспроизводиться (отпускаться) теплоаккумулирующей системой, и особенно заметным это влияние будет для базисной СЭУ.

Важной характеристикой ТАС является удельная энергоемкость, которая является функцией свойств ТАМ, кинетики процессов подвода и отвода тепла и схемы преобразования и передачи запаасаемой энергии потребителю. При высокой удельной энергоемкости, обусловленной свойствами ТАМ, заметно уменьшается емкость АТ, а при несложной технологии его изготовления дешевле обходится и сооружение ТАС.

Таким образом, учет вышерассмотренных факторов позволит в каждом конкретном случае выбрать наиболее рациональную и

эффективную ТАС, способную выдавать тепло требуемого качества. На практике выбор способа аккумулирования тепла и характеристик АТ должен решаться с позиции экономичности в целом объединенной системы СЭУ и АТ, которая обеспечивала бы выдачу наиболее дешевой энергии и заданного качества и количества.

В перспективе наряду с отмеченными факторами, когда роль СЭУ и других типов энергоустановок на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ветер, градиент температур в среде и между средами и т.п.) при наличии в ее технологическом цикле ТАС в энергосистеме возрастет, надо учитывать системный фактор, в зависимости от которого будет происходить изменение режима работы и структуры оборудования генерирующих мощностей в энергосистеме.

4.3. Экспериментальные разработки аккумуляторов тепла для СЭУ и основные результаты исследований

Разработка и внедрение АТ достаточно интенсивно начались с середины 70-х годов. В табл. 2 приведены характеристики основных экспериментальных установок по отработке технологии аккумулирования тепла.

На начальном этапе, начиная с 1975 г., в лабораторных условиях изучались технологическая гибкость АТ, вопросы совместимости и загрязняемости различных ТАМ. Первый эксперимент был осуществлен компанией Martin Marietta совместно с Технологическим институтом штата Джорджия (США). Установка представляла собой двухступенчатый теплоемкостный АТ тепловой мощностью 1,6 МВт. В первой ступени в качестве ТАМ использовалось масло, а во второй ступени перегрева эвтектическая смесь $\text{NaNO}_3 + \text{NaNO}_2 + \text{KNO}_3$. Процесс подвода тепла осуществлялся по следующей схеме. Холодный теплоноситель из бака первой ступени нагревается в теплообменнике паром из приемника и поступает во второй бак. Отбор тепла осуществлялся при обратном процессе. Принцип работы масляной ступени аналогичен с принципом работы соляной ступени. В эксперименте поток пара от приемника для зарядки АТ и поток воды для разрядки имитировались с помощью подключения системы к линиям центрального отопления и водоснабжения в месте эксперимента (магистраль компании Georgia Power, Ньюнан, Джорджия) [104].

Во втором эксперименте [104], проведенном компаниями McDonnell Douglas и Rockwell, использовался АТ про-

изводительностью 4 МВт · ч с двумя ТАМ: масло и песчано-гравийная смесь. Для хранения горячего и холодного ТАМ в одном баке использовался эффект Thermocline. В баке песчано-гравийная смесь увеличивает объемную плотность запасаемой тепловой энергии, что, с одной стороны, уменьшает объем в АТ дорогостоящей жидкости (масла), с другой — исключает перемешивание холодной и горячей сред в объеме АТ. Процесс аккумулирования производился нагревом холодного масла, забираемого из нижней части бака АТ, в теплообменнике — горячим паром из теплоприемника. Горячее масло поступает в верхнюю часть бака. Разрядка АТ производилась в обратном направлении. Зарядка АТ горячим паром имитировалась непосредственным нагревом масла в нагревателе при сгорании химического топлива, а при разрядке использовался теплообменник — парогенератор на месте экспериментального стенда компании Rockwell в г. Санта-Сузана.

На основе этих экспериментов с учетом оценки стоимостных и технических характеристик серийных СЭС для экспериментальной СЭС в Барстоу был выбран одноступенчатый масляно-гравийный АТ типа Thermocline [55]. На рис. 16 приведена схема АТ типа Thermocline производительностью 28 МВт · ч.

В 1982 г. в США введена СЭС в Барстоу мощностью 10 МВт с ТАС на основе масляно-гравийной среды энергоемкостью $5,2 \cdot 10^5$ МДж. При зарядке ТАС пар из центрального приемника СЭС поступает в теплообменник, где происходит нагрев органического масла НТ-43 до температуры 304°C . Масла в свою очередь отдает тепло гравийному наполнителю, содержащемуся в цилиндрическом резервуаре диаметром 19,2 и высотой 13,4 м. Высота засыпки 12,5 м, доля свободного пространства 0,28, плотность засыпки 2700 кг/м^3 , соотношение песка и гравия 1:2. При разрядке ТАС масло отбирает тепло от наполнителя. Емкость АТ обеспечивает 4-часовую работу СЭС при выдаче электрической мощности 7 МВт. Были проведены исследования по измерению режимных параметров контуров накопления и потребления с целью выявления теплового баланса ТАС. Кроме того, представлены данные напряжений в стенках резервуара и характеристикам, данные процесса разложения масла НТ-43, полученные в течение нескольких месяцев работы ТАС [55]. Там же [55] приводятся сведения об испытаниях в Альбукерке АФП энергоемкостью $2,52 \cdot 10^3$ МДж. Успешное функционирование ТАС на СЭС в Барстоу послужило дальнейшему исследованию АТ, применяе-

Основные эксперименты с аккумулирующими системами и подсистемами

Система/подсистема	Принцип	Аккумулирующий агент	Диапазон рабочих температур, °С	Производительность, МВт · ч
Экспериментальная установка электрической мощностью 10 МВт (Ньюан, Джорджия, США)	Двухступенчатый с горячим и холодным баками	Масло, расплав соли Nitec	Масло - 238÷295 соль - 270÷482	1,6*
Экспериментальная установка электрической мощностью 10 МВт (Санта-Сизана, Калифорния, США)	Двухагентный Thermocline	Масло, гравий с песком	218÷302	4,0*
Экспериментальная установка электрической мощностью 10 МВт (Барстоу, Калифорния, США)	То же	То же	218÷304	28**
Система откачки воды из неглубокого колодца для ирригации (Ушлард, Нью-Мексико, США)	Одноагентный Thermocline	Масло	116÷216	0,38**
Система откачки воды из глубокого колодца для ирригации (Кулидж, Аризона, США)	То же	"	200÷288	0,9**
Экспериментальный стенд по отработке среднетемпературных солнечных энергетических систем (Альбукерке, Нью-Мексико, США)	"Каскадные" баки	"	241÷309	0,86*
Экспериментальный стенд для испытания среднетемпературных солнечных энергетических систем (Альбукерке)	Одноагентный Thermocline		243÷311	0,21*
Солнечная энергосистема (Шенандоа, Джорджия, США)	То же	Кремнийорганическое масло	260÷399	3,3*
СЭС электрической мощностью 0,5 МВт (Альмерия, Испания)	Горячий и холодный баки	Жидкий натрий	275÷530	1,0**
Расплав соли азота (Альбукерке)	Горячий бак с внутренней изоляцией и холодный бак	Расплав соли	288÷566	6,9*
Энергомодуль с печью Чежера (Нашуа, Нью-Гэмпшир, США)	Thermocline с паровоздух - огнеупорный кирпич	Кордиерит	704÷927	0,02*
Приемник на тепловых трубах АТ (Эвендейл, Огайо, США)	Трубчатые капсулы	Фазоизменяющая соль	827	0,002*
СЭС THEMIS электрической мощностью 2,5 МВт (Таргасонн, Франция)	Горячий и холодный баки	Расплав соли Nitec	250÷450	12**
СЭС CE SA -1 электрической мощностью 1 МВт (Альмерия)	То же	То же	230÷340	3**
СЭС Eurelios электрической мощностью 1 МВт (Адрано, о. Сицилия, Италия)	Двухступенчатый, бак-паровой аккумулятор и горячий и холодный баки	Вода под давлением, расплав соли Nitec	Вода - 210 соль - данных не имеется	0,36**
СЭС Sunshine электрической мощностью 1 МВт (Нио, преф. Кагава, Япония)	Бак - паровой аккумулятор	Вода под давлением	249	3**
СЭС Sunshine электрической мощностью 1 МВт (Нио)	Двухступенчатый, бак-паровой аккумулятор и трубчатые капсулы	Вода под давлением, фазоизменяющая соль	Вода - 232 соль - 361	3**

* Тепловая мощность

** Электрическая мощность

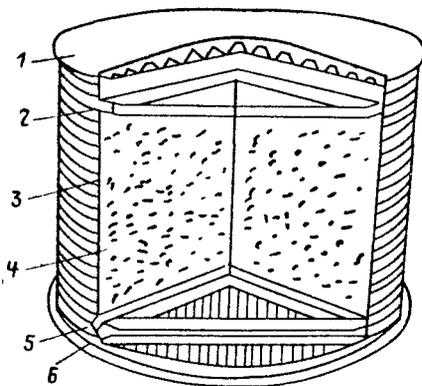


Рис. 16. Схема одноступенчатого масляно-гравийного аккумулятора типа Thermocline для экспериментальной станции в Барстоу: 1 - незаполненный объем; 2 - разветвленный трубопровод; 3 - изоляция; 4 - гравий + песок + масло; 5 - вспомогательный разветвленный трубопровод; 6 - охлаждающий трубопровод

мых в традиционных схемах для получения тепловой и электрической энергии. Рассмотрены технологические аспекты применения АТ двух типов (масляно-гравийные и водяные с высоким рабочим давлением) и общие вопросы их экономической эффективности в традиционных схемах получения тепловой и электрической энергии [133].

В работе [44] приведены результаты экспериментального исследования возможности и эффективности аккумулирования тепла в устройствах, в которых слой Thermocline в одной или двухкомпонентной среде создается теплоизолирующей платформой, разделяющей высоко- и низкотемпературную зону. Назначение платформы - получение при разрядке АТ энергии на высоком температурном уровне. На основе этих экспериментов выявлены зависимости тепловой мощности АТ от времени цикла разряда и температурные профили на границе разряда при наличии теплоизолирующей платформы в сравнении с профилем для естественного Thermocline. Результаты свидетельствуют, что использование платформы позволит реализовать АТ с большей тепловой эффективностью, чем в случае естественного Thermocline.

В Японии, Италии, Испании, Франции введены СЭС с АТ. В японском проекте Sunshine предусмотрены два модуля СЭС, каждый электрической мощностью 1 МВт. В одном из них используется АТ с водой под давлением. При работе СЭС нагретая вода в солнечном теплоприемнике перекачивается в аккумулирующий бак под давлением. Для выработки электроэнергии вода из бака АТ подается на расширитель и превращается в пар пониженных параметров, затем он подается на паровую турбину [104].

В Японии одновременно проводились исследования по созданию комбинированного паросолевого АТ для СЭС модульного типа мощностью 1 МВт [138]. Было проведено экспериментальное изучение характеристик АТ с ТАМ типа солевой смеси $KF-LiF$ с температурой плавления $492^{\circ}C$ и теплотой фазового превращения 389 кДж/кг. На этой экспериментальной установке анализировались разные варианты конструктивного исполнения АТ, в частности один из них двухходовой теплообменник, межтрубное пространство которого заполнено смесью солей, в другом солевая смесь размещена в герметичных контейнерах трубчатой формы, помещаемых в корпус теплообменника. При этом контейнеры омываются паром. Во втором варианте эксперименты проведены с солевой смесью $KCl-LiCl$ с температурой плавления $352^{\circ}C$ и теплотой фазового превращения 245 кДж/кг. Первый вариант конструкции признан неприемлемым из-за значительных температурных деформаций [138].

На втором модуле СЭС проекта Sunshine вместо ЦП используются плоские зеркала и вторичные параболические концентраторы. Генерируемый пар поступает в двухступенчатый АТ. В первой ступени складывается вода под давлением, во второй нагревается фазоизменяющая соль ($KCl-LiCl$). При разрядке АТ горячая вода из первой ступени преобразуется в пар, который затем перегревается во второй ступени, проходя по трубкам, содержащим эвтектическую расплавленную солевую смесь. Работа двух модулей СЭС от АТ может продолжаться в течение 3 ч [104].

В работе [42] рассмотрена модель ТА, предназначенного для эксплуатации в диапазоне температур $516-584$ К. Он представляет собой резервуар, заполненный теплоаккумулирующей средой массой ~ 1500 кг, представляющей собой двухкомпонентную неэвтектическую смесь калиевых соединений. Подвод и отвод тепла осуществляются за счет прокачки теплоносителя (масло типа НТ-43) через трубный пучок, размещенный в емкости аккумулятора. Тепловая эффективность ТАМ в вышеуказанном диапазоне температур обеспечивалась за счет теплоемкости и теплоты фазового перехода и составляла 410 кДж/кг. На этой модели исследовались режимы зарядки/разрядки при постоянном уровне теплопередачи и при циклических режимах с имитацией теплопроизводительности гелиосистемы по времени суток. На разработанной математической модели получены были результаты, которые были сопоставлены с экспериментальными данными. Разработкой математической мо-

дели преследовалась цель отработки достоверного инструмента, позволяющего производить расчеты характеристик АТ подобного типа, не прибегая в дальнейшем к эксперименту.

На СЭС Eurelios электрической мощностью 1 МВт используется двухступенчатый аккумулятор, в основе которого сочетаются характерные черты японской ТАС и АТ компании Martin Georgia Technology (США). В первой ступени АТ в качестве ТАМ используется вода под давлением, а в ступени перегрева – расплав солей Nitesc. Принцип работы ТАС состоит в следующем. Вода из основной ступени АТ преобразуется в пар, который перегревается во второй ступени, отбирая тепло от расплава соли. Особенность второй ступени – холодный и горячий расплавы соли содержатся в отдельных баках. Такой АТ обеспечивает работу СЭС в течение 0,5 ч [104].

В ведении университета штата Аризона (США) находится ТАС, которая работает в интервале температур от 200 до 288°C и обеспечивает выдачу электрической мощности 150 кВт в течение 6 ч. Эта ТАС, как и другие разработки, нацелена на отработку в лабораторных условиях многобаковой системы с маслом и АТ типа Thermocline. Последние проводились на экспериментальном стенде по отработке среднетемпературных СЭУ с ТАС в Альбукерке. ТАС имеет теплопроизводительность 0,86 МВт · ч. Каждый из трех одинаковых баков может использоваться в качестве горячего или холодного. На этой ТАС проведена программа испытаний по изучению тепловых потерь и отработке методов контроля при перекачке ТАМ из одного бака в другой. Там же исследовалась ТАС типа Thermocline. Первоначально оценивалась теплопроводность стенок сосуда из низкоуглеродистой стали для хранения горячего и холодного ТАМ. Обнаружено, что проводимость стенок при толщине 2,5 см вызывает большие тепловые потери и быструю деградацию Thermocline. В 1980 г. старый бак был заменен новым с толщиной стенки 0,48 см. Теплопроизводительность этого АТ составляла 0,21 МВт · ч. Причем бак был оборудован аппаратурой для регистрации тепловых потерь и снятия характеристик Thermocline. Испытания были завершены в 1981 г., а его результаты внесены в конструкторский справочник [104].

Однокомпонентные системы типа Thermocline были установлены на СЭУ (многоцелевой) в Шенандоа и СЭС в Альмерии. На СЭУ в США первоначально планировалось применить

АТ, в котором при зарядке или разрядке масло просачивается через аккумулирующий слой, отдает ему тепло и затем отбирает его. Достоинство такой системы в том, что в ней используется относительно дешевое твердое тело, а масло выполняет только функции теплоносителя. Однако оценка стоимости и уровня развития технологии привела к снижению емкости ТАС и к выбору в АТ однокомпонентного Thermocline. Объем АТ обеспечивает функционирование СЭУ в течение 1 ч. В коллекторе и АТ используется в качестве теплоносителя кремнийорганическое масло (Syltherm -800) в диапазоне температур от 260 до 399^oC.

В проекте СЭС в Альмерии предусмотрены два модуля электрической мощностью по 0,5 МВт каждый. На одном из них используются охлаждаемые маслом параболические коллекторы, а на другом – охлаждаемый натрием ЦТ. На первом модуле масляный АТ типа Thermocline работает в диапазоне температур от 225 до 295^oC, на другом теплоемкостный АТ на натрии работает от 275 до 530^oC, причем холодный и горячий натрий находятся в разных баках. Объем обеих аккумулирующих систем обеспечивает работу СЭС на номинальном режиме в течение 2 ч.

На СЭС THEMIS в ТАС используется расплав солей Hitec, которая одновременно является теплоносителем. Емкость АТ позволяет получать энергию на номинальном режиме (электрическая мощность 2,5 МВт) в течение 5 ч. Наибольшая температура горячей соли (450^oC) выбрана по соображениям стабильности и минимального коррозионного эффекта.

Представленные выше данные об основных характеристиках ТАС, полученных по итогам экспериментальных исследований, позволили разработать и создать аккумулирующие системы для ряда экспериментальных СЭС, многие из которых уже вошли в строй и успешно эксплуатируются, в том числе благодаря надежной работе ТАС. Эти данные показывают, что на первых СЭС получили наибольшее распространение теплоемкостные АТ из-за простоты их изготовления и эксплуатации. В последние годы интенсивно ведутся работы по разработке технологии аккумулирования энергии на основе обратимых фазовых превращений, которая рассматривается как перспективное направление создания эффективных ТАС.

4.4. Состояние развития технологии теплоаккумулирования на основе фазовых превращений и теплоаккумулирующие материалы

В результате успешного применения энергоустановок с использованием ТАС на основе материалов с обратимыми фазами (МОФ), особенно в Великобритании и ФРГ, в последние годы активно начались работы по изучению, созданию и внедрению ТАС на основе фазоизменяющих материалов в США, Японии и других странах.

Так, проведены многочисленные исследования АТ для обоснования технологических и экономических условий их эксплуатации. Во Франции, в частности, изучались характеристики АТ емкостью 200 кВт · ч с использованием солнечной энергии при температуре рабочего агента 150°C. Были измерены теплофизические параметры и скорости фазовых превращений легкоплавких материалов в пределах от 100 до 150°C [111].

Для СЭС THEMIS проведены экспериментальные испытания, АТ, в котором в качестве ТАМ использована смесь солей (53% KNO_3 + 40% NaNO_2 + 7% NaNO_3). Цель исследований — определение стабильности расплава солей и влияние их на коррозионную стойкость стали, из которой выполнен АТ, а также выявление динамических и статических характеристик его работы. Экспериментальная установка для изучения элементов АТ включала электронагреватель мощностью 150 кВт, теплообменник типа воздух — расплав солей, металлические баки и другие элементы, включая 2000 кг расплава солей [26].

В работе [20] рассмотрены особенности технических характеристик ТАМ, температурные области применения различных ТАМ для АТ, используемых в различных отраслях промышленности: 100–250, 250–600 и более 600°C. Изложены результаты исследований характеристик ТАМ для температурного диапазона 100–250°C и представлены данные 76 перспективных ТАМ в интервале температур 100–500°C. Кроме того, приводятся массовый и молярный состав, температура плавления, плотность энергии и другие характеристики. Даны также сведения о конструкции АТ с ТАМ — полиэтиленом высокой плотности в капсулах диаметром 4 и высотой 450 мм, упакованных в емкость диаметром 600 и высотой 2000 мм, общей массой 260 кг, энергоемкостью 30 кВт · ч, с ТАМ состава $\text{C}(\text{CH}_2\text{OH})_4$, (NaOH-KOH , NaOH-LiOH , LiOH-KOH), а также конструкции АТ для температур 250–500°C с ТАМ на основе эвтектических систем NaOH-NaNO_3 и

$\text{NaOH}-\text{NaNO}_2$, используемые для выработки электроэнергии в часы пик с выдчей электрической мощности 200 МВт в течение 6 ч непрерывной работы.

В работе [22] приведен обзор существующих ТАМ, применяемых в АТ с фазовыми превращениями для интервала температур 5-15, 30-60 и 80-120°C. Даны химический состав, температура плавления, теплота фазового превращения и другие параметры. Приведены конкретные примеры использования ТАМ состава $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$; $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; $\text{NaCH}_3\text{COO} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, а также примеры систем и АТ, используемых для кондиционирования воздуха в помещениях: ТАМ состава $\text{NaCH}_3\text{COO} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, масса 234 кг, температура плавления 58°C, объем одной емкости 6,88 м³, масса 6,1 кг, число емкостей 29, толщина теплоизоляции 75 мм, общий размеры 1000 × 2300 × 1800 мм, общая масса 3070 кг, общая теплоемкость $1,3 \cdot 10^4$ ккал, тепловые нагрузки в летнее время 140, в зимнее - 390 ккал/ч.

В ряде работ приводятся результаты теоретических и экспериментальных АФП. В частности, в работе [100] даны аналогичные результаты для температур фазового превращения на уровне 627-727°C при удельной теплоемкости ТАМ 1,25-4,25 ГДж/м³. Для солевой эвтектики LiF (64%) - MgF (30%) - KF (6%) выявлены следующие теплотехнические параметры: температура плавления - 710, кристаллизации 671°C, удельная теплота фазового превращения 782 кДж/кг и коэффициент температуропроводности $0,799 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

По данным [25], использование фазовых переходов гидратов солей осложняется рядом физико-химических процессов (переохлаждение, неравновесное плавление, низкая теплопроводность) для аккумулирования солнечной энергии. Эти трудности решаются в двух направлениях: создание динамического процесса за счет вращения цилиндра, заполненного гидратом соли, что позволяет улучшить теплопередачу и снижает до минимума расход кристаллизующего агента; в статическом процессе зерна кристаллизатора рассредоточиваются по объему емкости АТ с помощью стабилизирующей коллоидной структуры и сгустителя. Были изготовлены различные типы теплообменников АТ емкостью от 0,01 до 1,5 м³, на которых проведены серии экспериментов, в частности с глауберовой солью.

В [104] рассмотрены характеристики гексагидрата хлорида кальция, декагидрата сульфата натрия и додекагидрата диатрий гидрофосфата как наиболее исследованных материалов.

Основными недостатками этих гидратов являются неоднородностью плавления, тенденция к переохлаждению и постепенное сокращение количества восстанавливаемого тепла за счет кристаллизации и отложения вещества на поверхности теплообмена. Устранение этих недостатков осуществляется введением химических добавок, например солей стронция в гексагидрат хлорида кальция.

Ведутся поиски и создание новых композиций солевых смесей с целью возможности их использования в качестве ТАМ в ТАС. В [14] предложена солевая теплоаккумулирующая смесь, включающая хлориды лития, калия и рубидия. Для обеспечения работоспособности смеси при температуре $265 \pm 2,5^{\circ}\text{C}$ она содержит хлорид цезия при следующем соотношении компонентов (в %): хлорид калия 13,7–14,1, хлорид рубидия 13,3–13,5, хлорид цезия 43,5–44,5, остальное – хлорид лития. В [15] дан состав теплоаккумулирующей солевой смеси, состоящей из фторидов лития и калия, работоспособной в интервале температур $422\text{--}426^{\circ}\text{C}$ за счет дополнительного содержания хлорида и карбоната калия при следующем соотношении компонентов (в %): фторид лития 17,6–17,7, фторид калия 33,2–33,8, хлорид калия 8,6–8,7, карбонат калия 40,0–40,4.

В [140] предложена методика определения скрытой теплоты плавления для эвтектических смесей. Даны критерии для выбора ТАМ. На основе обобщения сведений по свойствам ТАМ отмечается, что гидраты солей с экономической и технической точки зрения наиболее приемлемы для аккумуляции солнечного тепла.

Однако в связи с широким диапазоном температурного потенциала тепла, потребляемого в разных производствах, возникает дальнейшая необходимость в подборе соответствующих ТАМ. Несмотря на большое многообразие химических соединений и смесей, обладающих скрытой теплотой, большая часть из них исключается по соображениям безопасности и экономичности и из-за несоответствия физических, химических и тепловых свойств. Проблема использования ТАМ состоит в том, что возникает целый ряд вопросов, которые порождают технические трудности реализации АФП. Среди них следует отметить переохлаждение, сегрегацию, коррозию, изменение объема и массовое производство оболочек контейнеров для ТАМ. Условием целесообразности использования ТАМ является соответствие температуры фазового перехода рабочей температуре теплопотребителя при высокой теплоте плавления. Ряд из ТАМ имеют неомонотонный или полумонотонный режим плавления.

Это ведет к снижению емкости теплоаккумулирования. Использование кристаллизаторов у таких ТАМ уменьшает теплопередачу в процессе плавления. Поэтому конгруэнтно плавящийся ТАМ, хотя и с меньшей теплотой плавления, является одним из лучших.

Большим препятствием на пути использования ТАМ в АФП является обеспечение технически приемлемых изменений объема, оказывающих воздействие на корпус оболочек ТАМ или контейнеров, в которых размещаются ТАМ. Одно из возможных направлений — использование эластичных материалов для оболочек в сочетании с компенсирующими устройствами объемных изменений.

Разработки и исследования по использованию ТАМ в АФП показали, что эффективность ТАМ в значительной мере зависит от уровня переохлаждения ниже температуры фазового перехода и от проявления расслоения фаз (сегрегации) при росте кристаллов. Чтобы теплота фазового перехода использовалась более полно, необходимо добиваться минимального переохлаждения при кристаллизации ТАМ. Выход видится в создании условий быстрого протекания процесса кристаллизации, например, за счет добавок, способствующих ускорению этого процесса. Явление сегрегации снижает уровень теплообмена между твердой и жидкой фазами. Решение этого проблемного вопроса считается эффективным, если достигается постоянное движение жидкого ТАМ во время образования кристаллов. Таким решением может быть динамический теплоаккумулятор, выполненный в виде двух концентрических цилиндров: внешний — фиксирован, а внутренний — подвижен (2–4 об/мин). Такой принцип обеспечивает хорошее перемещение фаз и исключает сегрегацию. В ряде работ рассматриваются различные конструктивные исполнения АФП.

В работе [48] предлагается один из вариантов конструкции кристаллизатора. АФП представляет собой теплоизолированный объем, в нижней части которого находится расплав ТАМ. В объеме АФП расположен вращающийся барабан. К нему осуществляется подвод и отвод нагреваемой среды. Барабан установлен так, что часть его расположена под уровнем расплава ТАМ. При зарядке барабан вращается, и на верхнюю часть его внутренней поверхности разбрызгивается нагреваемый теплоноситель. На наружной поверхности барабана происходит кристаллизация ТАМ за счет отвода тепла к теплоносителю. С поверхности барабана застывший ТАМ снимается ножом и в виде чешуек поступает слоем на трубную решетку. Во время

зарядки в трубы решетки подается нагретый теплоноситель от солнечного источника энергии или тепло от любого другого источника. В процессе зарядки ТАМ расплавляется и поступает в объем АФП [48].

В связи с проблемой переохлаждения необходимо стремиться к выбору разности между температурами плавления ТАМ и рабочего тела в пределах $5-10^{\circ}\text{C}$. Это снижает тепловые потери и степень переохлаждения ТАМ и в то же время этого достаточно для обеспечения хорошей теплопередачи при отборе тепла от ТАМ. Выявлено, что переохлаждение на уровне $5-10^{\circ}\text{C}$ практически приводит к прекращению теплоотвода. Даже при отсутствии переохлаждения в случае низкой скорости кристаллизации уровень теплоотвода становится незначительным. Поэтому одной из важных задач является поиск средств, способствующих быстрой скорости образования кристаллов.

В ряде работ рассматриваются вопросы решения задач аккумуляирования и экспериментальной проверки методики на основе МОФ. В частности, в [110] теоретически рассмотрена задача о динамике фронта плавления внутри цилиндрической капсулы АТ, использующего воду и октан в качестве изменяющегося агрегатное состояние материала. Рассмотрен случай больших чисел Рэлея. Показано, что определяющим фактором, влияющим на теплообмен и на движение межфазового фронта, является естественная конвекция. В нижней части цилиндра с течением времени появляется тепловая неустойчивость и набор вихрей, существенно влияющих на процесс плавления.

В [84] проводилась проверка на прототипе АТ, в котором использованы МОФ, в частности парафин. Исследованиями на экспериментальной установке показано, что основной причиной неверных результатов ($\text{КПД} > 100\%$) является некорректность используемых уравнений, характеризующих потери тепла в АТ. В них не учитывается изменение потерь времени.

В [109] проведено теоретическое и экспериментальное исследование термических характеристик теплоаккумулирующего элемента с оребренным кольцевым погружным теплообменником. Его действие основано на поглощении низкотемпературного тепла при плавлении ТАМ, используемого в качестве рабочей среды. Разработан численный метод решения двумерного нестационарного процесса передачи тепла в гомогенной среде. Исследовано влияние числа и толщины ребер, наружного диаметра, типа ТАМ и материала теплообменника.

В [82] предлагается численный метод решения дифференциальных уравнений в частных производных параболического

типа совместно с граничными и начальными условиями для цилиндрического АТ с конвективной теплопередачей по периферии цилиндра. Методика позволяет определить изменение температур и перемещение фронта фазового превращения во времени.

Одним из важнейших требований, предъявляемых к ТАМ, является его химическая стабильность и совместимость с конструкционными материалами. Реакции окисления, теплового разложения, гидролиза и др. могут стать барьером при его использовании в качестве ТАМ. Кроме того, ТАМ должен быть инертен к материалу оболочки, в котором он содержится. Могут оказаться неприемлемы ТАМ, если для их хранения требуется весьма дорогой материал. Одновременно ТАМ должен быть безопасен с точки зрения токсичности, коррозионности, а также пожаро- и взрывоопасности. При использовании ТАМ для целей тепло- и холодоснабжения, кроме того, должны быть обеспечены приемлемые условия безопасности, если абсолютная безопасность невозможна.

Аккумуляирование тепла на основе фазовых превращений обладает двумя недостатками в экономическом плане. Во-первых, стоимость чистых ТАМ выше стоимости традиционных теплоемкостных веществ (вода, камни, гравий), во-вторых, теплообмен в АФП требует развитых поверхностей, что также повышает его стоимость. Поэтому выбор ТАМ должен производиться не столько с учетом его стоимости, сколько эффективности АФП при приемлемых затратах на него и доступности химикатов и сырья, из которых изготавливаются ТАМ и оболочки для капсулирования.

При разработках собственно устройств с ТАМ следует исходить из того, что емкость АФП зависит от удельной теплоты плавления и в меньшей степени — от теплоемкости. Знание этих процессов важно как для разработки самих ТАМ, так и для конструирования АФП [19]. Другие недостатки ТАМ, которые отмечались, технически преодолимы.

К настоящему времени наибольшее распространение получили АФП для целей тепло- и холодоснабжения. Более интенсивно разработки ТАС на основе МОФ ведутся с начала 70-х годов в США, Японии и промышленно развитых странах Западной Европы. В 1973 г. при университете штата Делавэр в США создана установка, для которой разработаны аккумулятор тепла и холода. В качестве МОФ в АТ используется пентагидрат гипосульфита натрия, а для холода — смесь глауберовой соли, буры, хлоридов натрия и аммония. Тепловая емкость АТ 1,5, а аккумуляторов холода 0,45 МДж. Установка работает по

настоящее время в качестве демонстрационной установки.

В 1975 г. управление энергетических исследований и разработок министерства энергетики США организовало группу при университете штата Виргиния для оценки результатов по разработке МОФ для АТ и холода. Признано необходимым создать справочник, который должен включать термодинамические свойства, информацию о тепловых свойствах и кинетике фазовых превращений, а также целый ряд других сведений, необходимых для разработки МОФ, а на их основе – АФП. С 1976 г. ведутся новые разработки и исследования по поиску МОФ с лучшими свойствами. Например, фирма Dow Chemical Co. (США) разрабатывает новые МОФ на основе гексагидрата хлористого кальция. В Rensselaer Polytechnic Institute (США) подготовлены данные для неорганических эвтектик, плавящихся при температурах от -138 до 2700°C , и включены в справочник Национального бюро стандартов. Для температурного диапазона от 100 до 300°C разработаны МОФ на основе борной кислоты и эвтектики нитрата лития с гидроксидом лития, запатентованные фирмой Dornier System (ФРГ).

Проводятся исследования АТ на скрытую теплоту растворения. Лучшие из АТ обладают высокой эндотермической теплотой растворения, высокими температурными коэффициентами растворимости и теплоемкостью в 5 раз превышающей теплоемкость воды. Конструктивно АФП более эффективен с точки зрения теплопередачи, когда теплообменник выполняется с непосредственным контактом сред типа жидкий раствор – несмешивающаяся жидкость. Большое внимание уделяется разработке МОФ с превращением из одного твердого состояния в другое. Были открыты комплексные соединения с температурой обратимого фазового перехода от 14 до 185°C с теплотой перехода до 455 кДж/кг, но у самых распространенных из них теплота перехода порядка 130 кДж/кг.

В настоящее время проявляется все возрастающий интерес к разработке АФП с МОФ во всем мире, что является доказательством необходимости в надежных и компактных АТ на основе эффективных изотермальных сред.

4.5. Основные направления совершенствования теплоаккумулирующих систем для СЭУ и перспективы их применения

СЭУ обладают большими термодинамическими возможностями особенно при наличии в ее составе ТАС, когда СЭУ под-

ключается к потребителю через АТ. Если КПД ТАС на СЭУ Eurelios и СЭС в Барстоу не превышает 70%, то КПД ТАС на СЭС CRS на жидком натрии превышает 90% [104]. Высокий КПД ТАС обеспечивается за счет использования в качестве теплоносителя, проходящего через теплоприемник, таких веществ, как натрий или расплав соли, которые одновременно служат как ТАМ. Высокий КПД ТАС достигается, если в качестве ТАМ применять огнеупорный кирпич, керамику, а в качестве теплоносителя — воздух, газ.

Успешно разрабатываются теплоемкость АТ на базе солей азота, в частности на смеси солей $\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3$. Ее достоинства: недорога, обладает высокой плотностью запасаемой энергии и работает при достаточно высоких температурах. Компания Martin Marietta разрабатывает ТАС на основе расплава нитратов, причем горячая соль (566°C) будет храниться в облицованном огнеупорным материалом баке с внутренней теплоизоляцией (рис. 17), а холодная соль (288°C) — в баке из углеродистой стали, которая также защищена внутренней теплоизоляцией. Внутренняя облицовка выполнена из непроницаемых для жидкости вафельных мембран, аналогичных используемым для хранения сжиженного природного газа. Проведенные испытания данной ТАС в Альбукерке, в том числе на усталостную прочность облицовки, успешно завершились в 1982 г. [104].

Компании Boeing и Sanders Assoc. (США) завершили разработку АТ с использованием пористой керамической матрицы в качестве ТАМ, через которую для отвода и подвода тепла прокачивается воздух. Керамический материал (оксид алюминия или магния) хранится в баке под давлением и нагревается до 816°C от газоохлаждаемого ЦП. Для параболических концентраторов разрабатываются АТ, действующие по принципу накопления скрытой теплоты с последующим ее использованием в двигателях с циклами Ренкина, Брайтона и Стирлинга, которые монтируются совместно с АТ на концентраторах и выполняются в виде интегральной конструкции приемник — аккумулятор с объемом накопленной энергии, достаточным для работы только в короткий промежуток времени. Завершена разработка эскизных проектов экспериментальной конструкции и некоторых элементов таких аккумуляторов для работы в СЭУ с параболическими концентраторами по вышеперечисленным циклам. В Jet Propulsion Lab. (США) ведутся работы по изучению теплопередающих и коррозионных свойств солей для рассмотренных АТ [104].

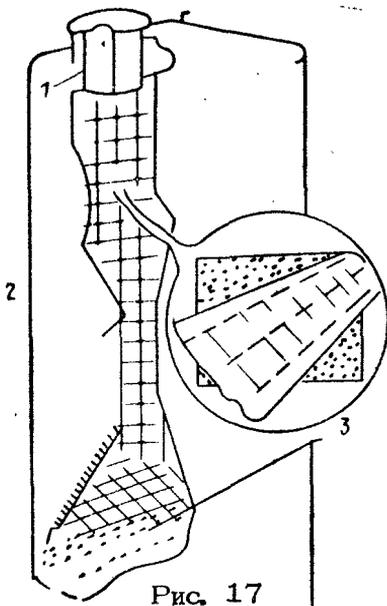


Рис. 17

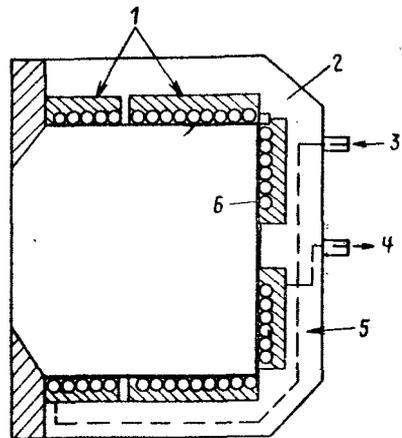


Рис. 18

Рис. 17. Экспериментальный бак для хранения горячего расплава соли: 1 - облицовка; 2 - внутренняя теплоизоляция; 3 - охлаждаемое водой основание

Рис. 18. Конструкция приемника-аккумулятора для параболического круглого концентратора и двигателя Ренкина на органическом топливе: 1 - сегментные контейнеры с различными МОФ; 2 - стальные трубки для прохода толуола; 3 - жидкий толуол; 4 - перегретый пар толуола; 5 - изоляция приемника; 6 - медная полость

Для экспериментов с небольшой СЭУ (электрической мощностью 0,1 МВт) была предложена конструкция АТ с МОФ (рис. 18), расположенным внутри стенок теплоприемника. Эта установка будет состоять из поля параболических крупных концентраторов с расположенными на них двигателями Ренкина, работающими на органическом топливе.

Анализ состояния развития ТАС в составе СЭУ определил не только область их применения, но и пути их совершенствования. ТАС первого поколения обладают относительно высоким КПД (70% для непрямых систем и более 90% для прямых). Исходя из этого, усовершенствование ТАС с точки зрения повышения КПД не приведет к его сколько-нибудь заметному росту. Поэтому основное внимание должно быть сосредоточено на снижении их стоимости. В этом отношении перспективными

являются теплоемкостные АТ, для которых поиск недорогих ТАМ — одна из непростых задач. Даже АТ с расплавами нитратов, являющиеся наиболее экономичными системами, выиграли бы от совместной работы с недорогими ТАМ, например гравием. При этом необходимо иметь в виду, что сочетание жидкого расплава с гравием должно исключать деградацию солевой системы при длительной совместной работе.

В АТ по прямой схеме (имеется в виду, что аккумулирующая среда одновременно и теплоноситель) достигается более высокий КПД, так как отпадает необходимость включения теплообменника в контур ТАС. В этих схемах основной проблемой является выбор инертного в коррозионном отношении и дешевого ТАМ-теплоносителя. К настоящему времени выявлено, что наиболее приемлемыми являются расплавы солей (нитратов) как для хранения тепла, так и для его отвода и передачи. Жидкий натрий менее эффективен для аккумулирования тепла из-за низкой его теплоемкости (в 3 раза ниже, чем у воды), но обладает приемлемыми свойствами, необходимыми для отбора тепла. Кроме того, он относительно дорог. Отсюда поиск эффективных ТАМ-теплоносителей для ТАС, реализуемых по прямой схеме, не должен прекращаться. Одновременно предстоит разрабатывать емкости для аккумулирования тепла с обеспечением эффективного хранения и отвода его из АТ.

Существуют опасения, что СЭУ, реализуемая по прямой схеме, может оказаться экономически неоправданной из-за высокой стоимости ТАМ — теплоносителя и ТАС. В этом случае между солнечным теплоприемником и АТ выгодно будет установить недорогой промежуточный теплообменник. Для теплообменников в традиционных схемах для защиты их от высокотемпературной коррозии используются дорогие сплавы, поэтому для СЭУ необходимо изыскивать новые виды теплообменников.

Под научным руководством NASA в США разрабатывается и исследуется высокотемпературный теплообменник с прямым контактом между ТАМ и теплоносителем. Конструктивно предусматриваются три модуля (свинцовый, солевой и контактный), соединенных между собой двумя раздельными трубопроводами: один для ТАМ на основе обратимого фазового превращения, а другой для жидкого теплоносителя. Теплоноситель инжектируется в верхнюю часть теплообменной колонки (контактный модуль), нагревается, проходя вниз по колонке, и откачивается из нижней части к поглотителю тепла. Расплавленный ТАМ в свою очередь поступает в нижнюю часть колонки и передает тепло жидкому теплоносителю, поднимаясь при этом вверх про-

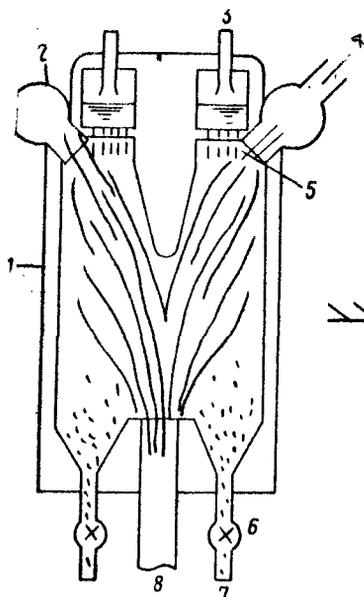


Рис. 19

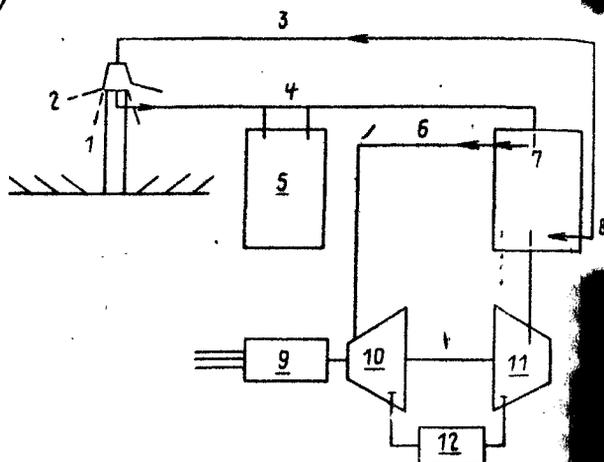


Рис. 20

Рис. 19. Высокотемпературный теплообменник с прямым контактом: 1 - теплоизолированная стенка; 2 - канал горячего газа; 3 - подача расплава под давлением; 4 - выход горячего газа; 5 - перегородка с форсунками; 6 - дроссель давления; 7 - выход твердых шариков в дополнительную емкость; 8 - вход горячего газа

Рис. 20. Схема перспективной высокотемпературной СЭС: 1 - поле гелиостатов; 2 - приемник излучения; 3 - тугоплавкие шарики (расход $5,2 \cdot 10^5$ кг/ч); 4 - расплав окислов; 5 - аккумулирующая емкость (производительность 8640 МВт·ч, емкость $2,5 \cdot 10^7$ кг, объем 10 400 м³); 6 - аргон (давление 2 МПа, расход $1,51 \cdot 10^6$ кг/ч); 7 - теплообменник высокого давления; 8 - выход шариков из теплообменника; 9 - генератор; 10 - турбина; 11 - компрессор; 12 - низкотемпературный теплообменник

тивотоком. Твердые капли соли, достигая верхней части теплообменной колонки, пересыпаются через край и падают в бак, окружающий колонку. При зарядке твердый ТАМ расплавляется и поступает назад в контейнер для складирования жидкой соли и хранится до цикла разрядки. Эффективность этой системы требует проверки и для этого необходимо проведение дальнейших исследований [104].

В более серьезных разработках нуждаются высокотемпературные АТ (при температурах 800°C и выше). Емкости для теплоносителя и собственно теплообменники, способные выдерживать такие температуры, довольно дороги. При использовании прямой схемы, когда теплообмен осуществляется между теплоносителем и ТАМ (например, керамика), емкость АТ должна выдерживать высокое давление горячего газа. Предстоит поиск новых решений с целью создания высокотемпературных ТАС. Одним из вариантов может быть комбинированная ТАС, состоящая из АТ и теплопровода. Тугоплавкие шарики из сложных оксидов ($40\% \text{SiO}_2$, $20\% \text{MgO}$, $35\% \text{CaO}$ и $5\% \text{Al}_2\text{O}_3$) подают в солнечный теплоприемник, где они плавятся и затем перекачиваются в емкость АТ (рис. 19 и 20). При отборе тепла расплав подается в теплообменник высокого давления. В нем расплав распыляется в поток рабочего газа под высоким давлением и отдает ему тепло, а сам затвердевает. Нагретый газ поступает в турбину, а твердый расплав в виде шариков остается на дне теплообменника. Эта система экономически обоснована, но некоторые ее базовые принципы еще нуждаются в проработке и подтверждении работоспособности.

Другой вариант создания высокотемпературной ТАС — использование принципа накопления энергии с помощью теплоемкости и теплоты фазового превращения ТАМ. Например, ТАМ удерживается в пористой керамической матрице за счет капиллярных сил. Эксперименты подтверждают, что в таких матрицах при температуре 700°C удерживается до 65% расплава солей (щелочных карбонатов). Гибкость технологии изготовления натрия, например в виде композиционных таблеток, кирпичей и т.п. позволит исключить теплообменные трубчатые поверхности благодаря осуществлению прямого контакта теплоносителя и ТАМ. Однако это направление требует дальнейших исследований с целью доказательства технологических и экономических преимуществ и выявления ограничений данного метода аккумуляции тепла.

ТАС, реализуемые на основе МОФ, обладают двумя недостатками с экономической точки зрения. Во-первых, стоимость ТАМ в большинстве случаев много выше стоимости традиционных теплоемкостных материалов (вода, камни и т.д.). Во-вторых, из-за вышеупомянутых особенностей организации подвода и особенно отвода тепла от МОФ требуется развитая поверхность теплообмена, а это, как правило, связано с ростом стоимости АТ. Поэтому ТАС, в которых теплообмен осуществляется в результате прямого контакта МОФ и тепло-

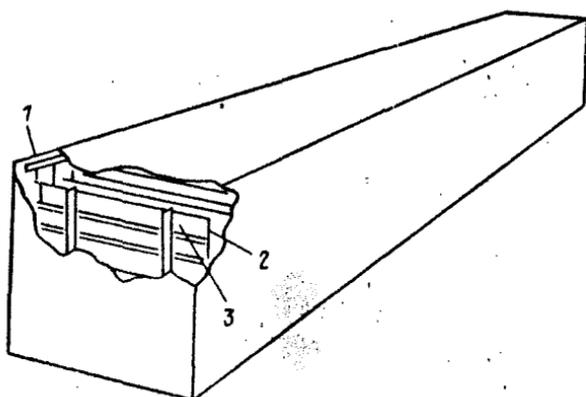


Рис. 21. Теплоаккумулирующий модуль на основе скрытой теплоты фазового превращения: 1 - коллектор входа и выхода; 2 - фазоизменяющий материал (смесь солей $\text{NaOH} - \text{NaNO}_3$); 3 - пакет труб

носителя является одним из перспективных направлений в решении данной проблемы.

Однако это не исключает изучение других типов АТ на основе МОФ. В частности, привлекает внимание новый тип АТ на основе МОФ, который может работать совместно с приемником, производящим насыщенный пар, и участвовать в производстве технологического тепла. На рис. 21 представлен модуль АТ с МОФ [104]. Емкость АТ выполнена в виде прямоугольного бака из углеродистой стали с внешней изоляцией, содержащей пять трубчатых сборок. Каждая из них состоит из 15 отдельных труб, выполненных в виде эмеевиков. Последние поддерживаются каналами из углеродистой стали и разделены каналами из алюминия, которые служат для повышения теплопроводности. В качестве ТАМ используется солевая смесь, состоящая из 18,5% NaNO_3 и 81,5% NaOH , с температурой плавления 256°C . Аккумулирующий модуль заряжается от пара, который конденсируется при температуре 288°C . При разрядке модуль АТ генерирует сухой пар с температурой 232°C .

Теплопроизводительность АТ составляет 19 МВт · ч. Для создания такой ТАС требуется проработать ее отдельные элементы и узлы [104].

Перспективной областью применения ТАС представляется использование солнечной энергии для производства тепла и холода. В отчете по заказу министерства энергетики США приведена информация о 300 действующих в США и Канаде тепло- и холодоаккумулирующих установках. К наиболее распространенным ТАМ относятся вода, лед, песок, кирпич. Вода и песок используются в 88% всех установок в США: вода под давлением — в 55% водяных теплоаккумулирующих установок и в 75% установок с комбинированным производством тепла и холода [28].

В [50] предложен аккумулятор солнечной энергии, выполненный в виде устройства, в котором твердые аккумулирующие частицы омываются нагреваемым теплоносителем (газом) снизу вверх. Частицы находятся во взвешенном состоянии, а в стенке сосуда, являющегося также поглотителем солнечной энергии, предусмотрено не менее одного отверстия, через которое солнечное излучение проходит в полость.

В заявке [94] аккумулятор представляет собой закрытый и заполненный жидким ТАМ сосуд емкостью в несколько тысяч литров. Внутренний объем его разделен по высоте на несколько зон, в которых расположены теплообменники, соединенные трехходовыми вентилями с циркуляционным контуром, по которому к ним подводится нагретый теплоноситель. В качестве жидкого ТАМ могут использоваться воды, растворы различных солей и т.п. В каждой из упомянутой зон имеются теплообменники для отвода запасенного тепла к потребителю. Предусмотрен также теплообменник, размещенный в сосуде АТ, который соединен с водогрейным котлом и теплонасосной установкой. Этот теплообменник размещается в верхней части сосуда. Температура воды от нижней к верхней зоны изменяется от 40 до 80°С.

По [130] вода, нагреваемая в коллекторе солнечной энергии, подается в зависимости от ее температуры в верхнюю или в нижнюю часть АТ. Регулирующий клапан пропускает воду от коллектора к АТ, если температура ее превосходит расчетную. Иначе она проходит через байпас с ограничением расхода. Другой регулирующий клапан направляет воду в один из двух патрубков также в зависимости от ее температуры. Патрубки, снабженные расширителями, находятся один в нижней, другой в верхней части АТ. Скорость выхода воды из патруб-

ков снижается в такой степени, что она не вызывает интенсивного перемешивания слоев. Вода отбирается из верхней части АТ с температурой 27°C и подается в его нижнюю часть.

В последние годы активно ведутся также исследования по изучению процессов и тепловых эффектов обратимых химических реакций и возможности создания термохимических АТ. В работе [78] рассматриваются перспективы использования таких АТ в системах бытового обслуживания. При осуществлении эндотермической реакции расходуется солнечная или другой вид энергии (атомное, сбросное тепло и т.п.). В отопительных установках выделяемое при экзотермической обратной реакции тепло служит для нагрева воды. В [35] даются сведения о перспективности способа аккумулирования тепла на основе каталитических обратимых химических реакций гидрогенизации циклогексана с тепловым эффектом в 206 кДж/моль . Достоинства этой системы: высокая степень обратимости, высокая плотность аккумулирования энергии, легкое разделение продуктов реакции, возможность аккумулирования энергии в период времени от суток до сезона. Тепло запасается при температуре от 470 до 770 К и отводится (гидрогенизация) от 423 до 723 К .

В ряде работ предлагаются способы и различные решения по разработке термохимического АТ. В [92] патентуется способ и устройство для аккумулирования тепла с помощью гидратов соли. Первичный теплоноситель при температуре $163\text{--}204^{\circ}\text{C}$ пропускают через рекуперативный теплообменник в бункере, который заполнен гидратом соли ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$). В результате дегидратации, проходящей с поглощением тепла, вода испаряется и пары удаляются из бункера. При гидратации вода подается в бункер и выделяемое тепло передается вторичному теплоносителю (например, воздух), пропускаемому через бункер, при температуре $107\text{--}163^{\circ}\text{C}$. Вода при гидратации добавляется в количестве $6,6\%$ от массы CaSO_4 . Такой термохимический АТ может использоваться на СЭУ. Параллельно ему рекомендуется применять второй водяной АТ с теплообменником, выполняющим роль конденсатора пара, выделяемого при дегидратации с температурным уровнем $100\text{--}107^{\circ}\text{C}$. Применение водяного АТ вдвое повышает аккумулирующую способность всей системы, а также КПД.

В [87] разработан способ для аккумулирования тепла, преимущественно на солнечных и геотермальных установках, и устройство для его осуществления. Этот способ основан на тепловом эффекте химической реакции гидратация - дегидратация

ция гидратных солей многовалентных металлов (алюминия, бериллия, магния, железа, кальция и цинка) на основе кислот типа соляной и серной. Тепловой эффект составляет от 488 ± 2510 кДж/кг или $1,38 \pm 7,23$ ГДж/м³. Устройство имеет две модификации, которые различаются по типу теплоносителя: воздух, жидкие углеводороды.

Наряду с отмеченными предлагаются термохимические АТ, основанные на использовании абсорбционных свойств газов, обратимых реакций получения гидрата, причем реакции выделения водорода и образования гидрата осуществляются попеременно при откачке насосом водорода или гидрата. Продолжается поиск новых решений на основе обратимых химических реакций, позволяющих преодолеть ряд трудностей и недостатков, присущих термохимическим АТ (выделение и хранение газов, низкая теплота конденсации газов, высокая стоимость сосудов для хранения неконденсируемых газов и др.). Однако рассмотренные решения [35, 78] свидетельствуют о перспективности таких АТ для их использования не только в солнечной энергетике.

4.6. Подземные теплоаккумуляторы солнечной энергии

Аккумуляция солнечной энергии в ПТА разрабатывается на основе следующих способов: 1) глубокие скважины с закачкой воды; 2) глубинные скважины с барботированным слоем жидкости; 3) теплообменная твердая засыпка в изолированной подземной полости; 4) система концентрических труб, продуваемых воздухом в теплоизолированной подземной полости [91]. Разработки ПТА солнечной энергии ведутся практически во всех развитых капиталистических странах. Заслуживают внимания достижения в этой области в Швеции. В рамках национальной программы по освоению энергетических ресурсов разработан проект теплоснабжения группы коттеджей с помощью солнечной энергии и теплонасосных установок, использующих тепло нагретых грунтовых вод. Система спроектирована для условий района г. Ландскруна (Южная Швеция). Первоначально она намечалась для краткосрочного аккумуляирования тепла, в последующем — для сезонного. Для этого планируется проведение экспериментов с целью определения возможности создания сезонного ПТА [71]. В скальных породах на глубине 30 м (Швеция) сооружен сезонный ПТА солнечной энергии емкостью 100 тыс. м³. Его годовая энергоемкость 5500 МВт · ч, что эквивалентно 550 т мазута. ПТА имеет кольцевую форму, его

высота 30 м, наружный и внутренний диаметры, соответственно, 75 и 35 м. С помощью солнечной энергии отапливается 550 жилищ. Общая поверхность коллекторов 4,2 тыс. м². Строительные работы длились 7 мес., в том числе самого ПТА — 4 мес. Летом и осенью в ПТА поступает нагретая вода до 90°C, а забирается из него с температурой 65–70°C. Среднегодовой КПД 30%, потери тепла неизолированного ПТА в конце первого года эксплуатации составят 70%, а через 4 года — 32%, через 10 лет — не превысят 28% (остывание за 25 ч составляет 10°C), Стоимость тепла от ПТА эквивалентна стоимости тепла от теплосети [134]. В Швеции разрабатывается проект сезонного ПТА, включающий водоем и подземные горные выработки объемом 700 тыс. м³. Нагретая летом вода будет закачиваться в ПТА. Теплоаккумулирующая энергоемкость составит 11–170 ГВт · ч. В отопительный период вода из ПТА поступает в теплосеть; при падении температуры воды ниже 6°C она будет использована в качестве источника тепла для теплонасосных установок [77].

Большой интерес проявляется к подземному аккумулярованию в водоносных горизонтах. Он настолько велик, что этим уже занимается большое число стран (Швейцария, Франция, ФРГ, США, Япония, Швеция). В Швейцарии сооружен АТ с использованием водоносного горизонта на глубине 36 м. Схема предполагает возможность аккумулярования солнечной энергии или сбросного тепла с температурой воды от 30 до 100°C, которая предназначается для отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования воздуха в жилых домах. Во Франции проведены экспериментальные исследования по закачке воды с температурой до 180°C в водоносный горизонт на глубине 50 м, в результате которых намечены направления дальнейших исследований и масштаб внедрения.

В штате Аляска (США) демонстрируется экспериментальная установка, которая производит тепло при 90°C, в штате Миннесота — при 150°C. В штате Алабама были проведены два цикла аккумулярования и восстановления тепла. В первом цикле закачали 55 000 м³ воды с температурой 55°C на 48 сут, а затем откачали, коэффициент восстановления тепловой энергии составил 67%. Во втором цикле было закачено 58 000 м³, коэффициент восстановления тепла возрос до 74%. Эти и другие эксперименты подтверждают их эффективность. Отмечается, что проблема закупорки пор и трещин не возникает, если используется дублетная схема скважин (нагнетательная и водозаборная), а рассеяние тепла сохраняется

на приемлемом уровне. В частности, к таким выводам пришли в Японии и США [19].

Исследования и разработки показывают, что подземное аккумулирование тепловой энергии можно организовать по-разному в зависимости от принципа и способов аккумулирования. В первом случае в качестве аккумулирующей среды могут использоваться водонасыщенные пласты, вода, твердая порода и поверхностное поглощение. Во втором – природные формации (водоносные горизонты, каверны, пустоты и т.п.) и искусственные системы (выработки, шурфы, котлованы, емкости, заполненные твердыми частицами, зоны трещиноватости, образованные в результате взрыва или гидроразрыва).

Для подземного аккумулирования тепловой энергии важным является отработка технологии хранения тепла. Уже первые зарубежные результаты показали, что без особых предосторожностей безопасность и надежность не будут обеспечены при температурах выше 200°C и нет уверенности, что это легко разрешимо для температурного диапазона от 100 до 200°C .

Обнаружено, что тепловые потери являются неприемлемыми, когда горизонты состоят из породы с крупной гранулометрией (диаметр >1 дм). Это характерно, например, для твердых известняков. Слои с каменными нагромождениями, каналы с большой проницаемостью, континентальные и дельтовые образования пригодны для подземного аккумулирования тепловой энергии. Существует ограничение по закачке воды, взятой из поверхностного источника или из другого водоносного слоя из-за несовместимости воды. Не решен вопрос об уровне температуры хранения тепла. Данные свидетельствуют, что выгодно поддерживать температуру как можно выше. Например, во Франции эксперименты показали, что повышение температуры хранения со 100 до 200°C позволяет в 2–2,5 раза больше переносить тепла в 1 м^3 воды, а гидравлический дебит выше почти в 2 раза при одной и той же энергии откачки воды. Однако использование повышенных температур противоречит идее геометрического дублета, так как с ростом температуры на одну горячую скважину требуется несколько холодных нагнетательных скважин.

Одним из практических параметров является КПД подземного аккумулирования тепловой энергии, который представляет собой отношение между количеством возвращаемого и запасаемого тепла. Его значение зависит от уровня падения температуры. Предположительно считается, что лучше хранить тепло при более высокой температуре, что допускает более

высокое падение температуры. Однако падение на 40–50⁰С за несколько месяцев делает непригодным возвратное тепло для получения электроэнергии. Эксперименты и расчеты дают основание на достижение КПД на уровне 75–80%.

С точки зрения практической реализации сеть подземной воды и обогреваемая сеть должны быть обязательно разделены через теплообменник из-за химической несовместимости и независимых давлений воды в каждой из них. В то же время нельзя допускать вскипания воды в скважинах и в водоносном горизонте во избежание накипи, разрушения приставок и самого устройства, а особенно для устранения деградации теплового уровня, который практически не восстанавливается. Для этого должны предусматриваться соответствующие регулирующие устройства по поддержанию давления во время хранения, запуска или в периоды эксплуатации с малым дебитом.

Для проектирования и создания систем аккумулирования тепловой энергии должны быть получены достоверные данные о зависимости удельной проницаемости от температуры. Имеются сведения о заметном ее падении с ростом температуры. Необходимо выяснить проблему аккумулирования тепловой энергии в пористой среде с учетом растворимости и выпадения осадков при изменении температуры воды. Вода в пласте находится почти всегда в химическом равновесии с основной пласта, а изменение температуры вызывает изменение химических равновесий в процессе аккумулирования и рекуперации тепла. Очевидно, что нельзя создать эффективные ПТА, не располагая образцами воды и грунта. Даже в тех случаях, когда вода и не содержит много минералов, существуют явления растворимости и выпадения осадков, и они могут быть источником аварии. Поэтому должны быть приняты меры, исключаяющие крупные выпадения осадков вблизи скважины, а также обеспечены условия работоспособности теплообменников и насосов.

Должны быть изучены вопросы безопасности при создании подземных аккумуляторов тепловой энергии с учетом прогревания грунтовых вод (теплопроводность, конвекция, деривация, динамические перемещения и перемещения из-за неравномерности прогревания поверхности и близлежащих участков, опасность резких перемещений грунта при землетрясениях, образование трещин с выходом на поверхность) и другие аспекты (глубина расположения аккумуляторов, местные аномалии по глубине и плотности и т.п.).

Цель исследований и разработки по созданию подземных аккумуляторов тепловой энергии сводится к выявлению параметров, воздействующих на работу водоносных пластов и близлежащих участков, включая проницаемость, механизмы энергетических потерь, механические и гидравлические характеристики, экологические аспекты и работоспособность оборудования. При использовании горных выработок или полостей должны быть изучены вопросы воздействия теплоносителя в зависимости от параметров (давление, температура) на приконтурные зоны, выявлены условия возникновения разрушения слагающих массивов, потери устойчивости при термоциклировании. Должны быть разработаны методы расчета при определении термодинамических параметров горных пород и разработанной горной массы в условиях длительного воздействия давления и высоких градиентов температур. Одновременно следует изыскивать новые решения создания эффективных ПТА. Одним из таких решений является ПТА, выполненный в виде подземной полости, облицованной кирпичной кладкой, в которую помещается резервуар из резины или из пластмассы. Между ними и стенками полости образуется пространство, заполняемое пенопластом. Резервуар перед монтажом накачивается воздухом или газом. Снаружи предусматриваются дистанционирующие элементы, предохраняющие его от соприкосновения со стенками и дном полости. Во избежание его повреждения от заливочной массы он постепенно заполняется жидкостью с плотностью, равной плотности заливочной массы, причем уровни жидкости и массы выдерживаются одинаковыми [107].

Задачей исследований по разработке подземного аккумулярования тепловой энергии должно быть изучение вышеперечисленного комплекса проблемных и инженерных вопросов с целью развития данного направления для аккумулярования солнечной энергии, в том числе и в сочетании с другими источниками первичной энергии.

Таким образом, начиная с середины 70-х годов за рубежом и в СССР развернулись исследования по отработке различных технологий теплоаккумуляции и разработке емкостей для хранения накопленной энергии. Наибольшие успехи достигнуты в освоении теплоемкостных АТ. Обобщения ранее накопленного опыта создания и эксплуатации теплоаккумулярующих устройств на традиционных энергоустановках существенно облегчили их создание для СЭУ. Учитывая специфику СЭУ, а также недостатки и несовершенство ранее созданных АТ теплоемкостного типа, была проведена серия лабораторных

экспериментов по изучению стабильности ТАМ. Успешно прошли проверку ТАС в условиях, близких к промышленным, что в конечном итоге определило пути их совершенствования. Одновременно выявились трудности в освоении технологии аккумуляции тепла высокого потенциала в АТ теплоемкостного типа, а также в технологии на основе фазовых превращений и обратимых химических реакций.

Для АТ основное ограничение на пути серийного производства является их относительно высокая стоимость. В этой связи предстоит изыскивать решения, основанные на использовании недорогих ТАМ, позволяющих добиться снижения их стоимости. Для водяных АТ основным ограничением является рабочее давление в емкости для хранения тепла. Поэтому заслуживает внимания создание комбинированных теплоемкостных систем с использованием органических ТАМ, широко доступных природных материалов (камень, гравий и т.п.).

В области освоения технологии аккумуляции тепла проведенные эксперименты и теоретические изыскания определили ряд проблемных вопросов, которые предстоит изучить с тем, чтобы было возможным создать недорогие АТ, но эффективные с точки зрения передачи тепла от теплоприемника к потребителю энергии через этап ее хранения в ТАМ, размещенном в емкости АТ.

В области термохимических АТ имеются существенные трудности, но их высокая энергоемкость позволяет продолжить экспериментальные работы особенно с использованием обратимых химических реакций (де)гидратации гидратных солей. Для аккумуляции тепла высокого потенциала в интервале $250-1000^{\circ}\text{C}$ заслуживают внимания АТ в первую очередь на основе карбонатов кальция и магния, гидроксидов кальция и магния, сульфатов железа и серного ангидрида.

Перспективным направлением аккумуляции солнечной энергии считаются ПТА. В комбинации с традиционными источниками энергии они могут найти применение как для краткосрочного, так и для сезонного хранения тепла. Опыт экспериментальных установок на основе ПТА в ряде зарубежных стран, особенно в Швеции, показал, что этот метод аккумуляции тепла требует тщательного изучения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт эксплуатации первых экспериментальных СЭС показал их достаточную надежность. На отдельных СЭС показатели превзошли проектные. Например, в Барстоу (США) при максимальной проектной мощности 10 000 кВт на испытаниях зарегистрирована максимальная мощность 11 400 кВт.

Единичная мощность СЭС башенного типа лимитируется главным образом высотой башни. При высоте башни 250–300 м мощность единичного модуля СЭС может достигать 100 000 кВт.

Таким образом, технический барьер на пути создания крупных СЭС промышленного уровня мощности сегодня можно считать преодоленным. Однако предстоит преодолевать другой, не менее трудный барьер – экономический. Он обусловлен тем, что построенные в последние годы СЭС при современных ценах на топливе неконкурентоспособны с традиционными ТЭС и АЭС. Необходимо снизить удельные капитальные затраты на их сооружение по крайней мере на порядок. Одной из причин высоких удельных затрат на сооружение СЭС является их уникальность, при постройке которых пока не используются преимущества серийного специализированного производства.

Предстоит разорвать заколдованный круг: пока СЭС обходятся дорого, нельзя развернуть специализированное серийное производство оборудования, а пока не будет организовано такое производство – оборудование для СЭС будет обходиться многократно дороже. Для этого важно выявить возможности повышения экономической эффективности СЭС. Они сводятся в основном к следующему: рациональное размещение СЭС в районах с высокой плотностью солнечного излучения, оптимизация поля гелиостатов с преимущественным расположением зеркал в наиболее эффективной северной части поля, выбор оптимальной высоты башни, повышение параметров рабочего тела, использование солнечных приемников полостного типа, оптимизация систем аккумуляирования.

Важным средством повышения эффективности СЭС является применение и таких широко известных и хорошо зарекомендовавших себя способов, как промежуточной перегрев пара и регенеративный подогрев питательной воды.

Использование результатов исследований только в перечисленных направлениях позволяет увеличить количество энергии, получаемой с каждого квадратного метра зеркальной поверхности гелиостатов, в 5,5–6,5 раза по сравнению с первой СЭС-5, построенной в Крыму.

Принимая во внимание тенденцию неуклонного удорожания первичных топливно-энергетических ресурсов и имеющиеся реальные возможности снижения удельных затрат при переходе на серийное специализированное производство оборудования, можно ожидать, что уже в обозримой перспективе СЭС промышленного уровня мощности в южных регионах СССР могут стать экономически эффективными.

Научно-технический прогресс в этой области связан с дальнейшими исследованиями в целях совершенствования тепловых технологических схем, выбором эффективных теплоносителей, в том числе для систем теплового аккумулирования, разработкой головных образцов и совершенствованием технологии изготовления нестандартизированного гелиотехнического оборудования, созданием эффективных систем автоматического управления технологическими процессами СЭС.

Важным этапом на пути развития солнечной электроэнергетики является освоение полномасштабного опытно-промышленного модуля СЭС мощностью до 100 000 кВт.

На первом этапе вряд ли целесообразно строительство автономных СЭС. Более оправданным является создание солнечных пристроек к действующим или строящимся ТЭС. В этом случае отпадает необходимость в сооружении машинного зала, силовой установки, электротехнического хозяйства и других общестанционных сооружений, что позволит создать крупномасштабные СЭУ с меньшими издержками и при более благоприятных условиях. В то же время полученная в солнечном приемнике энергия может быть полезно использована в цикле ТЭС как для выработки дополнительной энергии, так и для повышения топливной экономичности ТЭС. Накопленная в аккумуляторах горячей воды солнечная энергия может эффективно заменить регенеративной подогрев питательной воды в часы максимальных нагрузок ТЭС.

На одной из вновь строящихся южных ТЭС СССР целесообразно сооружение отдельного солнечно-топливного энергоблока.

Представляется, что такой путь позволит выиграть время и ускорит решение широкого комплекса научно-технических проблем создания экономически эффективных СЭС. Одновременно при этом могут постепенно решаться и вопросы создания материально-технической и машиностроительной базы для развертывания в перспективе серийного производства оборудования для СЭС. Однако и в этом случае из-за ограниченного числа часов солнечного сияния целесообразно комбинированное использование СЭС совместно с гидравлическими, ветроэлектрически-

ми, гидроаккумулирующими, воздушно-аккумулирующими или геотермическими электростанциями.

За рубежом также продолжаются интенсивные исследования в области крупномасштабной солнечной энергетики. В США начато строительство очередной СЭС мощностью 43 000 кВт в Южной Калифорнии. Удельные капитальные вложения в нее будут уже втрое ниже, чем в станцию мощностью 10 000 кВт, построенной в Барстоу в 1983 г. Начато проектирование СЭС башенного типа мощностью 100 000 кВт, строительство которой запланировано на 1988 г.

Как бы ни была сложна проблема создания крупных экономически эффективных СЭС, нет непреодолимых препятствий на пути ее решения. В соответствии с Основными положениями Энергетической программы СССР на длительную перспективу наступила пора создания материально-технической базы для планомерного освоения неиссякаемой по потенциальным ресурсам и экологически чистой солнечной энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Апариси Р.Р., Баум В.А., Гарф Б.А. Солнечные установки большой мощности. "Использов. солнечной энергии". М.: Изд-во АН СССР, 1957, 85-98.
2. Апариси Р.Р., Хандис Б.Г., Урявина Т.Н. Кинематические особенности концентраторов СЭС башенного типа. "Альтернатив. источники энергии. Материалы сов.-ит. симпози., Москва, 1982, ч. 2". М., 1983, 63-70 (Реферативный журнал "Энергетика"*, 1984, 3Г26).
3. Апариси Р.Р., Теляков Д.И., Хандис Б.Г. Метод нормограмм для кинематического расчета массива гелиостатов СЭС башенного типа. "Гелиотехника", 1983, № 5, 28-32 (РЖЭн, 1984, 4Г18).
4. Ахмедов Р.Б. Перспективы создания крупных солнечных электростанций в СССР. "Пробл. создания крупн. солнечно-топлив. электростан. в Узбекистане". Ташкент, 1983, 5-12 (РЖЭн, 1983, 11Г69).
5. Ахмедов Р.Б., Пожарнов В.А., Чеховский В.М. Основные направления повышения эффективности солнечных электростанций. "Гелиотехника", 1984, № 4, 29-33 (РЖЭн, 1985, 1Г18).

* В дальнейшем сокращено РЖЭн.

6. Ахмедов Р.Б., Пожарнов В.А., Чаховский В.М. Эффективность включения аккумуляторов тепла в схемы солнечных и комбинированных солнечно-топливных электростанций. Там же, № 5, 26-29 (РЖЭн, 1985, 3Г13).
7. Баум И.В. Математическая имитационная модель работы оптической системы СЭС. Там же, 1981, № 4, 46-52 (РЖЭн, 1982, 2Г97).
8. Баум И.В., Налиткин А.К. Сравнительные характеристики экспериментальных солнечных электростанций. Там же, 1982, № 5, 76-80 (РЖЭн, 1983, 1Г80).
9. Баум И.В., Койшиев Т.К. Оптимизация компоновки оптических систем СЭС. "Возобновл. источники энергии. Тез. докл. 2 Всес. конф., Ереван, 28-31 мая, 1985", Черногоровка, 1985, 265 (РЖЭн, 1985, 9Г33).
10. Вартамян А.В., Авакян Ю.В., Гагиян Л.А. Исследование электрических и тепловых характеристик экспериментальных модулей фотоэлектрических станций с параболическими концентраторами и линейчатыми линзами Френеля. Там же, 44-45 (РЖЭн, 1985, 9Г47).
11. Галушак В.С. Первая в СССР солнечная электростанция. "Энерг. и электрифик". Киев, 1985, № 1, 20-21 (РЖЭн, 1985, 8Г6).
12. Итман Д.Д. и др. Конструкция опытного солнечного парогенератора экспериментальной солнечной электростанции мощностью 5 МВт (СЭС-5). "Телиотехника", 1983, № 1, 33-37 (РЖЭн, 1983, 10Г65).
13. Муратова Т.Н. Прогнозирование пусковых режимов парогенератора экспериментальной солнечной электростанции СЭС-5. "Возобновл. источники энергии. Тез. докл. 2 Всес. конф., Ереван, 28-31 мая, 1985". Черногоровка, 1985, 489 (РЖЭн, 1985, 9Г30).
14. Солевая теплоаккумулирующая смесь. А.С. 1036734, СССР, Заявл. 26.04.82, опубл. в Б.И., 1983, № 31 (Отд. вып. РЖ 90 "Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии"*, 1984, 6.90.111П).
15. Теплоаккумулирующая солевая смесь. А.С. 1028706, СССР, Заявл. 22.07.81 опубл. в Б.И., 1983, № 26 (РЖ 90, 1984, 6.90.110П).
16. Тепляков Д.И., Апариси Р.Р. Особенности испытаний гелиостатов на полигоне СЭС-5. "Телиотехника", 1985, № 2, 32-36 (РЖЭн, 1985, 8Г10).

* Сокращенно РЖ 90.

17. Тешляков Д.И., Апариси Р.Р., Ханцис Н.Е. Комплексная программа исследований, планируемых на электростанции СЭС-5. "Возобновл. источники энергии. Тез. докл. 2 Всес. конф., Ереван, 28-31 мая 1985". Черноголовка, 1985, 291 (РЖЭН, 1985, 9Г27).
18. Трепутнев А.В. и др. Экспериментальные исследования характеристик многофасетных зеркальных гелиостатов на полигоне СЭС-5. Там же, с. 292 (РЖЭН, 1985, 9Г26).
19. Щетле В. и др. Аккумуляирование тепловой энергии в водоносных горизонтах. М: Энергоатомиздат, 1984, 205 с. (РЖ 90, 1985, 1.90.194К).
20. Абэ Й. Высокотемпературные теплоаккумулирующие материалы с фазовым переходом, используемые в промышленности и для выработки электроэнергии. "Когё дайрё, Eng. Mater." 1984, 32, № 5, 62-69 (РЖ 90, 1985, 1.90.204).
21. Итакава Ц. Солнечные электростанции в Японии. "Дэнки хёрон, Elec. Rev.", 1980, 65, № 10, 855-859 (РЖЭН, 1981, 7Г205).
22. Кан Дэ. Теплоаккумулирующие материалы с фазовыми переходами, применяемые для охлаждения и обогрева помещений. "Когё дайрё, Eng. Mater. ", 1984, 32, № 5, 37-41 (РЖ 90, 1984, 1.90.206).
23. Танака Т. Солнечная электростанция в Японии. "Хайкан гидэюцу, Piping Eng.", 1980, 22, № 8, 76-83 (РЖЭН, 1981, 3Г212).
24. Фукуда К. Солнечная электроэнергетика в Японии. "Тек-кокай", 1982, 32, № 4, 38-45 (РЖЭН, 1983, 3Г89).
25. Achard P. Characterization and modelling of units using salt Hydrates. "Energy Storage. Pap. Int. Conf., Brighton, Apr. 29 - May 1, 1981. Vol. 2." Cranfield, 1981, 403-410 (РЖ 90, 1983, 4.90.123).
26. Alland J.P. Exploitation d'une boucle d'essais à sels fondus. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 621-625 (РЖЭН, 1981, 12Г228).
27. Arizona utility to convert oil-fired power plant to solar. "Air Cond. Heat and Refrig. News", 1982, 157, № 12, 21 (РЖЭН, 1983, 5Г72).
28. ASHRAE publishes report on thermal energy storage. "Ibid.", 1984, 162, № 17, 3, 39 (РЖЭН, 1985, 2С23).
29. Bammert K., Simou M., Sutsch A. Large parabolic dish collectors with gas turbines. "Atomkern. Kerntechn.", 1981, 38, № 4, 257-267 (РЖЭН, 1982, 1Г107).

30. Bartel J.J., Skvarna P.E. 10-MWe solar thermal central receiver pilot plant. "Trans. ASME. J. Solar Energy Eng.", 1984, 106, № 1, 50-58 (PЖЭН, 1984, 9Г17).
31. Baum I.V. A mathematical simulation model of the solar power system optics. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 339-344 (PЖЭН, 1982, 1Г93).
32. Baum R.M. Solar electric power plant due to start up. "Chem. and Eng. News.", 1982, 60, № 11, 27-29 (PЖЭН, 1982, 8Г76).
33. Borgese D. et al. Eurelios, the 1MW (el) solar electric power plant: A European Community Research Project in the field of new energy sources. "11th World Energy Conf., Munich, 1980. Vol. 2. Div. 2." 1980, 79, 126, 374-387 (PЖЭН, 1981, 11Г133).
34. Borgese D. et al. Eurelios, The 1-MW (el) helioelectric power plant of the European Community Program. "Trans. ASME: J. Solar Energy Eng.", 1984, 106, № 1, 66-77 (PЖЭН, 1984, 9Г25).
35. Cacciola G., Restuccia G., Giordano N. The catalytic reversible (de) hydrogenation of cyclohexane as a means for energy storage and chemical heat pump. "Energy Storage. Pap. Int. Conf., Brighton, Apr. 29-May 1, 1981. Vol. 1". Cranfield, 1981, 73-89 (PЖ 90, 1983, 4.90.126).
36. Cefaratti G., Gretz J. Eurelios. "Sunworld", 1981, 5, № 4, 108-110 (PЖЭН, 1982, 5Г138).
37. La centrale solaire d'Eurelios, en Sicile. "Techn. energ.", 1980, № 35, 24-25 (PЖЭН, 1981, 5Г214).
38. La centrale solare di Adrano. "Elet. ind.", 1981, № 1-2, 10-12 (PЖЭН, 1982, 1Г81).
39. La centrale solaire Thémis. "Eau ind., nuisances", 1983, № 76, 46-48 (PЖЭН, 1984, 1Г23).
40. Centrales solaires de 1MW en Japon. "Techn. énerg.", 1981, № 52, 55 (PЖЭН, 1982, 4Г123).
41. Chabreuil M. Thémis; l'énergie solaire a l'épreuve. "Usine nouv.", 1983, № 1, 26 (PЖЭН, 1983, 5Г65).
42. Cohen B.M., Rice R.E., Rowny P.E. Phase-change thermal storage for solar electric power generation. "Solar World Forum. Proc. Int. Solar Energy Soc. Congr., Brighton, 23-28 Aug., 1981, Vol. 4". Oxford e.a., 1982, 3055-3061 (PЖЭН, 1983, 2Г97).
43. Collon A., Leclerc A. Les champs d'héliostats de Thémis. "Entropie", 1980, 16, № 96, 84-94 (PЖЭН, 1982, 1Г77).

44. Copeland R.G., Green J. Raft thermocline thermal storage. "18th Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf., 1983, New York Proc. Vol. 4" New York; N.Y., 1983, 1801-1805 (РЖ 90, 1984, 7.90.126)
45. De Gruijter L.A. Selection of the type of steam water circulation and superheater design for a 5MW (thermal) central solar receiver. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 563-568 (РЖЭн, 1981, 12Г209).
46. Drouot L.P., Hillairet M.J. The Thémis program and the 2500 kW Thémis solar power station at Targassonne." Trans. ASME: J. Solar Energy Eng.", 1984, 106, № 1, 83-89 (РЖЭн, 1984, 9Г24).
47. Durand H. Le soleil au banc d'essai. "Rev. franç. élec.", 1981, 54, № 275, 6-11 (РЖЭн, 1982, 5Г137).
48. Durisch W., Covelli B., Mutti W.H. Effizienter Speicher für Solar- und Prozesswärme. "Schweiz. techn. Z.", 1982, № 22, 6-7, 10-11, 13 (РЖЭн, 1983, 3Г80).
49. Eberhard F. Sonnenturmkraftwerk. Заявка 2937529, ФРГ. Заявл. 17.09.79, опубли. 19.03.81 (РЖЭн, 1982, 1Г84).
50. Erben E. Wärmetausch- und Speicherbehälter als Absorber für Solaranlagen. Заявка 2828118, ФРГ, Заявл. 27.06.78, опубли. 10.01.80 (РЖЭн, 1981, 2Г166).
51. Erste Betriebsergebnisse des Sonnekraftwerks Almeria (Spanien). "Elec. - Rev." (Suisse), 1982, 74, № 17, 18-19 (РЖЭн, 1982, 9Г78).
52. Erste Solar-Diesel-Kraftstation der Welt. "MTZ", 1983, 44, № 2, 58 (РЖЭн, 1983, 5Г70).
53. Etiévant C. La première solaire française voit le jour. "Recherche", 1981, № 129, 90-91 (РЖЭн, 1982, 5Г135).
54. Eurelios - a First for Europe. "Mod. Power Syst.", 1981, 1, № 7, 26-30 (РЖЭн, 1982, 1Г80).
55. Faas S.E., Peila W.C. Thermalstorage experience at Solar One and the molten salt thermal energy storage subsystem research experiment. "18th Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf.: Energy Marketplace. Orlando, Fla, Aug. 21-26, 1983. Proc. Vol. 4 "New York, N.Y., 1983, 1762-1768 (РЖЭн, 1984, 7Г17).
56. Facchini U. et al. Determination of the interference between the elements of a central receiver solar system. "Nuovo cim.", 1982, C5, № 1, 84- 98 (РЖЭн, 1982, 12Г96).
57. Facts about Solar I. "Energy Eng.", 1984, 81, № 1, 64-65 (РЖЭн, 1984, 9Г16).

58. Fara V.L., Grigorescu R., Ropovici A. The analytical study of the intensity distribution of solar radiation focused on the receiver of a solar thermal power plant. "Rev. roum. phys.", 1981, 26, № 6, 627-636 (PЖЭН, 1982, 2Г100).
59. Gervais R.L. Solar One: One year after turbine roll. "Mod. Power Syst.", 1983, 3, № 7, 19-20 (PЖЭН, 1984, 4Г15).
60. Grasse W. Solarthermische Versuchsvorhaben auf der spanischen Plataforma Solar. "DFVLR-Nachr.", 1981, № 34, 6-10 (PЖЭН, 1982, 4Г120).
61. Grasse W., Becker M. Central Receiver System (CRS) in the Small Solar Power Systems Project (SSPS) of the International Energy Agency (IEA). "Trans. ASME: J. Solar Energy Eng.", 1984, 106, № 1, 59-65, (PЖЭН, 1984, 9Г26).
62. Grasse W., Winter C.J. Two 500 kWe solar power plants in Almería (Spain International Energy Agency), Project SSPS (IEA). "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 39-47 (PЖЭН, 1981, 12Г166).
63. Gravrand J.M., Pouget-Abadie X. Le récepteur solaire Thémis. "Entropie", 1980, 16, № 6, 94-103 (PЖЭН, 1982, 1Г78).
64. Gretz J. EURELIOS, the world's first operating solar power tower plant (1 MWel). "Beyond Energy Crisis: Opportunity and Challenge. 3rd Int. Conf. Energy Use Manag., Berlin (West), Oct. 26-30, 1981, Vol. 2." Oxford e.a., 1981, 873-879 (PЖЭН, 1982, 12Г91).
65. Gretz J. Solar thermal power generation. The example of the European 1 MW (el) power plant "EURELIOS", "Solar World Forum. Proc. Int. Solar Energy Soc. Congr., Brighton, 23-28 Aug., 1981, Vol. 4". Oxford e.a., 1982, 2705-2714 (PЖЭН, 1983, 2Г88).
66. Groves D.J. et al. Assessment of solar hybrid repowering for electric utilities. "Sun II: Proc. Int. Solar Energy Soc. Silver Jubilee Congr., Atlanta, Ga, 1979, Vol. 2". New York e.a., 1979, 1156-1160 (PЖЭН, 1981, 8Г211).
67. Hallet R.W., Gervais R.L. The solar ten megawatt pilot plant. Ibid., p. 1137-1140 (PЖЭН, 1981, 8Г212).
68. Hanselmann G. et al. Combined solar and waste heat utilisation in a power plant at Meckatharra, Western Australia. "Sol. World Congr. Proc. 8th Bien, Congr. Int. Sol. Energy Soc., Perth, 14-19 Aug., 1983, Vol. 3". Oxford e.a., 1984, 1598-1601 (PЖЭН, 1985, 4Г37).

69. Harrois-Monnin F., Orto H.S. France et Amerique; les centrales solaires démarrent. "Sci. et vie", 1982, 131, № 772, 95-99, 101 (PЖЭН, 1982, 6Г93).
70. Hart W.G. Heliostat control systems. "24th Midwest Symp. Circuits and Syst., Albuquerque, N.M., June 29-30, 1981". North Hollywood, Calif., 1981, 715-719 (PЖЭН, 1983, 7Г59).
71. Heat storage energy savings. "Proc. Int. Symp., Stockholm, 1980, Vol. 2". Oxford e.a., 1981, 609-613 (PЖ 90, 1983, 1.90.162).
72. Hennebicq S.P. Simulation of the operation of the solar-thermal power plant Thémis. "Simulat. Syst. 79". Amsterdam e.a., 1980, 617-624 (PЖЭН, 1982, 1Г79).
73. Hilderbrandt A.F., Gretz J. Power generation with solar central receivers. "Energy Resour. and Environ. Pap. 1st US-China Conf., Beijing, 7-12 Nov., 1982," New York. e.a., 1982, 451-457 (PЖЭН, 1984, 3Г19).
74. Hillairet J. La centrale solaire THEMIS. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 29-34 (PЖЭН, 1981, 12Г164).
75. Hillairet J. Thémis-La centrale solaire. "Entropie", 1981, 16, № 96, 80-84 (PЖЭН, 1982, 1Г76).
76. IEA - Solarkraftwerk in Almeria in Betrieb genommen. "TÜ", 1981, 22, № 11, 452 (PЖЭН, 1982, 3Г144).
77. Inter-seasonal heat store. "Heat and Vent. Eng.", 1984, 58, № 666, 20 (PЖЭН, 1985, 1С326).
78. Januszewski J. Zastosowanie termochemicznej akumulacji ciepła w energooszczędnych systemach gorzowania. "Pr. nauk Inst. inż. chem. i urzad. ciep. PWrocł.", 1984, № 44, 224-229 (PЖНИВИА, 1985, 3.90.176).
79. Japans erstes Sonnenergiekraftwerk. "Universum", 1980, 35, № 1, 20-21 (PЖЭН, 1981, 1Г203).
80. Johnson T.L. et al. Sodium cooled solar central receiver power station. "Sun II: Proc. Int. Solar Energy Soc. Silver Jubilee Congr., Atlanta, Ga, 1979, Vol. 2. "New York e.a., 1979, 1146-1150 (PЖЭН, 1981, 8Г214).
81. Kemper J.P. The platforma solar. "S. Afr. Mech. Eng.", 1981, 31, № 8, 198-203 (PЖЭН, 1982, 3Г143).
82. Labdon M.B., Güçeri S. I. Analysis of cylindrical heat exchanger with phase-change materials. "3rd Miami Int. Conf. Alternative Energy Sources, Miami Beach, Fla, 15-17 Dec., 1980. Vol. 1". Washington e.a., 1983, 305-334 (PЖЭН, 1983, 7С265).

83. Li K.W., Cashman J. Combined solar and fossil fuel systems for electric power generation. "2nd Miami Int. Conf. Alternative Energy Sources, Miami Beach, Fla, 1979, Proc. Condens. Pap." Coral Gables, Fla, s.a., 739-741 (РЖЭн, 1981, 12Г198).
84. Marshall R. Experimental experience with the ASHRAE/NBS procedures for testing a phase change thermal storage device. "Energy Storage. Pap. Int. Conf., Brighton, Apr. 29-May 1, 1981. Vol. 1". Cranfield, 1981, 129-143 (РЖ 90, 1983, 3.90.104).
85. Martinez P. et al. CESA-1 simulation. "Proc. MELECON'83: 2nd Mediter. Electrotechn. Conf., Athens 24-26 May, 1983. Vol. 2. S.I. s.a. E5 03/[1]E5. 03/[2] (РЖЭн, 1984, 10Г13).
86. Matsui M., Toyoguchi Y. Solar thermal power generation pilot plant at Nio, Japan, "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 83-89 (РЖЭн, 1981, 12Г173).
87. Minto W.L. Method and apparatus for accumulating storing and releasing thermal energy. Пат. 4291755, США. Заявл. 10.10.78, опубли. 29.09.81 (РЖЭн, 1982, 7С308П).
88. Molten salts considered for solar unit. "Chem. Eng.", (USA), 1982, 89, №11, 41, 43 (РЖЭн, 1983, 1Г82).
89. Muñoz T.A. et al. A Spanish "Power Tower" solar system: Project CESA-1. "Trans ASME; J. Solar Energy Eng.", 1984, 106, № 1, 72-82 (РЖЭн, 1984, 9Г27).
90. New Spanish solar plant functions well. "Int. Power Generat.", 1984, 7, № 2, 22-23 (РЖЭн, 1984, 8Г36).
91. Nicholls R.L. Comparisons of deepwell and insulated shallow earth storage of solar heat. "Solar Energy", 1978, 20, № 2, 127-137 (РЖЭн, 1978, 8Г122).
92. Pangborn J.B. Energy storage by salt hydration. Пат. 4303101, США. Заявл. 24.04.78, опубли. 01.12.81 (РЖЭн, 1982, 9С269П).
93. Parker W.G., Buggy J.J. Repowering electric utility generation units with solar energy. "Energy Technol. 7: Expand. Suppl. and Conserv. Proc. 7th Conf., Washington, D.C., 1980". Washington, D.C., 1980, 1236-1252 (РЖЭн, 1981, 12Г199).
94. Patlco R.N.V. Vorrichtung zur Speicherung und Abgabe der Wärme eines von der Sonne angeheizten Fluids. Пат. 636948, Швейцария, Заявл. 21.12.78, опубли. 30.06.83 (РЖЭн, 1984, 1Г15).
95. Pennec C. Almeria: des centrales solaires dans un decor de western. "Techn. éner.", 1980, № 35, 23-24 (РЖЭн, 1981, 5Г213).

96. Perez M. Conversion termica de la energía solar en electricidad. "Metales y mag.", 1981, nov. - dic., 71, 73-75 (PЖЭн, 1982, 7Г79).
97. Pirineo-Alta Gerdaña-inauguración de la central solar Font Romeu. "Iberica", 1982, 60, № 234, 261-264 (PЖЭн, 1982, 11Г94).
98. Plooy B. du. The world's largest solar thermal power station. "S. Afr. Mech. Eng.", 1984, 34, № 10, 377, 379 (PЖЭн, 1985, 4Г27).
99. Pomeroy B.D., Salemme R.M. Alternative configurations for sodiumcooled solar thermal power plants. "IEEE Trans. Power Appar. and Syst.", 1980, 99, № 5, 2012-2019 (PЖЭн, 1981, 3Г225).
100. Ponnappan R., Jacobson D.L. High temperature phase-change thermal storage. "AIAA Pap.", 1982, № 76, 8 pp. (PЖЭн, 1982, 3Г142).
101. Power from the Sun. "Consult. Eng." (Gr. Brit.), 1981, 45, № 11, 15-16 (PЖЭн, 1982, 3Г142).
102. Prieto R., Damsker D.J. Evaluation of a solar central receiver integrated with a copper smelter based cogeneration facility. "4th Miami Int. Conf., Alternative Energy Sources, Miami Beach, Fla, 14-16 Dec., 1981. Proc. Condens. Pap." Coral Gables, Fla, (1981), 472-473 (PЖЭн, 1982, 10Г102).
103. Prins T. Sunshines on energy projects in California. "Electron. and Power", 1982, 28, № 10, 656-657 (PЖЭн, 1983, 8Г67).
104. Radosevich L.G., Wyman C.E. Thermal energy storage development for solar electrical power and process heat applications. "Trans. ASME: J. Solar Energy Eng.", 1983, 105, № 2, 111-118 (PЖЭн, 1984, 7.90.123).
105. Repowering with solar-power central receivers getting attention. "Power", 1980, 124, № 11, 134 (PЖЭн, 1981, 5Г219).
106. Rieger A.W. Erste Betriebserfahrungen beim IEA-SSPS-Kraftwerk Almeria, Spanien. "Elektrotechn. und Maschinenbau", 1983, 100, № 1, 16-18 (PЖЭн, 1983, 7Г62).
107. Roseen R.A., Schmeling P. Förfarande för inklädnig av en kavitet. Заявка 418631, Швеция, Заявл. 10.09.79, опубл. 15.06.81 (PЖЭн, 1982, 9С267П).
108. Rubeck M. A solar thermal-electric experimental plant. "Sun II: Proc. Int. Solar Energy Soc. Silver Jubilee Congr., Atlanta, Ga, 1979. Vol. 2". New York, e.a., 1979, 1125-1129 (PЖЭн, 1981, 8Г213).

109. Saad E. Wärmeübertragung in einen Latentwärmespeicher mit beripptem Ringspaltrohrwärmeaustauscher. Diss. Dokt. – Ing. Fak. Energietechn. Univ. Stuttgart, 1982, X. 145. S. (PЖ 90, 1983, 4.78.268Д).
110. Saitoh T., Hirose K. High Rayleigh number solutions to problems of latent heat thermal energy storage in a horizontal cylinder capsule. "Trans. ASME. J. Heat Transf.", 1982, № 3, 104 (PЖ 90, 1983, 2.78.124).
111. Saitoh T., Hirose K. Stockage thermique par chaleur latente dans la gamme 100 à 150°C. "Rev. phys. appl.", 1982, 17, № 9, 595–605 (PЖЭн, 1983, 1С341).
112. Sassi G. Mathematical model for a noniterative optimization of each system for exploiting solar energy. "Nuovo cim.", 1982, C5, № 1, 99–111 (PЖЭн, 1982, 12Г103).
113. Schmidt G. Der Einfluß des Fluids auf die Turbine und den Anlagenwirkungsgrad von Rankine-Kreislaufen. "Brennst. – Wärme-Kraft", 1981, 33, № 7–8, 316–320 (PЖЭн, 1982, 1Г75).
114. Schweinberg R.N., Reeves I.N. 10 MWe solar thermal central receiver pilot plant. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 49–53 (PЖЭн, 1981, 12Г162).
115. Selvage C. The U.S. solar thermal power program. "Elec. Power Syst. Res.", 1980, 3, № 3–4, 227–265 (PЖЭн, 1981, 5Г209).
116. Slemmons A.J., Grossi B.J. Modeling and performance of solar thermal line-focus power system. "Colloq. Int. CNRS", 1980, № 306, 107–113 (PЖЭн, 1982, 1Г96).
117. Smith O.J.M. Dual-mode solar field. "Sol. World. Congr. Proc. 8th Bien. Congr. Int. Sol. Energy Soc., Perth, 14–19 Aug., 1983. Vol. 3". Oxford e.a., 1984, 1809–1813 (PЖЭн, 1985, 5Г26).
118. Solar costs ten times more than nuclear power. "Elec. Rev.", (Gr. Brit.), 1983, 213, № 8, 6 (PЖЭн, 1984, 1Г21).
119. Solar One continues to set record performance standards. "Int. Power Generat.", 1983, 6, № 6, 32 (PЖЭн, 1984, 1Г20).
120. Solar One: Despite weather, five-year test well under way. "Power", 1983, 127, № 4, 118–119 (PЖЭн, 1983, 11Г81).
121. Solar One. Full steam ahead. "Solar Eng. and Contract.", 1983, 2, № 7, 22–23 (PЖЭн, 1984, 4Г17).
122. Solar One generates First electricity-commercial design completed. "Mod. Power Syst.", 1982, 2, № 9, 71, 73, 75–76 (PЖЭн, 1983, 4Г87).

123. Solar One sun-powered electrical plant of the future.
"Afr. Techn. Rev.", 1983, Dec., 56 (РЖЭн, 1984, 4Г16).
124. Solar One update. "Mach. Des.", 1983, 55, № 19, 10 (РЖЭн, 1984, 3Г20).
125. 1-MW(th) solar thermal conversion full system experiment.
"EPRI. Techn. Rept. Sum. Adv. Power Syst. Div.", 1982, № AP2435, SY, Xpp. (РЖЭн, 1983, 5Г63).
126. Solar thermal power generation pilot plants. "Jap. Ind. and Technol. Bull.", 1981, № 2, 2-6 (РЖЭн, 1982, 2Г79).
127. Sonnenkraftwerk in Spanien fertiggestellt. "DFVLR-Nachr.", 1981, № 33, 36 (РЖЭн, 1981, 10Г176).
128. Sonnenkraftwerk mit Natriumkühlung. "Schweiz. Maschinenmarkt", 1980, 80, № 42, 46 (РЖЭн, 1981, 4Г197).
129. Stahe D., Weizenkamp H., Fricker H. Auslegung eines natrium gekühlten 2,7 MW-Receivers für ein Sonnen-Kraftwerk. "Brennst. - Wärme-Kraft", 1981, 33, № 11, 451-454 (РЖЭн, 1982, 3Г146).
130. Stewart J.M. Heat collecting utilizing and storage apparatus and method. Пат. 4340033, США, Заявл. 05.03.79, оубл. 20.07.82 (РЖЭн, 1983, 4Г112).
131. Stilwell R.N. SYL THERM 800 heat transfer liquid and the solar total energy project. "Sol. World Congr. Proc. 8th Bien. Congr. Int. Sol. Energy Soc., Perth, 14-19 Aug., 1983. Vol. 3". Oxford e.a., 1984, 1833-1838 (РЖЭн, 1985, 5Г51).
132. Stirling/solar agreement signed. "Mod. Power Syst.", 1984, 4, № 1, 9 (РЖЭн, 1984, 10Г16).
133. Storing heat from power generation. "Elec. World", 1983, 197, № 2, 20 (РЖЭн, 1983, 9Г81).
134. Stockage saisonnier de l'energie solaire. Projet de Lyckelo en Suède. "Sonnenergie", 1984, 10, № 2, 35-37 (РЖЭн, 1984, 8Г56).
135. Strub A., Toth E. The 1 MWe European solar tower plant. "Sun II: Proc. Int. Solar Energy Soc. Silver Jubilee Congr., Atlanta, Ga, 1979, Vol. 2". New York e.a., 1979, 1181 -1184 (РЖЭн, 1981, 8Г224).
136. Surette R.G., Moore A.E., Pauckert R.P. Design, fabrication and initial testing of Solar One receiver. "Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf.: Energy - Spark and Lifeline Civiliz., Los Angeles, Calif., Aug. 3-12, 1982. Vol. 3". New York, N.Y., 1982, 1463-1467 (РЖЭн, 1983, 7Г55).

137. Sutsch A.G. Advantages of large parabolic dish systems for power generation. "Solar World Forum. Proc. Ind. Solar Energy Soc. Congr., Brighton, 23-28 Aug., 1981. vol. 4". Oxford e.a., 1982, 2961-2959 (PЖЭИ, 1983, 1Г94).
138. Takeshi S., Uenishi A., Anzai S. Thermal energy storage subsystem using encapsulated molten salt for solar thermal electric power system. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 583-589 (PЖЭИ, 1981, 12Г235).
139. Tani T., Sunami T. Research and development of solar thermal electric power system in Japan. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 59-63 (PЖЭИ, 1981, 12Г174).
140. Telkes M. Latent heat storage techniques. "Energy Sun. Symp. Pap., Chicago, Ill., 1978". Chicago, Ill., 1978, 325-326 (PЖЭИ, 1981, 5Г152).
141. Thémis, centrale solaire expérimentale. "Rev. gén. élec." 1983, № 7-8, 501 (PЖЭИ, 1984, 1Г24).
142. Thémis, un banc d'essais et un appui technologique pour une coopération internationale. "Energie Mag.", 1983, № 68-69, 40-42 (PЖЭИ, 1983, 12Г129).
143. Torralbo A.M. A Spanish "Power Tower" solar system. The project CESA-1. "Solar World Forum. Proc. Int. Solar Energy Soc. Congr., Brighton, 23-28 Aug., 1981, Vol. 4". Oxford e.a., 1982, 2931-2935 (PЖЭИ, 1983, 2Г87).
144. Van Bibber L.E., Parker W.G. An evaluation of alternate system configurations for solar repowering electric power plants. "Proc. 16th Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf., Atlanta, Ga, Aug. 9-14, 1981. Vol. 2". New York, N.Y., 1981, 1782-1786 (PЖЭИ, 1982, 5Г144).
145. Vant-Hull L.L. Optimization of heliostat fields for solar tower systems. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 319-325 (PЖЭИ, 1982, 1Г90).
146. Vidal A. Visits to Thémis. "Chauff. - vent. - cond.", 1984, 60, № 11, 6-8 (PЖЭИ, 1985, 3Г14).
147. Weber R. Spiegel konzentrieren die Sonnenergie. "VDI-Nachr.", 1981, 35, № 1, 4 (См. также Frey K.H. 20-Mega-watt-Sonnenkraftwerk. "Techn. heute", 1981, 34, № 2, 14-15) (PЖЭИ, 1981, 5Г216-5Г217).
148. Weber R. Spiegelnde Tröge konzentrieren Sonnenstrahlen. "VDI-Nachr.", 1982, 36, № 36, 15 (PЖЭИ, 1983, 1Г76).
149. Wehowsky P., Stahl D. The gas-cooled solar tower project. "GAST". "Sol. World Congr. Proc. 8th Bien. Congr. Int.

- Sol. Energy Soc., Perth, 14-19 Aug., 1983, Vol. 3". Oxford
e.a., 1984, 1426-1431 (PЖЭИ, 1985, 5Г34).
150. Weidmann U. Das größte Solar-Kraftwerk der Welt. "Techn.
Rdsch.", 1982, 74, № 15, 4-5, 7 (PЖЭИ, 1982, 8Г77).
151. Weiner F.R. Analysis and design of the "Solar One",
thermal storage subsystem heat exchangers. "Trans. ASME:
J. Solar Energy Eng.", 1984, 106, № 3, 279-285 (PЖЭИ,
1985, 2Г11).
152. Wendt M. Harnessing solar for future needs. "Specif. Eng.",
1981, 45, № 1, 73-75 (PЖЭИ, 1981, 9Г96).
153. Westsik J.H., Lam E.Y. A solar-fossil combined cycle power
plant. "Colloq. int. CNRS", 1980, № 306, 115-119 (PЖЭИ,
1982, 1Г103).
-

ОГЛАВЛЕНИЕ

(соответствует рубрикам 44.37; 22.2.7 Рубрикатора ГАСНТИ)

Р. Б. Ахмедов, И. В. Баум, В. А. Пожарнов, В. М. Чаровский. Солнечные электрические станции

Введение	3
Глава 1. Оптические системы солнечных электростанций	9
1.1. Принципы построения оптических систем СЭС	9
1.2. Оптические системы экспериментальных СЭС	14
1.2.1. СЭС Solar-1	14
1.2.2. СЭС-5	17
1.2.3. СЭС THEMIS	19
1.2.4. СЭС Eurelios	20
1.2.5. СЭС CESA-1	24
1.2.6. СЭС CRS	24
1.3. Математическое моделирование режимов работы и оптимизация параметров оптических систем СЭС	26
Глава 2. Тепловые схемы солнечных электростанций	32
2.1. Общие положения	32
2.2. Основные задачи и некоторые предварительные результаты эксплуатации первых СЭС	37
2.3. Параметры термодинамического цикла и характе- ристика основного тепломеханического оборудова- ния действующих СЭС	44
2.3.1. СЭС Eurelios	44
2.3.2. СЭС CRS	46
2.3.3. СЭС Sunshine	47
2.3.4. СЭС в Барстоу	48
2.3.5. СЭС THEMIS	51
2.3.6. СЭС CESA-1	52
2.3.7. СЭС-5	52
Глава 3. Комбинированные солнечные электростанции	55
3.1. СТЭС с циклом Ренкина	55
3.1.1. СТЭС в УзССР	59
3.1.2. СТЭС в США	62
3.2. Гибридные СТЭС с комбинированным циклом Брайтона-Ренкина	64
3.3. Некоторые другие перспективы схемы комбиниро- ванных энергоустановок	68

Глава 4. Теплоаккумулирование на солнечных энергоустановках	70
4.1. Общие положения разработки аккумуляторов тепла на СЭУ	70
4.2. Условия и факторы, определяющие метод и способ аккумулялирования тепла на СЭУ	71
4.3. Экспериментальные разработки аккумуляторов тепла для СЭУ и основные результаты исследований	74
4.4. Состояние развития технологии теплоаккумулирования на основе фазовых превращений и теплоаккумулирующие материалы	82
4.5. Основные направления совершенствования теплоаккумулирующих систем для СЭУ и перспективы их применения	88
4.6. Подземные теплоаккумуляторы солнечной энергии	97
Заключение	103
Литература	105

Литературный редактор Р.А. Иванникова

Технический редактор И.А. Дрозд Корректор Н.В. Шуликина

Сдано в набор 21.05.86

Подписано в печать 12.05.86 Т-10263
 Формат 60×90 1/16 Бум. офс. № 1 Печать офсетная
 Усл.печ.л. 7,5 Усл.кр.-отг. 7,69 Уч.-изд.л. 7,26
 Тир.500 экз. Зак. 4017 Цена 1 р. 20 к.

Адрес редакции: 125219, Москва, А-219, Балтийская ул., 14
 тел. 155-44-64

Производственно-издательский комбинат ВИНТИ
 140010, Люберцы 10, Московской обл.,
 Октябрьский проспект, 403

УДК 622.997

Р. Б. Ахмедов, И. В. Баум, В. А. Пожарнов, В. М. Чаховский. Солнечные электрические станции. Сер. "Гелиоэнергетика" (Итоги наука и техники ВИНТИ). М., 1986, 1 - 120

Анализируются достижения последних лет в разработке и создании солнечных электростанций (СЭС) башенного типа с термодинамическим циклом преобразования; приведено описание оптических систем СЭС и принципов оптимизации параметров таких систем; рассмотрены тепловые схемы первых СЭС и предварительные результаты их эксплуатации; анализируется направление работ по созданию комбинированных СЭС с циклами Ренкина и Брайтона; приведено описание теплоаккумулирующих систем и аккумуляторов тепла различного типа для СЭС.

Обзор предназначен для специалистов, занимающихся вопросами разработки, создания и эксплуатации термодинамических СЭС башенного типа и их основных подсистем. Ил. 21, табл. 2. Библ. 155.

ОПЕЧАТКИ

к Итогам науки и техники. Серия Гелиоэнергетика. Том. I

Страница	Строка	Напечатано	Следует читать
3	14 сн.	источником	источников
7	3 св.	СЭЦ	СЭУ
>	7 св.	Австрии	Австралии
>	2 сн.	озобновляемые	возобновляемые
12	18 св.	среднестатистическим	среднестатистическим
16	Таблица	520	525
20	3 сн.	составляло	составлено
21	6 сн.	варшине	вершине
24	10 сн.	поверхности, 3,7	поверхности 3,7
26	17 св.	однотипных	однотипных
33	17 сн.	гл. 4	гл. 3
34	18 сн.	воды пара	воды/пара
>	>	Honeywell Martin	Honeywell, Martin
39	15 сн.	Eurelios Solar	Eurelios, Solar
40	19 св.	510° C/10,3	510° C, 10,3
41	1 св.	NaNO ₃ = 40%	NaNO ₃ — 40%
44	8 сн.	перового	парового
45	15 сн.	бейпасная	байпасная
47	2 св.	турбину мощностью с	турбину с
50	2 сн.	выпуска	запуска
53	7 св.	диаэрации	деаэрации
54	23 св.	в баке 14	в баке 13
>	12 сн.	рубины	турбины
55	26 сн.	сегодня в ближайшую	сегодня и ближайшую
56	4 св.	комбинированные	комбинирование.
>	11 св.	1984	1985
>	5 сн.	сохраняются	сокращаются
58	9 св.	ГЭС	ТЭС
59	4 сн.	K—300(240	K—300—240
>	3 сн.	250 мВт	250 МВт
>	1 сн.	733 МВ	733 МВт
61	9 сн.	работы резкопеременны-	работы с резкоперемен-
		ми	ными
68	7 св.	воздухом	газом
>	9 св.	составить	составит
69	13 св.	топку, и	топку и
75	3 св.	Thermcline	Thermocline
>	16 сн.	масла	масло
81	17 сн.	которая	который
82	19 сн.	кВ	кВт
83	23 св.	MgF	MgF ₂
84	1 св.	неоднородностью	неоднородность
88	1 сн.	ее	их
89	10 св.	теплоемкость	теплоемкостные
>	>	солей азота	нитратов и нитритов
>	18 св.	которая защищена	который защищен
97	1 св.	гидратных	гидратов
98	20 св.	водоносных	водоносных
102	8 св.	основное ограничение	основным ограничением
103	15 св.	топливе	топливо