

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»
(ФГБОУ ВО «КГЭУ»)

На правах рукописи



Нгуен Дык Тоан

**ИНТЕГРАЦИЯ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ РЕСПУБЛИКИ ВЬЕТНАМ**

Специальность 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Мингалеева Гузель Рашидовна

Казань – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ МАЛОЙ МОЩНОСТИ	9
1.1. Тенденции развития малой распределенной энергетики.....	9
1.1.1. Перспективы развития малой распределенной энергетики в мире	9
1.1.2. Роль малой энергетики и возобновляемых энергоресурсов в топливно- энергетическом балансе России	15
1.1.3 Основные характеристики энергетики Республики Вьетнам	22
1.2. Использование различных энергетических ресурсов для малой распределенной энергетики.....	28
1.3. Опыт и перспективы использования гибридных электростанций	31
1.3.1. Использование гибридных электростанций на практике	34
1.3.2. Классификация малых электростанций	46
1.4. Методы оптимизации режимных параметров объектов малой распределенной энергетики в рамках энергетической системы	49
1.4.1. Оптимизация местоположения и мощности блоков распределенной генерации.....	49
1.4.2. Оптимизация рабочих параметров мини-ТЭС.....	51
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПАРОТУРБИННЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ МИНИ–ТЭС	60
2.1. Основные зависимости для расчета технологических схем паротурбинных мини-ТЭС	60
2.2. Результаты расчета паротурбинных мини-ТЭС	77
2.3. Основные зависимости для расчета технологических схем газотурбинных мини–ТЭС.....	79
2.3.1. Расчет компрессора ГТУ	81
2.3.2. Тепловой расчет камеры сгорания (КС) энергетической ГТУ	84
2.4. Результаты расчета технологических схем газотурбинных мини-ТЭС.....	88
ГЛАВА 3 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ГИБРИДНЫХ МИНИ–ТЭС	91
3.1 Схемы гибридных газотурбинных установок с использованием солнечной энергии.....	91
3.2 Основные зависимости для моделирования и расчета гибридной мини-ТЭС на базе ГТУ	95

3.3	Результаты расчета гибридных мини-ТЭС	107
3.4	Обобщенная методика выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета	112
ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕКТОРА МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ВЬЕТНАМ		116
4.1	Энергетическая стратегия Республики Вьетнам	116
4.2	Моделирование сектора малой энергетики Республики Вьетнам.....	121
4.3	Результаты расчета.....	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....		139
ПРИЛОЖЕНИЕ №1		151
ПРИЛОЖЕНИЕ №2		153

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Надежное энергоснабжение промышленных предприятий и жилищных комплексов не всегда может быть обеспечено от централизованной энергосистемы, особенно в труднодоступных районах. В некоторых случаях более рациональным является строительство автономной электростанции. Однако при этом должен быть обоснован выбор топлива, на котором она будет работать или других видов энергоресурсов. Перспективным является использование возобновляемых источников – энергии солнца, ветра, приливов и биомассы. Однако, их особенностью является выраженный переменный характер. Постоянное надежное энергоснабжение в этом случае может быть достигнуто за счет комбинации традиционных и возобновляемых энергоресурсов. Разработка технологических схем подобных объектов и обоснование выбора типа схемы является в настоящее время актуальной задачей.

Тема диссертационной работы соответствует приоритетному направлению развития науки в Российской Федерации (указ Президента РФ № 899 от 7 июня 2011 г.) «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика», а также критическим технологиям «Технологии создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии», «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе», также перспективным направлениям научно-технологического развития Республики Вьетнам.

Степень разработанности темы. В то время как ископаемые энергетические ресурсы истощаются, экологические ограничения усиливаются во всем мире, и возникает необходимость разработки новых и усовершенствования известных методов энергосбережения и производства чистой энергии, которые в то же время отвечают требованиям надежности энергоснабжения. Вьетнам не выходит за рамки общей тенденции мира.

Анализ особенностей энергосистемы Вьетнама был проведен в работах Phuong Anh Nguyen, Malcolm Abbott, Thanh Loan T. Nguyen, а исследования посвященные обоснованию использования возобновляемых источников энергии – в работах Nhan T. Nguyen, Minh Ha-Duong, J. Polo, A. Bernardos, A.A. Navarro, моделирование технологических схем электростанций, совмещающих различные источники энергии, в

том числе возобновляемые (солнечную, ветровую) в статьях Очкова В.Ф., Yao M. Seshiea, Kokouvi Edem N'Tsoukpoea, Pierre Neveu, Yézouma Coulibaly, Yao K. Azoumah, Marco Gambini, Michela Vellini и многих других ученых из различных стран мира. Однако, несмотря на известные разработки, не проводилась оценка эффективности внедрения объектов малой энергетики в энергетическую систему Республики Вьетнам, в том числе с использованием с использованием возобновляемых источников энергии.

Цель диссертационной работы – разработка научных основ интеграции объектов малой распределенной генерации, использующих традиционное топливо и возобновляемые энергетические ресурсы, в энергетическую систему Республики Вьетнам.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие **задачи**:

- выполнить анализ перспектив внедрения объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам;

- выполнить анализ параметров работы оборудования малой мощности для производства энергии на основе традиционных и возобновляемых энергоресурсов;

- провести математическое моделирование технологической схемы гибридной мини-ТЭС и определить оптимальные режимные параметры;

- разработать методику расчета технологических схем мини-ТЭС, использующих различные виды энергетических ресурсов и обосновать выбор типа схемы;

- разработать модель интеграции объектов малой распределенной генерации, использующих различные виды энергетических ресурсов, в энергетическую систему Республики Вьетнам.

Научная новизна работы заключается в следующем:

- разработана обобщенная методика выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета на основе использования традиционных и возобновляемых энергетических ресурсов;

- разработана модель интеграции объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам;

- проведена оценка повышения экономичности сегмента малой распределенной генерации при использовании солнечной энергии.

Практическая значимость заключается в разработке технологической схемы производства энергии на основе комбинирования традиционных и возобновляемых энергоресурсов; методике расчета и оценки эффективности технологических схем малых автономных электростанций, работающих на традиционных и возобновляемых энергоресурсах и в оценке экономии топливно-энергетических ресурсов при внедрении объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам.

Теоретическая значимость. Разработанная математическая модель технологической схемы гибридной мини-ТЭС может использоваться для исследования влияния интенсивности солнечного излучения на эффективность объекта и выбор рациональных режимных параметров.

Степень достоверности полученных результатов численных исследований подтверждается применением основных законов термодинамики, теплообмена, актуальных сертифицированных программ и вычислительных алгоритмов, а также сравнением результатов расчета с известными данными, опубликованными в научной литературе

Методология и методы исследования. С целью решения поставленных задач был применен системный подход и методы эксергетического и термоэкономического анализа, нормативные методики расчета основного энергогенерирующего оборудования.

Личный вклад автора. Автором определены перспективы внедрения объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам; выполнен анализ параметров работы оборудования малой мощности для производства энергии на основе традиционных и возобновляемых энергоресурсов; разработана математическая модель технологической схемы гибридной мини-ТЭС и определены оптимальные режимные параметры; разработана методика расчета технологических схем мини-ТЭС, использующих различные виды энергетических ресурсов; разработана модель интеграции

объектов малой распределенной генерации, использующих различные виды энергетических ресурсов в энергетическую систему Республики Вьетнам.

На защиту выносятся следующие положения.

1) Математическая модель технологической схемы гибридной мини-ТЭС с использованием традиционных и возобновляемых энергетических ресурсов.

2) Обобщенная методика выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета на основе использования традиционных и возобновляемых энергетических ресурсов.

3) Модель интеграции объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам.

4) Результаты оценки повышения экономичности сегмента малой распределенной генерации при использовании солнечной энергии.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на международных и общероссийских конференциях, в том числе на XII и XIII Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (Казань, 2017 г. и 2018 г.); XXI Аспирантско-магистерском научном семинаре, посвященном Дню энергетика Казань, ФГБОУ ВО КГЭУ, (Казань, 2017 г.); International Scientific and Technical Conference - SES, (Казань, 2019 г.); Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве, (Казань, 2019 г.).

Публикации. Основное содержание работы изложено в 9 публикациях, в том числе 3 статьи в журналах, индексируемых в международной базе данных Scopus и Web of Science, 2 статьи в журналах из перечня ВАК, 4 – в материалах всероссийских и международных конференций.

Соответствие паспорту специальности. Диссертация соответствует специальности 05.14.01 «Энергетические системы и комплексы» и относится к следующим областям исследования:

1) математическая модель технологической схемы гибридной мини-ТЭС и обобщенная методика выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета на основе использования традиционных и возобновляемых энергетических ресурсов,

соответствует п.2 «Исследование и разработка нетрадиционных источников энергии и новых технологий преобразования энергии в энергетических системах и комплексах»;

2) модель интеграции объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам и результаты оценки повышения экономичности сегмента малой распределенной генерации при использовании солнечной энергии соответствует п.5 «Разработка и исследование в области энергосбережения и ресурсосбережения при производстве тепловой и электрической энергии, при транспортировке теплоты и энергоносителей в энергетических системах и комплексах» и п.1 «Разработка научных основ исследования общих свойств, создания и принципов функционирования энергетических систем и комплексов, фундаментальные и прикладные системные исследования проблем развития энергетики городов, регионов и государства, топливно-энергетического комплекса страны».

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 112 наименований. Текст диссертации изложен на 167 страницах машинописного текста, включающих 41 иллюстрацию, 22 таблицы и 2 приложения.

ГЛАВА 1 ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Для достижения цели данного исследования и конкретизации поставленных задач необходимо уточнить, что подразумевается под термином «интеграция» в названии диссертации.

Интеграция происходит от латинского слова «integration» и означает «соединение», т.е. соединение или объединение частей в единое целое. В данном случае имеется в виду «макроинтеграция» применительно к энергетической системе целого государства – Республики Вьетнам – и соединение ее с сектором малой энергетики. Такое соединение или «интеграция» позволяет обеспечить системный эффект, связанный с экономией финансовых и топливных ресурсов. Для выявления величины данного эффекта необходимо проработать научно-методические основы процесса интеграции объектов малой распределенной генерации в общую энергосистему страны, то есть определить доступные первичные энергетические ресурсы, типы технологических схем, создать методики их расчета, позволяющие определить как технические, так и экономические параметры работы на основе математических моделей данных схем.

Сначала необходимо определить тенденции развития сектора малой энергетики как в общемировом, так и в региональном масштабе, в частности для Российской Федерации и для Республики Вьетнам.

1.1. Тенденции развития малой распределенной энергетики

1.1.1. Перспективы развития малой распределенной энергетики в мире

В настоящее время в мировой энергетике сформировалась устойчивая тенденция повышения эффективности производства тепловой и электрической энергии. Это определяется необходимостью экономии первичных, особенно ископаемых энергетических ресурсов, а также обеспечения минимального воздействия на окружающую среду. Одним из направлений является

строительство объектов малой распределенной энергетики (МРЭ), в некоторых случаях автономных, максимально приближенных к потребителю, за счет чего достигается снижение потерь на передачу энергии по распределительным сетям. Объекты МРЭ преимущественно работают по принципу когенерации, т.е. совместной выработки электрической и тепловой энергии. Параметры их работы в наилучшей степени учитывают график потребления тепловой и электрической энергии.

Мировая практика строительства объектов малой распределенной генерации (англ. Dispersed and Distributed Generators) предполагает уменьшение затрат потребителей энергии за счет усиления конкуренции на энергетическом рынке, снижение потерь при передаче энергии и обеспечения требуемого режима потребления. Данный объект может интегрироваться в общую сеть для передачи излишков производимой энергии или работать автономно.

Мир вступил в новый этап развития энергетики, когда после многих десятилетий экономический рост стал отрываться от роста потребления энергии. В наиболее экономически и технологически развитых странах – членах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) потребление первичной энергии стабилизировалось, а в некоторых (отдельные страны Европы, Япония) уже начало снижаться [1].

Прогнозируется, что до 2040 г. произойдет выравнивание в использовании первичных источников энергии: нефть, газ и уголь обеспечат примерно 25% мирового энергопотребления. Примерно в 3 раза увеличится использование возобновляемых нетопливных энергоресурсов, которые обеспечат оставшуюся долю спроса на энергию (табл. 1.1). Подтверждением данного прогноза является то, что за последние 10–15 лет существенно снизилась стоимость технологий использования возобновляемых источников энергии, особенно солнечной.

В настоящее время уровень развития страны и качество жизни измеряются с точки зрения потребления энергии на душу населения. Для удовлетворения потребности в энергии используется избыточное количество ископаемого топлива. Это не только наносит серьезный и растущий ущерб окружающей среде

в результате выбросов антропогенных газов, таких как углекислый газ, метан и закись азота, но также вызывает политические кризисы в странах в плане глобальных конфликтов ресурсов и нехватки продовольствия. Системы преобразования энергии, основанные на технологиях использования возобновляемых источников энергии, используют энергию Солнца в прямой и непрямой форме (солнечное излучение, ветер, падающая вода и различные растения, например, биомасса) в качестве ресурсов для производства энергии, которые, как считается, являются экономически эффективными и полезными в плане влияния на экологические, экономические и политические проблемы мира. Эти ресурсы имеют огромный энергетический потенциал; однако они, как правило, рассеяны и не полностью доступны, но в настоящее время значительный прогресс достигается за счет повышения эффективности сбора и преобразования, снижения первоначальных затрат и затрат на техническое обслуживание, а также повышения надежности и применимости систем возобновляемой энергии.

Таблица 1.1 – Прогноз производства первичной энергии в мире, млн т н. Э.*[2,3]

Источник энергии	2000 г.	2014 г.	2040 г.		
			Вероятный сценарий	Благоприятный сценарий	Критический сценарий
Нефть	3704	4313	4688	4841	4474
Газ	2064	2928	4192	4506	3846
Уголь и торф	2275	3972	4428	4521	4300
Атомная энергия	676	661	1157	1231	1084
Гидроэнергия	225	335	484	494	469
Биоэнергия	1027	1431	1970	2008	1898
Солнечная энергия	5	48	223	253	171
Ветровая энергия	3	62	236	263	197
Другие возобновляемые источники энергии	52	72	199	225	169
Всего	10031	13803	17576	18342	16609

* в тоннах нефтяного эквивалента.

За период с 2009 по 2015 г. стоимость солнечных фотоэлектрических модулей (PV-модулей) снизилась примерно в 4 раза, что способствовало двукратному снижению удельной стоимости строительства солнечных электростанций (СЭС). Однако электроэнергия от крупных СЭС в настоящее время остается в 1,5–2 раза дороже, чем от тепловых станций (а в США в 3,0–4,5 раза, что обусловлено показанной Мировым энергетическим агентством (МЭА) 70%-ной разницей в удельных капиталовложениях в солнечные электростанции в США против Европы, Китая и Индии).

В последние годы объемы ввода в эксплуатацию энергетических объектов на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире превышают объемы ввода тепловых электростанций. Такое положение увеличивает стоимость производимой энергии для потребителей и создает технические проблемы интеграции ВИЭ-генерации в энергосистемы: требуются усиление и перестройка магистральных и распределительных сетей, создание дублирующих и увеличение резервных мощностей тепловой генерации, растет необходимость более гибкой работы ТЭС в сильно переменных режимах [4,5].

Данные мероприятия должны учитываться при формировании инвестиционных проектов по развитию ВИЭ и при их экономическом сопоставлении с технологиями тепловой энергетики. Оценки для строительства дублирующих газотурбинных мощностей при вводе ветровых и солнечных электростанций показывают, что удельные дисконтированные затраты на ВИЭ-генерацию увеличиваются в 1,3–1,5 раза и, следовательно, снижается ее конкурентоспособность с ТЭС.

Дальнейший потенциал снижения затрат к 2040 г. на морские ветровые электростанции (ВЭС) оценивается в 35–45%, а на СЭС еще больше – до 45–60%.

Прогноз роста производства электроэнергии до 2040 г. различен для развитых и развивающихся стран: в развитых – менее чем на 20%, в развивающихся – в два раза (табл. 1.2). Развитые страны в текущем десятилетии проходят пик производства энергии на ТЭС, и затем оно стабилизируется при вытеснении угля и мазута газом.

Таблица 1.2 – Прогноз производства электроэнергии по регионам мира в 2014 и 2040 гг. по видам энергоресурсов (вероятный сценарий), ТВт ч[6]

Источники производства электроэнергии	Мир в целом	Северная Америка	Южная и Центральная Америка	Европа	Страны СНГ	Развитые страны Азии	Развивающиеся страны Азии	Ближний Восток	Африка
2014 г.									
Нефть	1033	81	167	70	13	139	141	351	72
Газ	5155	1395	244	552	696	642	701	642	282
Уголь	9697	1811	69	920	308	764	5535	31	258
Атомная энергия	2535	948	21	904	272	156	216	4	14
Гидроэнергия	3895	683	701	627	245	127	1368	20	123
Биоэнергия	493	89	64	194	4	42	99	0	2
Солнечная энергия	198	27	1	98	1	33	37*	1	1
Ветровая энергия	717	213	19	264	1	19	196	0	5
Другие ВИЭ	90	31	4	18	0	11	20	0	4
Всего	23813	5277	1290	3647	1539	1934	8314	1051	762
2040 г.									
Нефть	733	38	91	25	2	34	105	315	124
Газ	9506	2200	453	854	779	651	2242	1583	745
Уголь	11598	1292	55	391	303	582	8482	15	479
Атомная энергия	4433	1002	69	762	393	556	1494	102	54
Гидроэнергия	5629	707	1111	661	304	129	2433	32	253
Биоэнергия	930	147	156	233	10	76	287	1	20
Солнечная энергия	1397	245	33	236	86	138	530**	67	64
Ветровая энергия	2702	609	93	787	81	69	1030	5	29
Другие ВИЭ	287	97	10	60	1	36	70	0	11
Всего	37217	6338	2071	4008	1959	2271	16672	2120	1779

Значками * и ** отмечены те значения, которые имеют отношение к развитию солнечной энергетики в Республике Вьетнам, которая относится к

развивающимся странам Азии. Прогнозируется увеличение данного показателя более чем в 14 раз.

Потенциал роста ГЭС в развитых странах практически исчерпан, а АЭС ограничен: Польша и Турция построят первые энергоблоки, но многие страны Европы (Бельгия, Германия, Великобритания, Франция, Швеция, Испания и др.) приняли решение об отказе от АЭС или их сокращении. Предстоит вывод из эксплуатации АЭС, выработавших проектный срок службы, и в развитых странах их мощности будут вчетверо больше, чем в развивающихся странах [6]. Основной рост производства электроэнергии в развитых странах обеспечат ВИЭ – 1,6 из 1,7 трлн кВт·ч.

Совместное влияние факторов межтопливной конкуренции и энергетической политики ведет к тому, что в развитых странах доля тепловой генерации снизится с 60% в 2014 г. до 48% в 2040 г. и в развивающихся – с 72 до 64%.

Предполагается, что доля возобновляемых источников различных типов в производстве электроэнергии увеличится с 9 до 22% в развитых и с 4 до 10% в развивающихся странах. Доля гидроэнергии будет умеренно снижаться во всех странах. Доля атомной энергии сохранится практически на том же уровне. Хотя основную роль в обеспечении спроса на электроэнергию в развивающихся странах будут играть тепловые электростанции, их доля в выработке электроэнергии снизится благодаря быстрому росту ее производства на ВИЭ и АЭС. Тем не менее, авторы прогноза [6] предполагают, что ожидаемые изменения объемов и структуры производства электроэнергии не достигнут целей предотвращения климатических изменений в мире.

Спрос на электроэнергию в мире в предстоящие 25 лет продолжит уверенный рост, она будет вытеснять другие энергоресурсы в основных секторах энергопотребления.

Несмотря на то, что технологии производства электроэнергии на основе ВИЭ и ее аккумулирования становятся дешевле, однако с учетом затрат на интеграцию данных объектов в энергосистему, стоимость вырабатываемой энергии в ближайшей перспективе остается выше, чем получаемая на ТЭС. Поэтому особое

значение приобретает энергетическая политика каждой страны, которая заинтересована в развитии ВИЭ.

В мировом энергетическом балансе основную роль сохраняют тепловые электростанции, хотя их доля к 2040 г. уменьшится с 67 до 58–60%. В развитых странах уголь будет заменяться газом, лидером по темпам роста производства в этих странах станут ВИЭ. Развивающиеся страны повсеместно нарастят газовую генерацию, больше будут полагаться на атомную энергетику и все виды ВИЭ, а рост угольной генерации прогнозируется только в Азии и Африке.

Роль малой энергетики в мировом энергетическом балансе по состоянию на июнь 2019 г. можно определить следующим образом.

Суммарная мощность всех электростанций мира составляет 5 572 077 МВт, общая мощность станций менее или равной 30 МВт в мире составляет 154 975 МВт, что составляет 2,7%. Однако в более развитых странах этот показатель значительно превышает среднемировой уровень – в странах Западной Европы и США малая энергетика составляет примерно 10%.

Суммарная мощность всех электростанций во Вьетнаме составляет 39734,09 МВт. Общая мощность станций менее или равной 30 МВт в Вьетнаме составляет 1364,59 МВт (3,4%) [7].

1.1.2. Роль малой энергетики и возобновляемых энергоресурсов в топливно-энергетическом балансе России

Согласно прогнозам с учетом корректировки Энергетической стратегии России до 2020 г. и разработки аналогичного документа с перспективой до 2035 г. определяются также основные условия и показатели развития малой энергетики, в том числе с использованием НВИЭ (нетрадиционных возобновляемых источников энергии) [8].

Стратегия предполагает, что в научно-технической политике должна быть создана устойчивая инновационная система в энергетическом комплексе и смежных секторах для обеспечения всех стадий производства, распределения и потребления энергии высокоэффективными отечественными технологиями и

оборудованием, прорывными техническими решениями, необходимыми для эффективного развития отраслей энергетического комплекса и обеспечения его стимулирующей роли в экономике.

Региональная политика должна стимулировать сбалансированное и экономически эффективное развитие энергетики и инфраструктуры регионов России с обеспечением региональной энергетической безопасности, повышением самообеспеченности территорий и эффективным использованием местных энергетических ресурсов.

В экологической и климатической политике должны обеспечиваться экологическая безопасность и устойчивое развитие энергетического комплекса при всемерном сдерживании роста энергопотребления и уменьшении негативного влияния добычи, производства, транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье людей.

Достижение заявленных целей и приоритетов энергетической политики в оптимистическом сценарии потребует до 2035 г.: обеспечить структурный сдвиг энергопотребления в пользу низкоуглеродных ресурсов (рост с 13 до 16%) при сохранении доли природного газа на уровне 52–53% и уменьшении доли нефтепродуктов с 19,4 до 17% и твердого топлива с 15,3 до 13% общего расхода первичной энергии; стимулировать межтопливную конкуренцию при росте производства электроэнергии на 35–38% за счет увеличения использования электростанциями природного газа на 13% и неуглеродных энергоресурсов (атомной и возобновляемой энергии) на 30%; повысить роль нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в энергетическом балансе страны с увеличением их доли в потреблении первичной энергии с 1,5 до 4–5% за счет широкого использования биомассы (в основном дров, отходов быта и сельского хозяйства), ветровой и солнечной энергии в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении; удержать до 2035 г. благодаря вышеперечисленным мерам (при усилении их экономическими стимулами после 2020 г.) эмиссию парниковых газов от использования топлива на 25% ниже уровня 1990 г.

Согласно Энергетической стратегии в электроэнергетике должны произойти существенные структурные изменения, внедрены новые технологии не только в производстве, но и в потреблении электроэнергии, особый акцент сделан на развитии распределенной энергогенерации и при опережающем использовании неуглеродных энергоресурсов и интеллектуализации энергетических систем. Для этого в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении предусматриваются: развитие нового поколения систем энергоснабжения потребителей на основе сочетания централизованной и распределенной генерации, управляемого спроса, интеллектуальных алгоритмов управления сетью и режимами энергосистем – вплоть до ЕЭС страны; глубокая модернизация систем централизованного теплоснабжения в условиях преодоления спада теплопотребления (рост на 3–5% к 2035 г.) с формированием в них конкурентной среды на основе развития малой когенерации, в том числе на базе нетрадиционных энергоресурсов.

Оптимистический сценарий развития электроэнергетики России предусматривает к 2035 г. рост производства электроэнергии на 38% и установленной мощности электростанций на 18% (табл. 1.3). Сохранится доминирование тепловых электростанций в производстве электроэнергии при уменьшении их доли с 65% в 2015 г. до 63% в 2035 г. Основными стратегическими задачами развития ТЭС являются: развитие теплофикации, включая распределенную когенерацию, рассмотренными в направлениях с превышением 50% доли ТЭЦ в балансе централизованного тепла, в том числе за счет интенсивного развития промышленной и коммунальной распределенной генерации.

При решении этих задач и реализации других мер повышения эффективности теплоэнергетики в оптимистическом сценарии удельный расход топлива на выработку электроэнергии уменьшится на 12% и замедлится рост потребления органического топлива на 24% при сокращении доли газа в расходе первичной энергии электростанциями с 53,1 до 47–48%. В консервативном сценарии удельный расход топлива снизится на 7%, а доля газа в структуре

энергопотребления электростанций – лишь на 1,5%. Ускоренная перестройка отрасли в оптимистическом сценарии обеспечит абсолютный расход газа в нем на 6% ниже, чем в консервативном [9].

Таблица 1.3– Основные параметры развития электроэнергетики России [9]

Показатель	2015 г.	2020 г.		2025 г.		2030 г.		2035 г.	
		C1*	C2**	C1	C2	C1	C2	C1	C2
Установленная мощность, ГВт	254	257	262	266	273	280	288	295	312
В том числе									
ГЭС	49	51	53	52	54	52	56	55	60
АЭС	28	35	35	33	33	34	34	36	38
КЭС	85	75	75	75	76	80	77	82	81
ТЭЦ	91	93	94	101	101	107	111	112	119
НВИЭ	0,4	2,8	5,0	5	8,2	7	10	9	15
Потребление электроэнергии, ТВт*ч	1051	1096	1104	1180	1205	1277	1305	1370	1420
Электроёмкость ВВП, %	100	101	97	97	91	95	83	92	77
Нетто – экспорт, ТВт*ч	13	10	12	10	25	10	35	10	50
Производство электроэнергии, ТВт ч	1064	1106	1116	1190	1230	1287	1340	1380	1470
В том числе									
ГЭС	170	193	199	195	204	199	215	207	230
АЭС	195	221	221	223	227	229	238	250	269
КЭС	332	314	315	352	372	399	405	428	437
ТЭЦ	365	367	369	405	407	438	451	466	488
НВИЭ	2	11	12	16	21	22	31	29	46
Отпуск тепла, млн ГДж	2389	2473	2481	2732	2753	2958	3038	3146	3293
Расход первичных энергоресурсов, млн т у. т.	409	421	429	455	467	481	493	504	516
Тоже, % к 2015 г.	100	103	105	111	114	118	121	123	126
Из них органическое топливо, млн т у. т.	289	286	289	317	324	342	345	357	358
Газ	217	199	199	226	228	247	235	260	246
Мазут	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Твердое топливо	67	78	84	84	89	88	104	92	108

*C1 – консервативный сценарий; **C2 – оптимистичный сценарий

Опережающее развитие получат электростанции на возобновляемых ресурсах с ростом выработки электроэнергии крупными ГЭС на 20–35% и НВИЭ в 15–23 раза (табл. 1.4). В связи с этим основными задачами развития НВИЭ являются: получение практического опыта их освоения в природно-климатических условиях России с учетом особенностей ее энергетического сектора; определенное сдерживание роста потребления органического топлива с диверсификацией топливно-энергетического баланса регионов, а также снижением выбросов парниковых газов.

Принципиальной проблемой использования НВИЭ в условиях России является их экономическая неконкурентоспособность в зонах централизованного электро- и газоснабжения. При существующем уровне капитальных затрат [10] стоимость электроэнергии от новых ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций в 3,3–5,0 раз выше, чем от новой газовой ТЭС на базе ПГУ (табл. 4). Прогнозируемое удешевление НВИЭ-генерации (ветровых до 15%, а солнечных – вдвое) и ожидаемый рост цен газа сократят это соотношение в России до 2,0–2,5 раза. Снижение стоимости капитала для проектов возобновляемой энергетики на 2 п.п. доведет его до уровня 1,7–2,2. Однако для энергоснабжения большинства потребителей России электроэнергия НВИЭ останется намного дороже традиционных источников. Главной причиной этого являются худшие природные условия на наиболее освоенной территории страны и более низкие цены на топливо по сравнению со странами, активно переходящими к неуглеродной энергетике.

Для нетрадиционных возобновляемых источников энергии выше затраты на их интеграцию в энергосистему. Требуются дополнительные электрические сети и дублирование мощности, например, с использованием ГТУ, для сглаживания неравномерного характера вырабатываемой энергии.

Системный эффект, включающий дублирование мощности, заключается в увеличении стоимости электроэнергии от ветровых на 30%, а от солнечных на 40%, компенсируя эффект от снижения стоимости данных технологий. С учетом накопителей энергии стоимость электроэнергии от ВЭС и СЭС в 2035 г.

повысится на 60–80%, т.е. до существующего уровня, или даже превзойдет его (табл. 1.4).

Таблица 1.4 – Сравнительная экономическая эффективность тепловых электростанций различного типа (в ценах 2015 г.) [9]

Показатель	Парогазовая ЭС		Ветровая ЭС		Солнечная ЭС		Газотурбинная установка	Накопитель
	2015 г.	2035 г.	2015 г.	2035 г.	2015 г.	2035 г.		
Удельные капиталовложения в ОЭС Центра, тыс. руб/кВт	50,1	45,1	110,0	95,7	114,1	57,1	20,1	64,0 – 32,0
Условно – постоянные затраты, % от УКВ	3,0		1,5		2,1		5,6	3,0
Срок строительства, лет	2		2		2		1	1
Удельный расход топлива, г у. т/(кВт*ч)	0,225	0,205	-	-	-	-	0,324	-
Коэффициент собственных нужд, %	2,0		0,3		0,3		2,0	10,0
Коэффициент использования установленной мощности, %	74		23		17		-	-
Топливная составляющая затрат, коп./(кВт ч)	0,95	1,42	-	-	-	-	-	-
Удельные дисконтированные затраты, руб/(кВт ч)	2,15	2,50	7,03	4,98	10,77	6,19	-	-
То же с учетом «системного эффекта» (частичное дублирование ГТУ)	-	-	8,86	6,45	13,22	8,64	-	-
То же с использованием накопителей (регулирование выдачи мощности)	-	-	13,00	8,04	18,90	11,06	-	-

Планируется, что в ходе технологической и структурной перестройки российской электроэнергетики доля неуглеродных ресурсов в общем потреблении первичной энергии электростанциями страны увеличится с 29% в 2015 г. до 31% в 2035 г. с соответствующим снижением доли органического топлива, причем доля природного и попутного газа уменьшится с 53 до 51–48%, а доля твердого топлива возрастет с 16 до 18–21%.

Капиталовложения в централизованное теплоснабжение по обоим сценариям останутся на уровне последнего пятилетия, в автономную электрогенерацию увеличатся от 9 до 12 раз, а в возобновляемые источники тепла – от 13 до 25 раз, но, тем не менее, вместе они составят лишь 12–13% общих капиталовложений в электро- и теплоснабжение страны [9].

В ближайшие годы энергетический баланс России будет базироваться на использовании органического топлива, обеспечивая не менее 85% общего энергопотребления. Спрос на природный газ возрастет, доля неуглеродных ресурсов также будет расти пропорционально уменьшению доли жидкого и твердого топлива. Цены на природный газ при увеличении спроса также будут расти из-за удорожания его добычи и транспортировки, и примерно к 2030 г. будет достигнут уровень равной доходности с ценами внешних рынков. При этом рост цен газа является важным фактором, стимулирующим повышение энергоэффективности, и прежде всего в электроэнергетике – крупнейшем внутреннем потребителе газа (это и повышение экономической эффективности замены на ПГУ, и развитие теплофикации).

Развитие малой распределенной энергетики является одним из приоритетов энергетической стратегии Российской Федерации, что соответствует и общемировому тренду, поскольку автономные тепловые электростанции малой мощности (мини-ТЭС) обладают неоспоримыми преимуществами, важнейшими из которых являются достаточно короткие сроки строительства, инвестиционная доступность и привлекательность проектов.

1.1.3 Основные характеристики энергетики Республики Вьетнам

Вьетнам является развивающейся страной, размещенной в Юго-Восточной Азии и обеспеченной в основном углем, нефтью, гидроэнергией и возобновляемыми источниками энергии [11]. В стране проживает большое число жителей сельских районов, поэтому децентрализованные технологии использования возобновляемых источников энергии могут сыграть определенную роль в обеспечении электроэнергией [12]. Для продвижения возобновляемых источников энергии правительство Вьетнама утвердило Генеральный план развития возобновляемой энергетики на период до 2015 года с перспективой до 2025 года [13]. Среди прочих мероприятий План уделяет приоритетное внимание развитию энергетики в сельских и отдаленных районах. В рамках этой деятельности Испанское агентство по международному сотрудничеству в целях развития совместно с министерством промышленности и торговли Вьетнама содействовало проведению в стране оценки солнечной радиации и технико-экономических обоснований, в том числе картирования солнечной радиации и солнечного потенциала [14].

Развертывание и разработка новых дополнительных источников энергии для ее производства в той или иной стране требует предоставления всем заинтересованным сторонам специальных инструментов, облегчающих принятие соответствующих решений, разработку проектов и деятельность в области развития. В случае энергетических систем солнечной энергии детальное знание солнечных ресурсов и их пространственное распределение по территории имеют решающее значение для их внедрения в энергетическую систему страны.

Основная цель этого исследования заключается в создании карт наиболее необходимых компонентов солнечного излучения (глобальная горизонтальная и прямая нормальная) во Вьетнаме, рассчитанных на основе комбинации полученной со спутников информации, наземных измерений и данных повторного анализа. Кроме того, была использована полная методология, основанная на использовании методов ГИС и описанная здесь, для оценки карт солнечного потенциала для двух выбранных сценариев: концентрирование

солнечной энергии с помощью параболического желоба и фотоэлектрических установок с плоской пластиной. В работе [14] также представлены карты технического потенциала, иллюстрирующие способы оценки некоторых ограничений, связанных с землепользованием.

Вьетнам имеет обширную базу данных измерений продолжительности солнечного света, полученных со 171 станции, распределенных по стране, которые регистрируют суточные значения продолжительности солнечного света с 1984 года. В работе использовались суточные значения продолжительности солнечного света на наземных станциях за период 2003-2012. Причина выбора более короткого периода заключается в том, чтобы сопоставить данные с другими дополнительными источниками информации, полученных при моделировании, которые необходимы для вычисления компонентов солнечного излучения.

Вьетнам расположен в Юго-Восточной Азии, простирается между широтами 9_N и 23_N. Восточный Вьетнам имеет длинную береговую линию в заливе Тонгкинг и Южно-Китайском море. Во вьетнамском климате преобладают тропические муссоны, с жаркой погодой и высокой влажностью. С мая по сентябрь во вьетнамском климате преобладают южные и юго-восточные ветры. В период с октября по апрель северные муссоны преобладают с ветрами с севера на северо-восток. Между каждым муссонным сезоном дважды в год наблюдается переходный период переменных ветров. Во Вьетнаме в период с мая по сентябрь (южный муссон) наблюдается одиночный сезон дождей. В остальное время года дожди бывают нечастыми и непродолжительными. Годовое количество осадков составляет выше 1000 мм почти по всей стране, а на холмах поднимается до 2000 - 2500 мм, особенно в регионе, обращенном к морю.

Страна гористая на северо-западе и в центральном нагорье, обращенном к Южно-Китайскому морю, поднимается до 2450 м. На севере вокруг Ханоя и на юге вокруг города Хошимин имеются обширные низменные области в дельте Красной реки и дельте Меконга соответственно.

Согласно обновленной версии климатической классификации Кппена-Гейгера Вьетнам имеет три климатические зоны [15]: экваториальный муссон

(Am), экваториальная саванна с сухой зимой (Aw) и субтропический с сухой зимой (Cwa).

В случае прямого нормального солнечного излучения (Direct Normal Irradiation – DNI) оценки были выполнены на основе полученных со спутника данных глобального горизонтального излучения (Global Horizontal Irradiance – GHI) данных с использованием модели DirInt [16] для пасмурных условий и модели REST2 для безоблачных дней. На рис. 1.1 показана карта среднегодового дневного значения DNI во Вьетнаме за период 2003-2012.

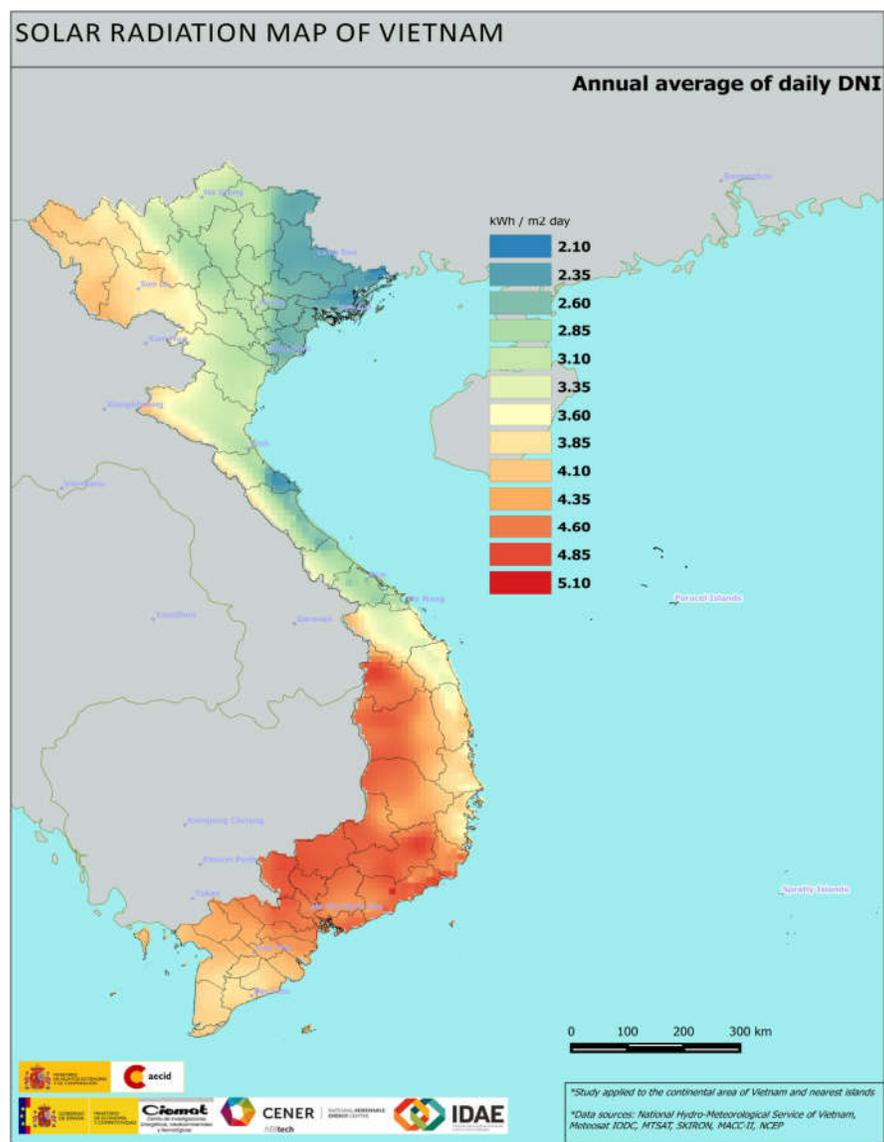


Рисунок 1.1 – Карта среднегодового дневного значения DNI во Вьетнаме за период 2003-2012 гг.

Развитие систем солнечной энергетики в стране в значительной степени зависит от ряда аспектов, таких, как энергетическая политика, развитие технологий и, конечно же, местные солнечные ресурсы. Интеграция большинства влияющих аспектов для определения солнечного потенциала осуществляется с помощью географических информационных систем (ГИС). Поэтому соответствующий выбор площадки для солнечной электростанции должен учитывать расположение земельного участка, метеорологию и инфраструктуру. Было предложено несколько методологий определения солнечного потенциала в регионе путем включения местной географической информации для определения подходящих земельных участков для строительства электростанции в соответствии с конкретной солнечной технологией [17-23].

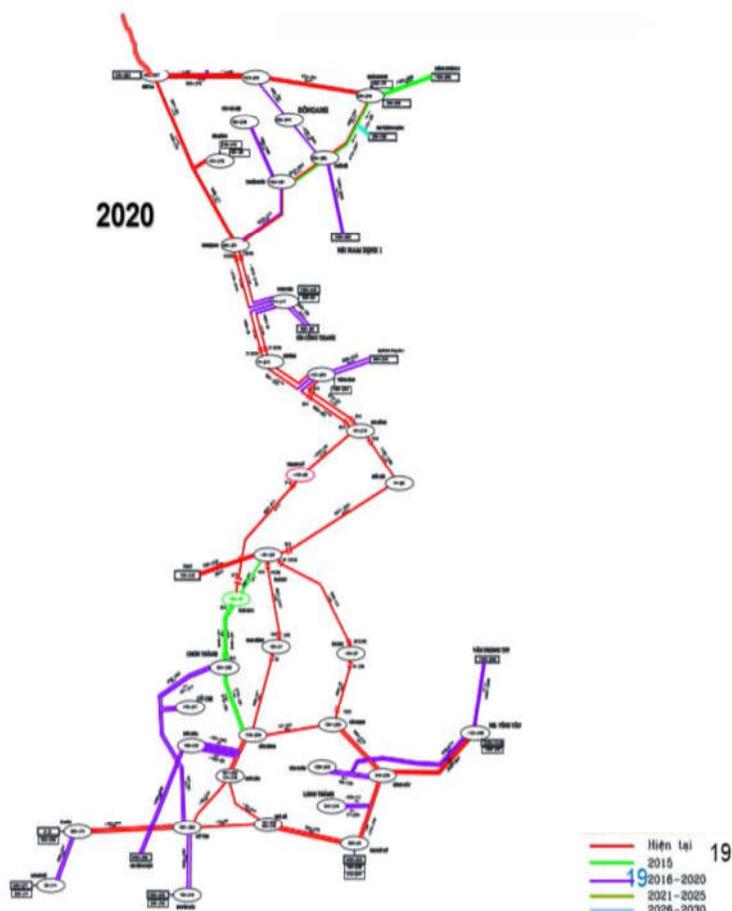


Рисунок 1.2 – Структура энергетической системы Республики Вьетнам по состоянию на 2020 г.

Определение солнечного потенциала Вьетнама было выполнено для двух выбранных сценариев: использования технологий параболического желоба CSP и матрицы PV плоских пластин с сеткой. Для каждого сценария выбрана эталонная установка для моделирования выходной мощности в соответствии с солнечным ресурсом и диапазонами широт. Выбор станций был сделан с учетом общих фактических рабочих установок как в CSP, так и в PV-технологиях, чьи

требования к производительности и вводу были доступны и хорошо известны.

Структура энергетической системы Республики Вьетнам по состоянию на 2020 г. представлена на рис.1.2. К концу 2020 года во Вьетнаме будет более 250 электростанций общей мощностью 54881 МВт, а общая протяженность линий 500 кВ составит 3829 км. Наибольшую долю в выработке электроэнергии составляют тепловые электростанции, работающие на угле (58%), нефтяное и газовое топливо сжигают 17% станций, гидроэлектростанции составляют 18%, ВИЭ всего 5%, 2% - импорт электроэнергии из Китая и Лаоса (рис. 1.3). Таким образом, перспективным является дальнейшее использование угля, газа и солнечной энергии, в том числе и в малой распределенной энергетике [24].

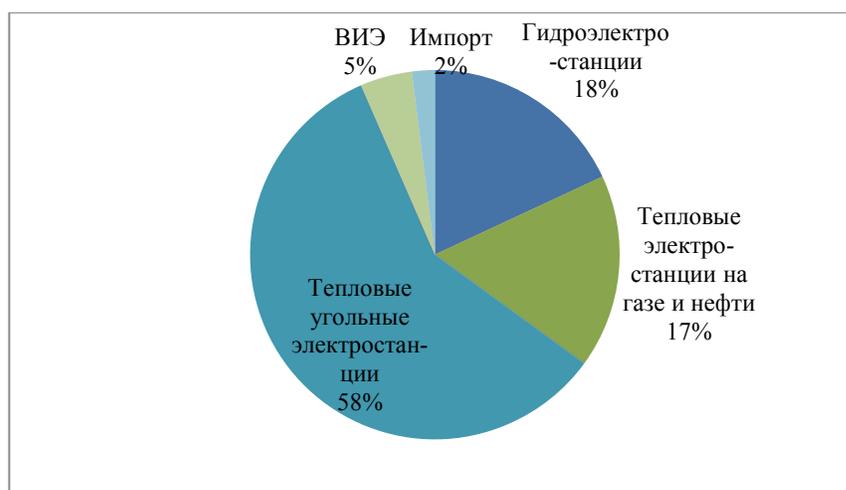


Рисунок 1.3 – Выработка и импорт электроэнергии в энергетическом комплексе Республики Вьетнам по состоянию на 2020 г.

Индустрия возобновляемых источников энергии (ВИЭ) во Вьетнаме в настоящее время недостаточно развита, но имеет большой долгосрочный потенциал. Большинство проектов в области возобновляемых источников энергии имеют низкую прибыль и в настоящее время не имеют четкого направления развития со стороны правительства. Однако ситуация начинает меняться из-за развития технологий ВИЭ, снижения затрат на оборудование и увеличения приверженности правительства чистым источникам энергии. Эта область все еще

находится в зачаточном состоянии, но явно приближается к поворотному этапу своего развития.

Вьетнам имеет привлекательные природные условия для развития возобновляемых источников энергии. Тропический климат Вьетнама и длинная береговая линия способствуют развитию как ветровой, так и солнечной энергии. Потенциал ветра Вьетнама составляет до 24 ГВт, поскольку у страны более 3260 км береговой линии. Ветры в Южно-Китайском море довольно сильные и зависят от сезона. По данным Всемирного банка, Вьетнам обладает наибольшим потенциалом для ветроэнергетики по сравнению с другими странами Юго-Восточной Азии, такими как Таиланд, Лаос и Камбоджа. Тем не менее, энергия ветра все еще сильно зависит от погодных условий и времени года. Вьетнам также имеет большой потенциал для увеличения солнечной энергии из-за его выгодного расположения вблизи экватора. Средняя нормальная интенсивность прямого облучения (DNI) оценивается в 4-5 кВт/м² в день. Во Вьетнаме солнце составляет 1600 единиц или 2700 часов в год, с наибольшим потенциалом в южном и центральном Вьетнаме, потому что среднее количество солнечных дней в этих двух регионах составляет около 300 дней в году. Уровень солнечной радиации во Вьетнаме находится на одном уровне с другими развивающимися солнечными рынками в регионе, такими как Китай, Таиланд и Филиппины, а также с развитыми солнечными рынками, включая Италию и Испанию. В то же время технический прогресс привел к снижению удельных капитальных затрат на дополнительные мощности. Это означает, что экономика возобновляемых источников энергии во Вьетнаме может быть очень привлекательной в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Это особенно важно, поскольку Вьетнам все больше полагается на сжиженный природный газ (СПГ) и импортирует уголь для своих тепловых электростанций.

1.2. Использование различных энергетических ресурсов для малой распределенной энергетики

Малая энергетика представляет собой тепловые электростанции в диапазоне мощностей от 100 кВт до 25 МВт (мини-ТЭС), работа которых преимущественно основана на принципе когенерации – комбинированной выработке тепловой и электрической энергии. Верхний предел установленной электрической мощности соответствует требованиям присоединения к централизованной энергосистеме объектов более высокой мощности. Данное требование установлено в Российской Федерации, в других странах это значение может быть другим, или вообще не регламентироваться. В качестве основного энергогенерирующего оборудования на мини-ТЭС могут использоваться газотурбинные установки, котлы и паровые турбины, газопоршневые агрегаты. Кроме того, в мини-ТЭС могут быть преобразованы промышленные и коммунальные котельные путем надстройки котлов газотурбинными установками, что позволяет сэкономить значительные средства.

По данным Агентства по когенерации доля природного газа среди видов топлива, используемых в когенерационных системах, составляет около 55%, 25% приходится на долю прочих видов газообразного топлива (попутный газ, коксовый, пиролизный, биогаз), 14 % - на твердое и 6 % – на жидкое топливо.

Объединять объекты генерации и потребителей в единые энергосистемы целесообразно в регионах с высокой плотностью населения и развитой промышленностью. На малозаселенных территориях более выгодны технологии локальной генерации. Особенно актуальны для таких территорий когенерационные установки, вырабатывающие и электроэнергию, и горячую воду для централизованного отопления и горячего водоснабжения. Для небольших мини-ТЭС в районах децентрализованной энергетики, а также для резервных энергоустановок на стратегических объектах целесообразно применять

микротурбины мощностью до нескольких мегаватт, которые способны работать на различных видах горючего газа и жидкого топлива.

Принцип когенерации на мини-ТЭС может быть реализован за счет применения микротурбинных энергетических установок, такой опыт описан в работе [25]. Электрический коэффициент полезного действия микротурбинных энергетических установок составляет 25-30%, коэффициент использования топлива (в зависимости от степени преобразования тепла сбросных газов для нагрева воды) — 70%. Наиболее перспективными считаются микротурбины малой мощности (десятки киловатт). По сравнению с генераторами, созданными на базе дизельных или газопоршневых двигателей внутреннего сгорания, такие установки имеют большую маневренность, пониженный уровень вредных выбросов и более длительный ресурс автономной работы.

Использование газовых турбин для производства электроэнергии в последние годы возросло и, вероятно, будет продолжать увеличиваться, особенно для распределенных энергосистем.

Одной из основных технических проблем станет создание гибких топливных систем и определение оптимальных условий сгорания различных видов топлива.

Соединение с электросетью представляет собой значительный барьер для микротурбин, и необходимо установить соответствующие правила.

Существуют преимущества и недостатки в использовании микротурбин для ТЭЦ. Будущее зависит от рыночной ниши для таких турбин и от политики правительства. Одним из наиболее значительных эффектов является стабильное электроснабжение удаленных населенных пунктов и производственных территорий.

Для малой энергетики произойдет снижение чистой приведенной стоимости электроэнергии на 15-30% по сравнению с традиционными газопоршневыми агрегатами, а также сокращение выбросов NO_x на 10 тыс. т/год, а выбросов CO_2 — на 2,7-2,8 млн. т/год.

Нынешний объем мирового рынка микротурбинных энергоустановок превышает 120 МВт (или 140 млн долларов) в год. К 2020 году он может достичь

более 450 МВт (400 млн долларов). Темпы его роста в денежном выражении оцениваются примерно в 17%, что значительно превышает темпы роста рынка оборудования для традиционных (крупных) электростанций.

Движущими силами тренда являются рост цен на электроэнергию и увеличение платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, постепенное сокращение государственного финансирования строительства крупных электростанций и дальнейшее развитие децентрализованной генерации [26].

При использовании технологий ВИЭ для малой распределенной энергетики в массовом масштабе возникает ряд проблем, связанных с производством основного генерирующего оборудования и, соответственно цен на него. Одна из проблем заключается в использовании редкоземельных (РЗЭ) и других ценных элементов. Например, в производстве традиционных кремниевых солнечных элементов РЗЭ не используются, однако распространение тонкопленочных кадмий-теллуридных фотоэлементов обязывает прогнозировать объемы производства теллура. Также перспективной считается технология производства тонкопленочных фотоэлементов на основе меди, индия, галлия и селенида.

Помимо РЗЭ для возобновляемой энергетики чрезвычайно важны литий, кобальт, никель, галлий, индий, иттрий и теллур. В 2011 г. эти элементы наряду с РЗЭ были признаны Департаментом энергетики США дефицитными материалами, а для предупреждения их дефицита разработана специальная стратегия Critical materials strategy.

Мировые запасы РЗЭ по данным аналитиков США за 2014 г. составляют 140 млн т и сильно монополизированы, основная доля – 55 млн т приходится на Китай (39,2%), 22 – на Бразилию (15,7%), 19 – на страны СНГ (13,6%), 13 – на США (9,3%), 3,1 – на Индию (2,25%) и 2,1 – на Австралию (1,5%). Еще около 25,8 млн т распределены в незначительных объемах между Вьетнамом, Малайзией и другими странами. Однако в 2015 г. запасы РЗЭ в США и некоторых других странах были пересчитаны согласно мировым стандартам, что привело к

значительным изменениям в оценках. В настоящее время запасы США оценены в 1,8 млн т, Австралии – 3,2 млн т, Индии – 3,3 млн т, Малайзии – 30 тыс. т.

Чтобы данное ограничение не повлияло на развитие технологий ВИЭ планируется сократить использование данных химических элементов путем снижения их содержания в компонентах различных устройств, а также за счет повторной переработки отработавших свой ресурс компонентов.

Более широкое распространение ветровой и солнечной энергетики в мире в среднесрочной перспективе (ближайшие 10–15 лет) сопряжено с необходимостью увеличения добычи и производства редкоземельных металлов [27].

В работе [28] представлены наиболее интересные направления комбинирования различных технологий ВИЭ с технологиями традиционного сжигания топлива – например, двигатель внутреннего сгорания (ДВС) и солнечный коллектор, и др. Описано, что многие ученые пришли к выводу, что комбинированные или гибридные установки более выгодны, чем использование ВИЭ в чистом виде [28].

1.3. Опыт и перспективы использования гибридных электростанций

Согласно Парижскому соглашению по климату, которое было принято 12 декабря 2015 года по итогам 21-й конференции Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, необходимо снизить выбросы CO₂, чтобы удержать повышение среднегодовой температуры на планете в пределах 1,5 °С [29]. Для достижения этой цели в каждой стране должны быть приняты национальные планы по снижению выбросов, технологическому перевооружению и адаптации к климатическим изменениям с постепенным переходом к безуглеродной экономике.

Для формирования национальных планов необходима исходная информация о доступных эффективных технологиях, природных и экономических условиях в каждой стране.

Снижение выбросов CO₂ и других продуктов сгорания в окружающую среду неразрывно связано с повышением эффективности производства энергии, экономией топлива, максимальным снижением потерь энергии при ее производстве и передаче и с использованием возобновляемых неуглеродных энергетических ресурсов. Этим требованиям в полной мере отвечают технологии малой распределенной генерации, которые представляют собой малые тепловые электростанции мощностью до 25 МВт, преимущественно работающие автономно и предназначенные для снабжения электрической и тепловой энергией промышленных и сельскохозяйственных предприятий или жилых массивов.

Кроме того, на электростанциях малой мощности проще использовать возобновляемые ресурсы, комбинировать их с традиционным сжиганием органического ископаемого топлива и создать многотопливный комплекс, который может приспосабливаться к условиям рынка.

Многие технологии использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) сегодня хорошо разработаны, надежны и конкурентоспособны по стоимости с обычными способами сжигания и энерготехнологической переработки топлива. Стоимость технологий использования возобновляемых источников энергии ежегодно снижается и, как ожидается, будет снижаться еще в большей степени по мере роста спроса и производства [30].

Однако использование возобновляемых источников энергии связано с определенными трудностями. Например, *солнечная энергия*, независимо от расположения определенной территории на земном шаре, имеет суточный цикл. Время года и широта местоположения практически полностью определяют профиль этого суточного цикла. Кроме того, погодные тренды, влияющие на облачность в регионе, оказывают существенное влияние на ресурс, и они менее предсказуемы в краткосрочных временных масштабах. Ресурсы *ветровой энергии* сильно различаются в зависимости от глобального положения и источников возникновения ветра. Это могут быть силы давления из-за различного нагрева регионов Земли, силы Кориолиса из-за вращения Земли, силы инерции самого ветра из-за больших круговых движений и силы трения от взаимодействия с

поверхностью Земли. Изменения в топографии (лесопокрывание, гряды, искусственная среда, прибрежные зоны) сильно влияют на эти силы трения и поведение ветра в конкретном месте. Еще сложнее оценивать и прогнозировать изменение ветрового ресурса во времени. Наличие *гидроэнергетических ресурсов* очень зависит от расположения водных бассейнов и потенциала для плотин или различных видов водного потока (например, рек). Хотя доступность очень локальна, предсказуемость и управляемость ресурса намного лучше, чем для ветра или солнца. Существует сезонная зависимость гидроэнергетических ресурсов, основанная на таких факторах, как осадки или таяние снега, от которых зависит мощность ресурса, но ежедневная доступность этого ресурса для соответствия потребностям производства энергии является вполне предсказуемой. Кратковременная изменчивость *геотермальных ресурсов* низка, хотя существуют суточные тенденции, которые могут колебаться больше. В зависимости от сезона происходят изменения в мощности, доступной из геотермальных ресурсов, но они, как правило, могут контролироваться. Основным ограничением геотермальных ресурсов является ограниченная доступность участков со значительными природными ресурсами. Для использования энергии *биомассы* существует огромное количество видов сырья – это различные отходы сельскохозяйственного производства и деревопереработки. Однако состав их изменяется в широких пределах и требуется обязательная предварительная подготовка, связанная с сушкой и измельчением.

Влияние данных неблагоприятных факторов может быть существенно снижено, а эффект от применения ВИЭ значительно усилен при использовании гибридных технологий. Гибридные системы возобновляемой энергии (Hybrid Renewable Energy Systems - HRES) состоят из одного возобновляемого и одного традиционного источника энергии или нескольких возобновляемых источников энергии с обычными источниками энергии или без них, которые работают в автономном режиме или в режиме подключения к сети. HRES становится популярным для автономной выработки электроэнергии в изолированных местах благодаря достижениям в области технологий использования возобновляемых

источников энергии и силовых электронных преобразователей, которые используются для преобразования нерегулируемой энергии, вырабатываемой из возобновляемых источников, в полезную мощность. Важной особенностью HRES является объединение двух или более технологий производства возобновляемой энергии, чтобы наилучшим образом использовать их рабочие характеристики и получить эффективность, превышающую эффективность, которую можно получить от одного источника энергии. Гибридные системы могут устранять ограничения с точки зрения гибкости в использовании топлива, эффективности, надежности, выбросов в окружающую среду и стоимости производства энергии [31].

1.3.1. Использование гибридных электростанций на практике

Рассмотрим опыт работы современных гибридных электростанций. В работе [32] представлена технологическая схема, работающая на основе использования твердооксидных топливных элементов и газовых микротурбин (рис. 1.4).

Топливные элементы преобразуют химическую энергию топлива в электричество без прямого сгорания. Фактически, они избегают многих ограничений, характерных для сжигания топлива, и обеспечивают более эффективное преобразование топлива в энергию.

Твердооксидный топливный элемент (ТОТЭ) представляет собой тип элемента с высокой рабочей температурой, и его можно использовать в гибридных системах выработки электроэнергии. Одним из преимуществ ТОТЭ по сравнению с другими топливными элементами является их способность управлять широким спектром углеводородного топлива. Из-за высокой рабочей температуры ТОТЭ этот тип топливного элемента не требует внешнего преобразователя, а метан и другие углеводороды превращаются в диоксид углерода и водород во внутреннем преобразователе.

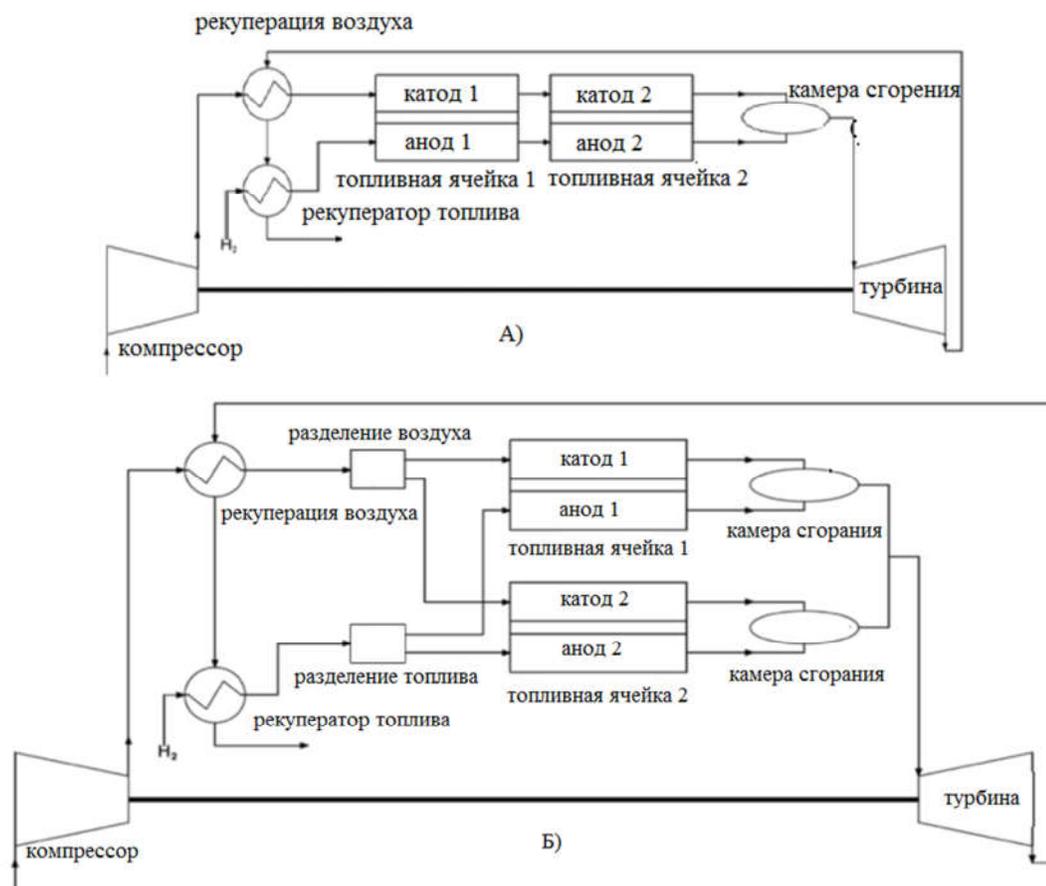


Рисунок 1.4 – Гибридные системы на твердооксидных топливных элементах и газовых микротурбинах: А – гибридная система с двумя последовательными топливными элементами; Б – гибридная система с двумя параллельными топливными элементами [32]

В данном исследовании [32] топливные элементы подвергались электрохимическому, термодинамическому и термическому анализу, а их рабочие температуры рассчитывались при различных рабочих условиях. Результаты показывают, что гибридная система с двумя последовательными топливными элементами имела максимальную выработку энергии и эффективность по сравнению с двумя другими случаями. Более того, простая гибридная система и система с двумя параллельными топливными элементами имели относительно равную чистую выработку электроэнергии и эффективность. Согласно исследованиям, гибридная система с двумя батареями топливных элементов, которые имели 3424 и 1712 элементов соответственно, может достигать

электрической эффективности более 48%. Гибридная система с двумя параллельными батареями топливных элементов, в которой каждая батарея состояла из 2568 элементов, имела электрический КПД 46,3% [32].

Многообещающими являются различные виды возобновляемых источников энергии, наиболее интересной из которых является солнечная энергия. Концентрация солнечной энергии (CSP) и фотоэлектрических панелей (PV) являются двумя основными категориями солнечных технологий. Фотоэлементы находятся в невыгодном положении не только потому, что их эффективность снижается с повышением температуры окружающей среды, но и потому, что они не могут вырабатывать электричество ночью и в несолнечные дни.

Концентрированная солнечная энергия (CSP), или солнечная тепловая энергия, является перспективной технологией для гибридизации с другими энергетическими технологиями для производства электроэнергии. CSP разделяет технологию с обычным производством электроэнергии и может быть легко интегрирована с другими типами энергии в синергетическую систему, которая имеет много потенциальных преимуществ, включая лучшую диспетчеризацию и надежность, повышенную эффективность, уменьшенные капитальные затраты за счет совместного использования оборудования и возможность гибкой работы путем чередования между источниками энергии, что может привести к повышению общей эффективности за счет сочетания различных источников энергии. Еще одним преимуществом технологии CSP является способность легко хранить энергию при помощи накопителя тепловой энергии, что позволяет перераспределять неустойчивые солнечные ресурсы [33].

Рассмотрим сочетание технологий концентрированной солнечной энергии с углем, природным газом, биотопливом, геотермальными и ветряными ресурсами.

Технологии геотермальной и солнечно-тепловой энергетики основаны на энергетических циклах Ренкина для преобразования возобновляемой тепловой энергии в электроэнергию (рис.1.5).

Обе технологии применяют теплоносители для перемещения, а иногда и для накопления тепловой энергии. В дополнение к этим общим функциям технологии

имеют важные различия. Геотермальные ресурсы, как правило, трудно найти и разработать, но они обеспечивают долгосрочное и недорогое тепло почти непрерывно. Напротив, солнечные ресурсы хорошо документированы и следуют предсказуемым ежедневным и сезонным моделям, но подвержены кратковременной изменчивости из-за погоды. Общность и различия заставили ученых изучить преимущества и техническую осуществимость объединения геотермальной и солнечно-тепловой энергии в гибридных системах.

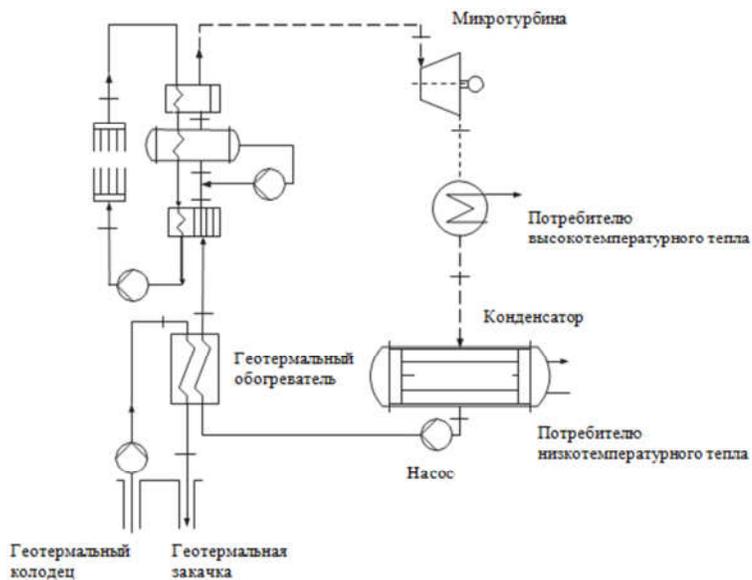


Рисунок 1.5 – Геотермальные источники одинарного давления (схема солнечного органического цикла Ренкина)[34]

В качестве технического достоинства, связанного с концепциями возобновляемых геотермальных и солнечных гибридных установок, часто используется преимущество солнечной энергии при повышенных суточных температурах, которые снижают эффективность геотермальных электростанций. Это особенно относится к бинарным установкам с воздушным охлаждением, где высокие температуры окружающей среды повышают температуру конденсации рабочей жидкости и давление выхлопных газов турбины, что приводит к снижению тепловой и электрической эффективности. Использование солнечного тепла для повышения производительности геотермальной электростанции с

воздушным охлаждением в эти периоды может улучшить корреляцию между выходной мощностью электростанции и кривыми полезной нагрузки [35].

В качестве примера проведены исследования для температуры газов на входе в турбину 420 К. Это позволяет использовать геотермальные ресурсы с низкой и средней энтальпией, или солнечных тепловых электростанций, использующих солнечные коллекторы без концентраторов (таких как вакуумированное стекло, солнечные коллекторы с тепловыми трубками) или с ограниченным коэффициентом концентрации. Идея заключается в разработке небольших энергоблоков (рассматривается мощность 50 кВт) с отводом тепла при температуре в диапазоне 60–80 °С, который является привлекательным для бытового отопления (зимой) или даже для кондиционирования воздуха (летом, в сочетании с холодильной установкой абсорбционного цикла). Ожидается, что электрическая эффективность цикла будет низкой (7–11%), но электроэнергию следует рассматривать как побочный продукт, а основной - тепло для бытового отопления, производства горячей воды или системы охлаждения [34].

В работе [36] рассмотрено комбинирование солнечной энергии и энергии биомассы. Технологические схемы электростанции данного типа представлены на рис.1.6 и 1.7.

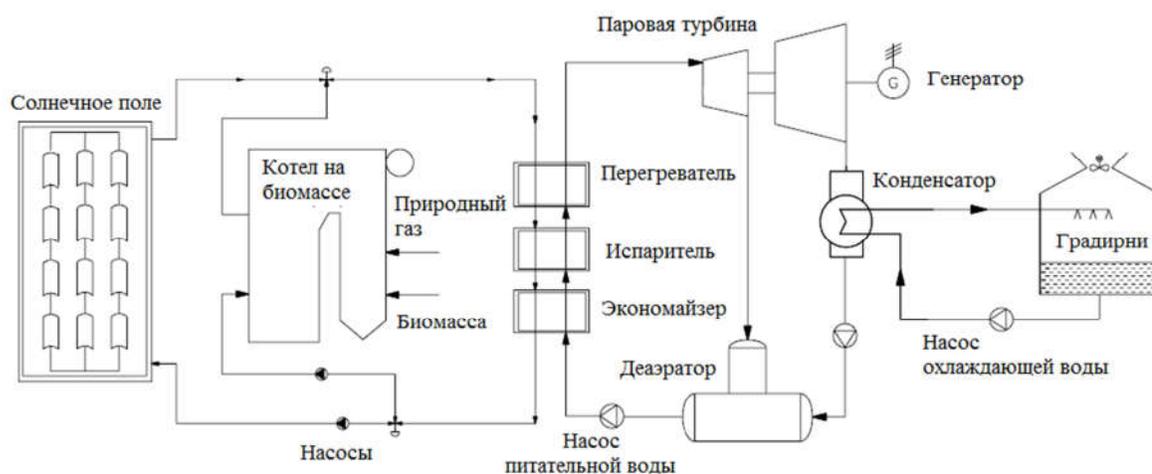


Рисунок 1.6 – Технологическая схема гибридной электростанции с использованием концентрированной солнечной энергии (CSP) и биомассы [36]

Как уже было сказано ранее, солнечные энергетические установки подвержены влиянию периодичности дневных и ночных циклов, а также сокращению периодов облучения (зима, пасмурные дни, кратковременные переходные процессы). Электростанции, работающие на биомассе, сталкиваются с проблемами логистики, связанными с непрерывной подачей очень большого количества относительно дефицитного и сезонного топлива. Гибридные системы могут обеспечить снятие ограничений, максимизируя энергетический потенциал этих ресурсов, повышая эффективность процесса, обеспечивая большую безопасность поставок и снижая общие затраты.

Первым параметром, который необходимо учитывать при проектировании электростанции, является мощность, так как экономическая и энергетическая эффективность установки чувствительны к масштабным факторам. Более крупные станции выигрывают от более высокой энергоэффективности и получают выгоду от возрастающей экономии от масштаба. Тем не менее, крупные станции сталкиваются с трудностями в обеспечении устойчивых и стабильных поставок биомассы. Для целей данного анализа электростанция мощностью 10 МВт была выбрана в качестве примера оптимального баланса между производительностью и поставками биомассы. Хотя оптимальное рабочее давление может составлять порядка 90-100 бар для электростанции мощностью 50 МВт, для этой электростанции мощностью 10 МВт было выбрано давление 63 бара, чтобы минимизировать капитальные и эксплуатационные затраты. Конфигурация установки, основанная на замене резервного котла на природном газе котлом на биомассе (рис. 1.7), выигрывает от более простого управления, а также от снижения затрат на строительство, поскольку котел на природном газе не требуется. С другой стороны, основным недостатком этого варианта является более низкая производительность при сжигании биомассы из-за необходимости использовать теплообменники для жидкости.

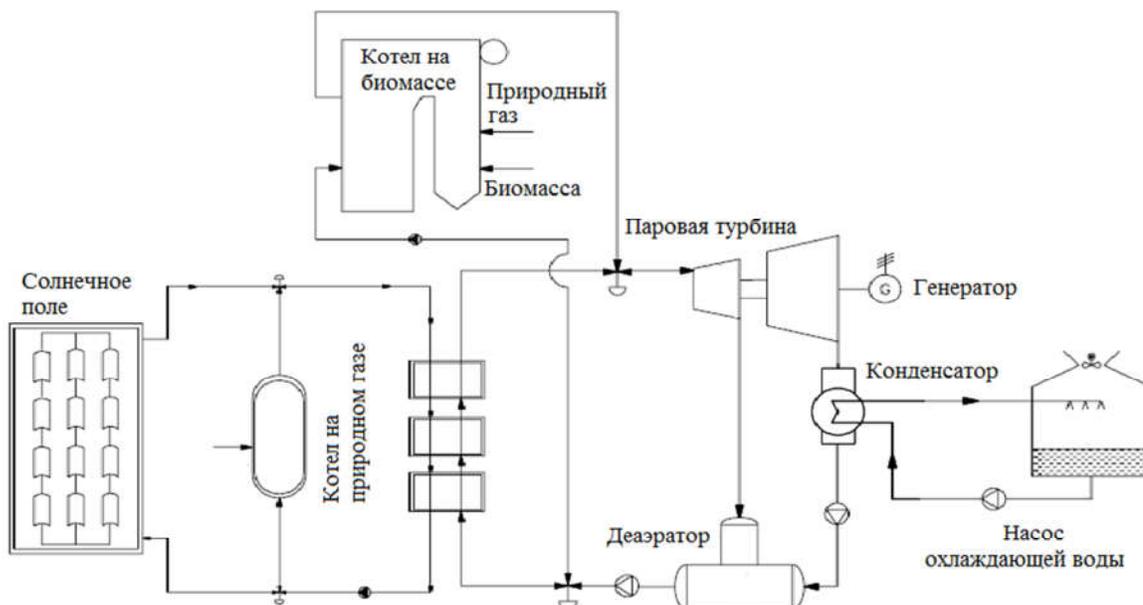


Рисунок 1.7 –Технологическая схема гибридной электростанции с использованием солнечной концентрированной энергии и биомассы с параллельно установленными CSP-панелями и блоками использования биомассы [36]

С концептуальной точки зрения ключевые условия эксплуатации этой гибридной станции будут включать:

- выработка электроэнергии должна основываться на цикле CSP, поскольку солнечное излучение доступно и эксплуатационные расходы сведены к минимуму;
- природный газ будет использоваться в котле для биомассы для обеспечения первичной энергии во время коротких переходных процессов, таких как облачная погода или переходы между циклами биомассы и CSP;
- сжигание биомассы будет использоваться в течение более длительных периодов, когда солнечные ресурсы недоступны, например, ночью и зимой.

Сочетание солнечной и ветровой энергии основано на том, что хорошее солнечное излучение и плохая энергия ветра обеспечиваются летом, в то время как относительно хорошая энергия ветра и слабое солнечное излучение возникают зимой. В дневное время солнечное излучение имеет высокие значения, а энергия ветра, как правило, низка. В то же время ночь имеет относительно хорошую энергию

ветра, когда солнечное излучение почти равно нулю. Преимущества одного источника используются для преодоления недостатков другого в ветро-солнечной гибридной системе, которая является весьма конкурентноспособной (рис. 1.8). Следовательно, гибридная система в значительной степени усиливается за счет требований нагрузки, а более высокий коэффициент генерирующей мощности достигается за счет объединения энергии ветра и солнечной энергии с технологией накопления для преодоления непредсказуемой выходной электрической мощности [37-40].

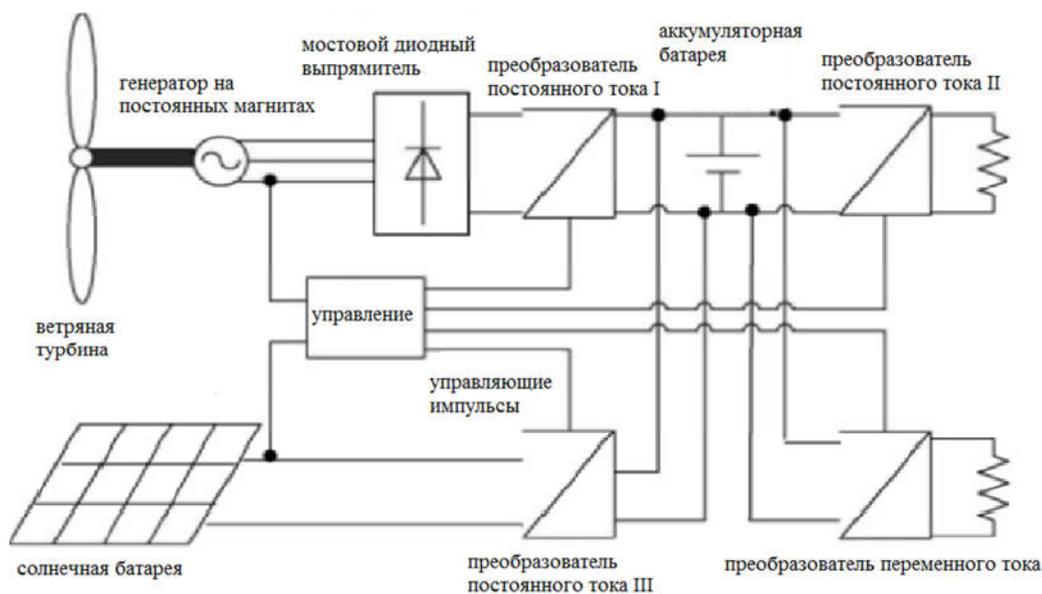


Рисунок 1.8 – Традиционная топология автономной гибридной ветро-солнечной системы генерации энергии [41]

Преимущества и недостатки систем данного типа представлены ниже [42].

Преимущество	Недостаток
Генерирует примерно вдвое больше, чем солнечные или ветровые системы	Более высокие начальные инвестиции
Повышенная надежность системы выработки электроэнергии	Это невозможно в некоторых городских районах, где скорость ветра намного меньше
Не требуют расширения сети, так как они вырабатывают энергию в разные промежутки времени и в дополнительные	Небольшие потери из-за затенения ветряных башен

сезоны	
Размер батареи может быть сведен к минимуму, так как меньше зависит от одного метода производства энергии	Конкурентоспособный вариант только в тех регионах, где ветер и солнце дополняют друг друга
	Готовность рынка еще не достигнута
	Не все типы ветряных турбин могут быть использованы, так как скорость ветра зависит от региона

Далее рассмотрим сочетание солнечной энергии и энергии ископаемого топлива.

Исследование, представленное в работе [33], основано на данных 240 установок CSP (Concentrating Solar Power), которые дают представление о технико-экономических характеристиках этих систем. На основе литературных источников проведен сравнительный анализ установок CSP за период с 1982 по 2020 год. Как показывают статистические результаты, 87% проектов CSP расположены в Испании и США, но и другие страны инвестировали в CSP начиная с 2012 года. Анализируемая база данных состоит из 240 установок CSP, расположенных в разных странах мира. Эти системы имеют действующую установленную мощность около 4,2 ГВт, причем установки CSP варьируются от самых маленьких (1 МВт, Greenway CSP Mersin Tower Plant в Турции) до самых больших (377 МВт, Ivanpah SEGS в США). Анализируются солнечные технологии: коллектор параболических желобов (PTC), башня солнечной энергии (SPT), линейный отражатель Френеля (LFR) и коллектор параболических тарелок (PDC) (рис.1.9), применяются на практике в основном технологии PTC и SPT.

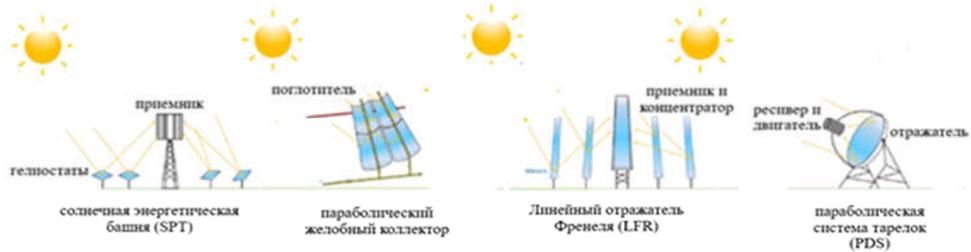


Рисунок 1.9 – Принципиальная схема четырех основных технологий CSP [43]

Gemasolar является первым коммерческим проектом SPT, работающим с расплавленной солью в качестве рабочей жидкости и среды хранения. Эта технология обеспечивает большую гибкость при рабочей температуре до 565°C и хранении тепла, что в случае Gemasolar составляет 15 часов. Успех модели Gemasolar дает жизнь многим подобным системам. Для достижения более высоких температур были разработаны схемы с использованием сжатого воздуха, который направляется в турбины, работающие по комбинированному циклу [44].

Проекты с использованием солнечной башни (SPT) реализованы в юго-западной части Алжира (рис.1.10).

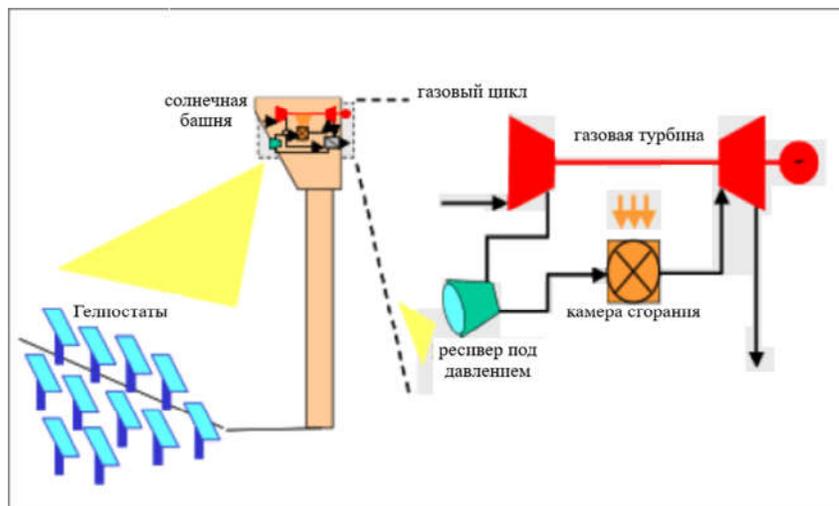


Рисунок 1.10 – Башенная солнечная электростанция с циклом Брайтона[45]

В качестве основного генерирующего оборудования используется газовая турбина GE MS5001R мощностью 20,5 МВт. Температура горючей смеси на выходе из камеры сгорания достигает 957 °С, используется природное газовое топливо с теплотворной способностью 45 МДж/кг, в условиях окружающей среды (температура 25°С, давление 1,132 бар, DNI=800 Вт/м²), КПД составляет соответственно 27,44% (без регенерации) и 32,92% (с регенерацией).

Исследование модели интегрированного солнечного комбинированного цикла (ИСКЦ) проведено в работе [46]. На рис. 1.11 представлена технологическая схема, в которой реализован комбинированный цикл.

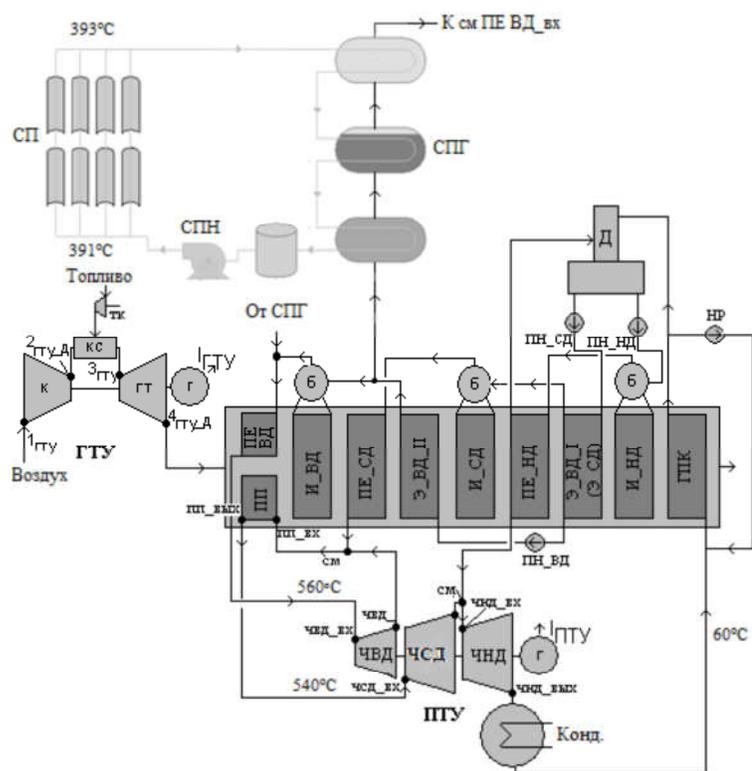


Рисунок 1.11 – Принципиальная схема ИСКЦ [46]

На электростанции с комбинированным циклом горячие газы, поступающие из газовой турбины, используются для выработки пара в котле-утилизаторе (КУ), затем пар направляется в паровую турбину. В установках ИСКЦ дополнительная тепловая энергия от солнечного парогенератора вводится в КУ обычной

установки с комбинированным циклом. Солнечное поле производит перегретый пар, который подается на КУ, что позволяет повысить тепловой КПД парового цикла в ПГУ. В данный момент ИСКЦ действует как ПГУ.

Термодинамические параметры системы ИСКЦ изучались для климатических условий Египта (Асуан). Часть пара высокого давления коллектора вырабатывается параллельно с соответствующим испарителем. ИСКЦ также сравнивается с базовой конфигурацией ПГУ. В год солнечное поле может производить 205,84 ГВт·ч тепловой энергии. Интеграция производства солнечной тепловой энергии в технологическую схему ПГУ увеличивает средний выход энергии системы на 83,77 ГВт·ч в год и снижает выбросы CO₂ примерно на 75 586,6 тонн при использовании того же оборудования цикла смешивания газов. Доля солнечной энергии при производстве электроэнергии может достигать 9,5% в летние дни, среднегодовая эффективность использования солнечной энергии составляет 39,8–49,3% [46].

Гибридные установки с концентрированной солнечной энергией (CSP) демонстрируют различные типы и уровни комбинирования в зависимости от гибридного источника энергии, местоположения установки, используемой технологии CSP и конфигурации установки. Горючие виды топлива обеспечивают надежность, управляемость и гибкость. Геотермальные, ветряные и фотоэлектрические гибридные электростанции с CSP могут быть полностью возобновляемыми, но в них отсутствуют некоторые преимущества углеводородного топлива, связанные с надежностью и равномерностью поставок. Эффективные гибридные станции с использованием геотермальной энергии и технологии CSP требуют работы при низких температурах, когда эффективность ограничивается циклом питания. Wind-CSP и PVT (фотоэлектрические и тепловые) не имеют диспетчерской способности, но имеют и другие преимущества.

Гибридная электростанция с технологией CSP и использованием ископаемого топлива (уголь и природный газ) имеет значительные преимущества

в краткосрочной и среднесрочной перспективе благодаря стабильным поставкам ископаемого топлива.

1.3.2. Классификация малых электростанций

Важным этапом при внедрении электростанций малой мощности (мини-ТЭС) в энергетическую систему является разработка более упорядоченного представления об их типах и возможностях. Для этой цели разработана классификация современных мини-ТЭС, основанная на анализе известного опыта, а также перспектив внедрения новейших научных разработок.

Рассмотрим основные классификационные признаки. Наиболее значимым фактором является *тип первичных энергоресурсов*, классификация известных работающих станций по данному признаку представлена на рисунке. В зависимости от выбранного топлива определяется структура технологической схемы.

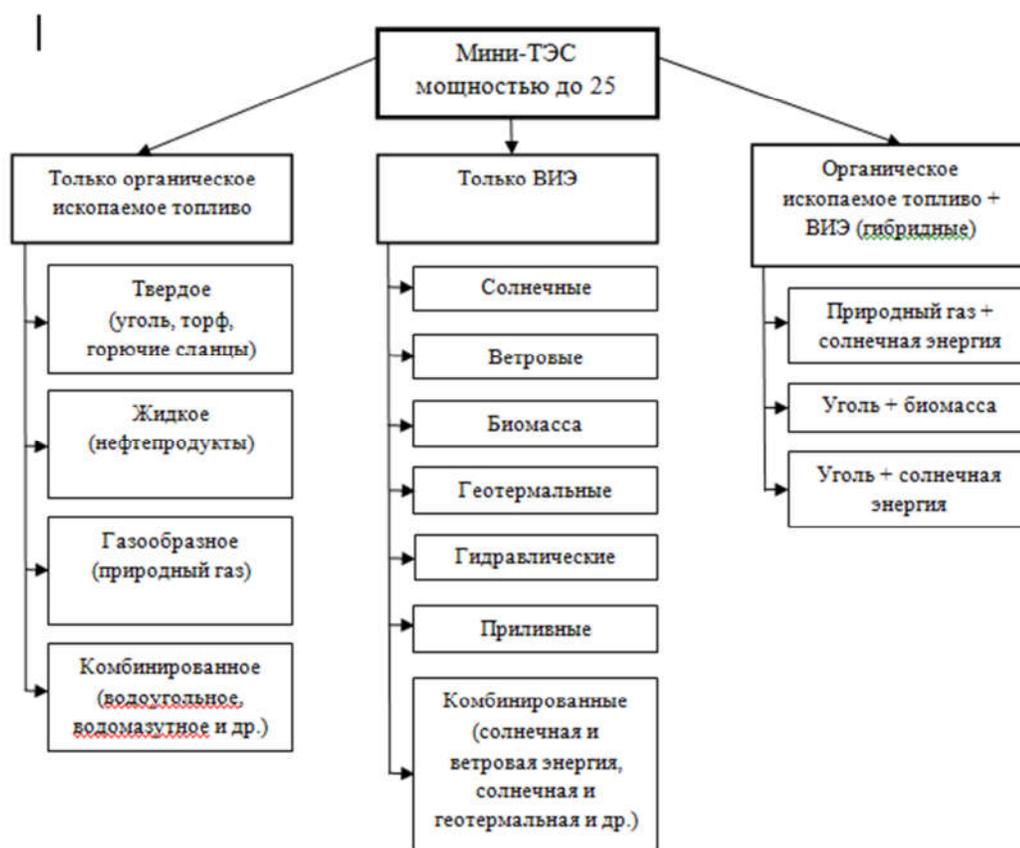


Рисунок 1.12 – Классификация мини-ТЭС по типу первичных энергоресурсов

Существующие станции можно разделить на три группы - мини-ТЭС с использованием только традиционного ископаемого органического топлива, только возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и работающие на основе как традиционного топлива, так и ВИЭ.

Подробное описание мини-ТЭС, работающих с использованием твердого топлива, представлены в работах Афанасьевой О.В. и Мингалеевой Г.Р. [47,48]. Твердое топливо обладает рядом несомненных преимуществ перед газообразным в отношении обеспечения автономной работы станции и расположении объекта на значительном удалении от проложенных коммуникаций. При выборе твердого топлива структура блока подготовки топлива является наиболее сложной, поскольку требуется сушка и измельчение. Уголь, торф или горючие сланцы могут сжигаться в топках котлов в виде пыли, а также в кипящем или плотном слое или газифицироваться с получением горючего газа. В качестве жидкого топлива в котлах сжигается мазут, а если используются поршневые двигатели, то дизельное топливо. Традиционное газообразное топливо – природный газ различных месторождений, в перспективе могут использоваться отходящие газы нефтехимических и коксохимических предприятий, однако сжигать их сложно, поскольку состав таких газов непостоянный и меняется в зависимости от параметров основного технологического процесса. В технологических схемах данного типа могут использоваться топливные элементы, существенно повышающие эффективность использования газообразного топлива. Наибольший интерес для малой распределенной энергетики представляют комбинированные виды топлив – водоугольные, мазутоугольные, водоторфяные, водомазутоугольные и другие. За счет смещения и гомогенизации компонентов, а качестве которых могут использоваться промышленные отходы и низкосортные топлива, их свойства могут быть стабилизированы и иметь заданные значения [49].

Современные гибридные мини-ТЭС могут сочетать использование угля или природного газа и солнечной энергии, угля и биомассы [31].

Мини-ТЭС могут также классифицироваться по другим признакам, оказывающим менее выраженное влияние на структуру технологической схемы и выбор основного и вспомогательного оборудования:

- по количеству источников - количество источников энергии является одним из факторов, определяющих сложность гибридных электростанций, а также их устойчивость и эффективность, большое количество источников делает систему более сложной, но, в то же время, приводит к повышению устойчивости и энергоэффективности;

- по типу произведенной энергии: *механическая* - каждая турбина, независимо от ее вида, генерирует механическую энергию, которая впоследствии преобразуется в электрическую, механическая энергия также может потребляться напрямую, например, для перекачки воды; *электрическая* – этот вид энергии может быть легко распределен и преобразован в другой тип, электроэнергия может храниться и потребляться, когда это необходимо; *тепловая* – используется для нагрева и воды, это могут быть системы с солнечными тепловыми коллекторами и системы, использующие геотермальную энергию; *световая* – обеспечивает дневной свет в зданиях посредством концентрического коллектора и оптического кабеля; *производство топлива* – например, производство водорода с помощью электролиза; *смешанный тип* – типичным примером является энергосистема с солнечным тепловым коллектором в сочетании с ветротурбиной и фотоэлектрическими элементами.

- по наличию накопителей энергии для ее хранения: с накопителями и без них;

- по наличию подключения к распределительной сети: мини-ТЭС с подключением к централизованной энергосистеме должны быть синхронизированы с системой распределения; автономные мини-ТЭС используются для энергообеспечения удаленных от централизованной энергосистемы объектов.

Таким образом, в соответствии с предложенной классификацией можно выделить примерно 20 различных типов схем мини-ТЭС. Выбор наиболее эффективной схемы определяется по виду доступного для использования топлива или возобновляемых энергетических ресурсов, которые доступны в данном регионе, имеют значительный потенциал и достаточно низкую стоимость. Далее должен проводиться расчет данной схемы по материальным и энергетическим потокам, подбор оборудования и оптимизация по энергетическим и экономическим показателям.

1.4. Методы оптимизации режимных параметров объектов малой распределенной энергетики в рамках энергетической системы

Рассмотрим различные направления оптимизации состава и режимных параметров малых электростанций как в рамках энергетических систем, так и в качестве автономных объектов.

1.4.1. Оптимизация местоположения и мощности блоков распределенной генерации

Потери в системе являются важными показателями для энергосистем. Потери при передаче и распределении (T&D) присущи любой энергосистеме и возникают из-за рассеивания энергии в токоведущих компонентах и оборудовании при ее передаче и распределении. Энергосистемы стремятся снизить это значение, которое является ключевым показателем эффективности при оценке эффективности коммунального предприятия. Потери, значения которых представлены в табл. 1.5, могут быть уменьшены до оптимального уровня, но не могут быть устранены [50,51].

Таблица 1.5 – Распределение технических потерь по сети [51]

Системный элемент	Потери мощности (%)	
	Минимум	Максимум
Повышающие трансформаторы и система передачи	2,0	4,0
Подсистема передачи и переход к уровню напряжения распределения	2,0	4,5
Линии распределения и сервисные соединения	3,0	7,0
Общие убытки	7,0	15,5

Есть два основных компонента, способствующих потерям в сети низкого напряжения: потери трансформатора и потери в фактических проводниках сети. Первая состоит из потерь в сердечнике, которые практически постоянны, и потерь

в меди, которые зависят от нагрузки. Технические потери присущи любой электрической сети в основном из-за потерь в токоведущих элементах [52].

Одним из эффективных методов регулировки напряжения, снижения потерь энергии, коррекции коэффициента мощности и увеличения доступной емкости фидеров в распределительных системах является использование шунтирующих конденсаторов. Конденсаторы играют роль в снижении реактивной составляющей потерь. Для подачи активной мощности нагрузок блоки МРЭ используются в положениях, где существует требование высокой нагрузки (при пиковом уровне нагрузки). Поэтому, чтобы уменьшить эксплуатационную составляющую потерь в системе, следует определить положение блоков МРЭ и мощность накачки в допустимом диапазоне генерации.

Факторы, которые обычно учитываются при проектировании рассеянных генераторов, включают используемую технологию, количество и мощность доступных блоков и оптимальное расположение установки в системе [53].

Следовательно, если рассматривать устройства с шунтирующими конденсаторами и блоки МРЭ, проблема превращается в оптимизационную многоцелевую задачу с различными ограничениями, которую сложно решить обычными методами [54].

Подобная задача решается путем использования целевой функции F для минимизации стоимости потерь мощности, затрат на установку конденсаторных устройств и блоков МРЭ, определяемых как [55]:

$$F = k_e \sum_{j=1}^L T_j P_j + \sum_{i=1}^{ncap} k_c Q_{Ci} + \sum_{i=1}^{nDG} Q(G_i),$$

где k_e - стоимость потерь энергии (долл./кВт ч); k_c - инвестиционные затраты на конденсатор как фиксированного, так и коммутируемого типа; L - количество уровней нагрузки; T_j - длительность j -го уровня нагрузки; P_j - потери мощности на j -м уровне нагрузки; Q_{ci} - квар i -й конденсаторной батареи; $Q(G_i)$ - стоимость i -го агрегата МРЭ; $ncap, nDG$ - количество шин-кандидатов для установки конденсатора и МРЭ.

Исследования практически всех направлений работы электростанций, топливно-энергетического комплекса и энергетических систем различного уровня выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. Проводилась оптимизация параметров отдельных энергетических установок, режимов работы ТЭЦ, моделировалась структура автономных электроэнергетических систем и отдельных объектов малой распределенной энергетики, использующих как традиционные, так и возобновляемые источники энергии. Результаты данных исследований представлены в аналитическом обзоре [56].

Для решения задачи оптимизации используются различные эволюционные алгоритмы: генетический алгоритм [57,58] нечеткий и вещественно-кодированный генетический алгоритм [59], иммунный алгоритм [60], алгоритм имитации отжига на основе нечеткой логики [61], комбинации дифференциальных и эволюционных алгоритмов и метода оптимизации роя частиц PSO [62,55], динамическое программирование [63], а также метода Tabu Search [64].

1.4.2. Оптимизация рабочих параметров мини-ТЭС

Объекты малой распределенной генерации могут быть подключены к централизованной сети или работать автономно. Обычные электростанции, такие как угольные, газовые и атомные, а также крупные гидроэлектростанции и солнечные электростанции, являются централизованными и часто требуют передачи электроэнергии на большие расстояния. Напротив, системы распределенной генерации, как правило, представляют собой децентрализованные, модульные и более гибкие технологии, близкие к нагрузке, которую они обслуживают, хотя их мощность составляет не более 25-30 МВт. Эти системы могут содержать несколько типов генерирующих устройств и компонентов хранения.

Устройства накопления энергии, подключенные к электросети, также могут быть классифицированы как системы распределенной генерации и обычно

называются распределенными системами накопления энергии. С помощью интерфейса системы могут управляться и координироваться в интеллектуальной сети. Распределенное производство и хранение позволяют собирать энергию из нескольких источников и могут снизить воздействие на окружающую среду и повысить безопасность поставок.

Одной из основных проблем при интеграции ВИЭ, таких как солнечная энергия, энергия ветра и т.д., является их неопределенность, что может вызвать ряд проблем в системе распределения: она делает отношения спроса и предложения чрезвычайно сложными и требует сложных инструментов оптимизации, чтобы сбалансировать сеть и это оказывает большее давление на сеть передачи, это может вызвать обратный поток энергии из распределительной системы в систему передачи.

Тенденция поиска лучшего решения при определенных ограничениях называется оптимизацией. В последние десятилетия потребность в методах привела к повышению производительности системы благодаря нахождению оптимальных рабочих и проектных параметров, известных как методы оптимизации. Алгоритмы оптимизации делятся на шесть категорий, как показано на рисунке 1.13, а сами алгоритмы на рис. 1.14 [65].

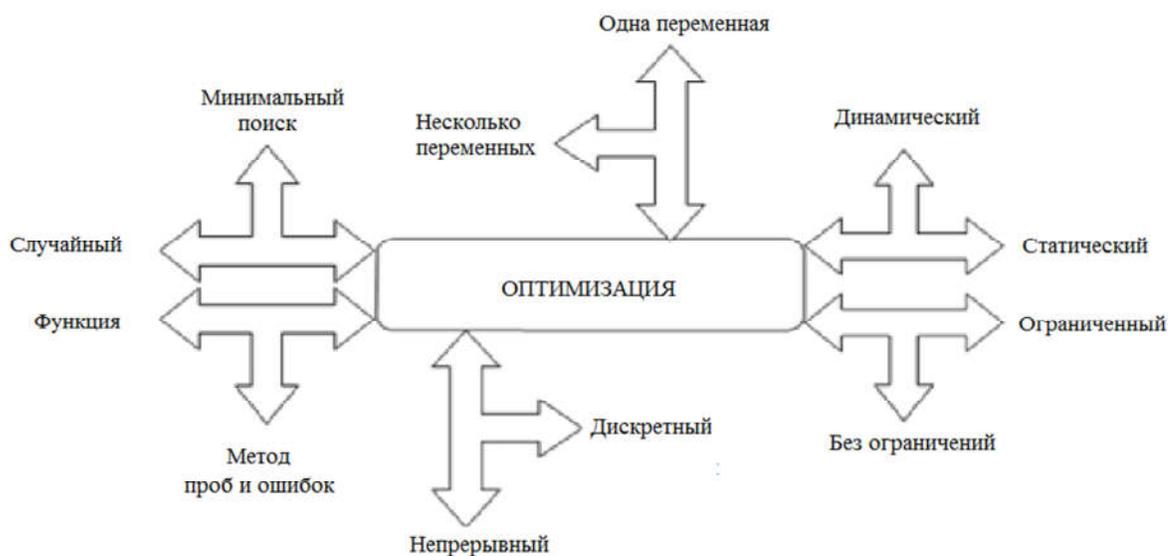


Рисунок 1.13 – Шесть категорий алгоритмов оптимизации [65]

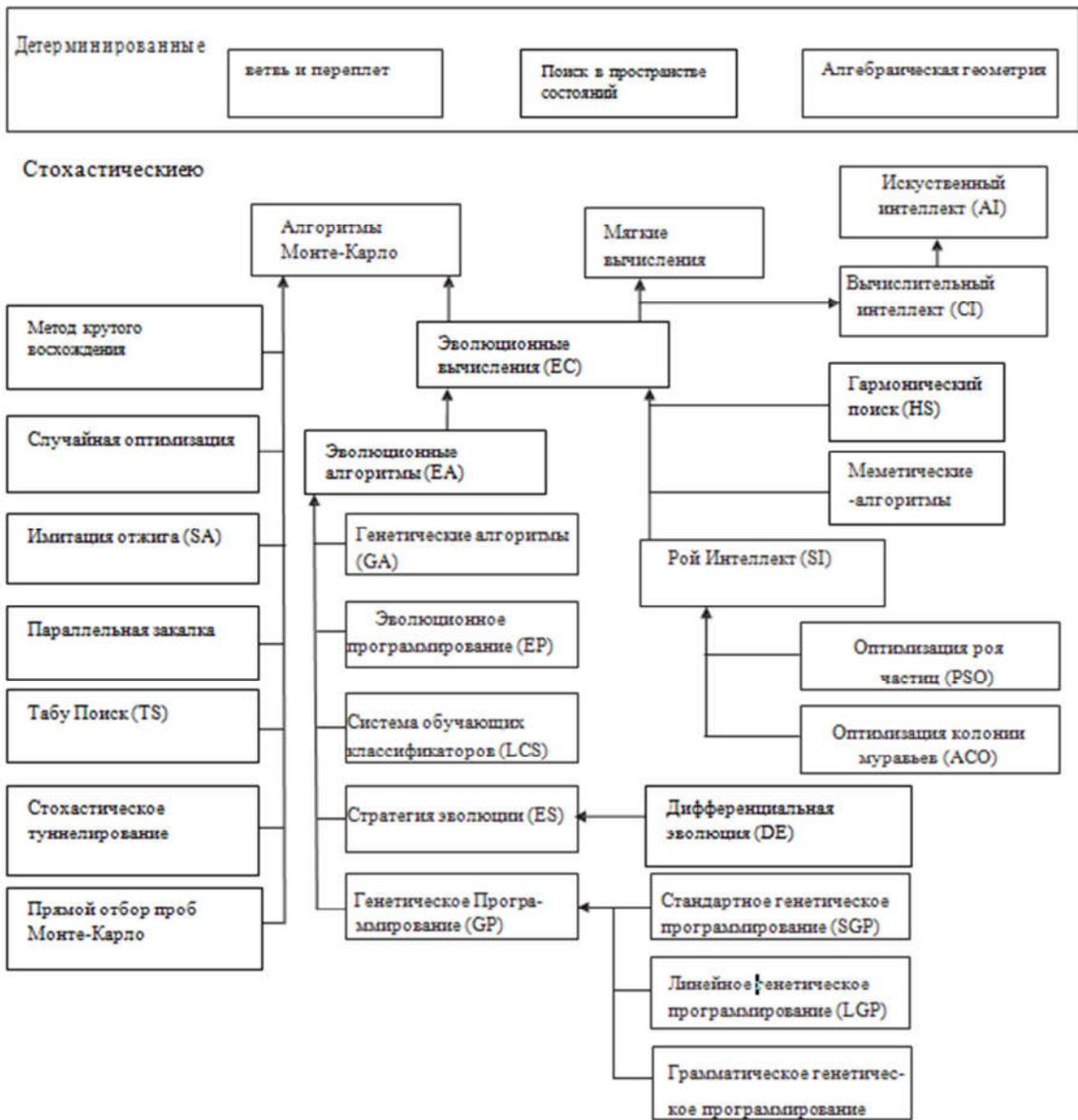


Рисунок 1.14 – Классификация алгоритмов глобальной оптимизации [66]

В связи с тем, что солнечные и другие виды возобновляемой энергии предполагают эффективное решение растущих экологических и энергетических проблем, развитие данных технологий идет очень быстрыми темпами, кроме того их разнообразие возрастает, и системы проектируются для решения различных задач. Классификация систем получения энергии на основе использования солнечного излучения представлена на рис. 1.15.

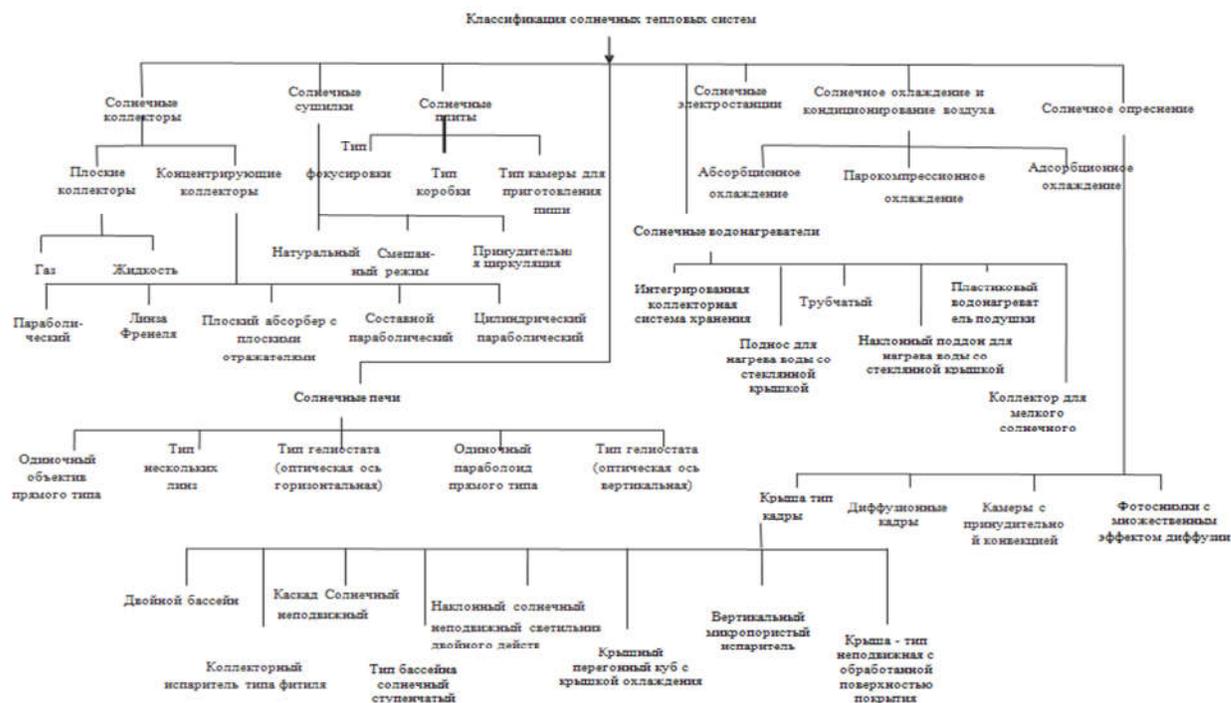


Рисунок 1.15 – Классификация солнечных тепловых систем [67]

В настоящее время стохастические методы используются для оценки, прогнозирования и оптимизации различных систем солнечной энергетики. Исследователи в основном используют генетический алгоритм (GA), искусственные нейронные сети (ANN), оптимизацию муравьиных колоний (ACO), оптимизацию роя частиц (PSO), имитацию отжига (SA) и другие многоцелевые методы оптимизации. Рассмотрим более подробно данные алгоритмы.

Генетический алгоритм схематично представлен на рис.1.16.

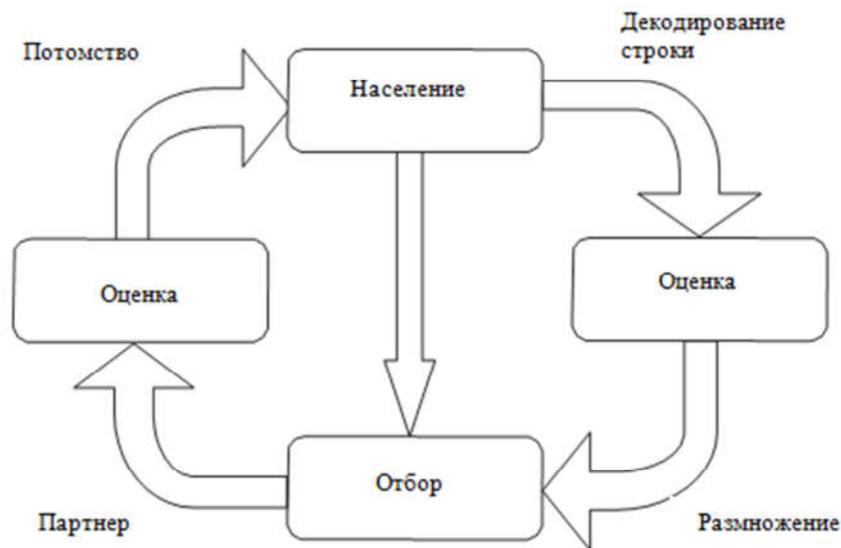


Рисунок 1.16 – Цикл генетического алгоритма [68]

Генетический алгоритм (ГА) является одним из самых популярных методов в эволюционных вычислительных исследованиях, основанных на механике естественного отбора и естественной генетики. основополагающий принцип, которому следует ГА: наиболее приспособленный член населения имеет наибольшую вероятность выживания. Традиционная оптимизация на основе исчисления зависит от допущений о непрерывности и существовании производных, и вычислительные методы работают над специальными свойствами сходимости и оценкой вспомогательных функций, тогда как ГА работает с информацией о целевой функции и ищет оптимальный набор параметров для получения оптимального значения. Простая модель популяционного генетического цикла ГА показана на рис. 1.16 [68]. ГА имеет следующие преимущества по сравнению с традиционными методами: требует только приблизительную информацию о целевой функции и не требует свойства дифференцируемости и выпуклости целевой функции, работает с набором решений от одного поколения к следующему и использует только оценки решений, а не их производные или другие параметры. В системах использования солнечной энергии ГА применяется для оптимизации тепловых характеристик

путем создания определенного набора конструктивных и эксплуатационных параметров энергетических установок.

Оптимизация роя частиц (PSO) имеет большой потенциал для решения проблемы оптимизации. Кеннеди и Эберхарт [69,70] предложили этот метод в 1995 году и внедрили ее как симулятор упрощенной социальной системы, в которой каждый член школы извлекает выгоду из открытий и прошлого опыта других членов. В этой методике оптимизации потенциальные решения, называемые частицами, достигли наилучшего соответствия частиц в проблемном пространстве. PSO очень быстрый и эффективный, когда реализован для разнообразных задач оптимизации. В методе PSO частицы, то есть потенциальные решения, проходят через желаемое проблемное пространство, заданное в задаче, следуя тому же корню, что и текущие оптимальные частицы. Лучшее решение (приспособленность) было достигнуто частицами. При этом у каждой частицы есть память, которая заставляет их помнить лучшее решение в возможном пространстве поиска, и эта ценность известна как лучшая личность (pbest). Оптимизатор роя частиц достигает другого наилучшего значения, которое является наилучшим значением, достигнутым любой частицей до сих пор в окрестности частицы, и известно как глобальное наилучшее (gbest).

Имитация отжига (SA) была независимо введена Скоттом Киркпатриком, Гелаттом, Векки и различными другими авторами в 1980-х годах. Этот процесс основан на процессе отжига в статистической механике, который подчиняется первому закону термодинамики и специально предложен для дискретных задач оптимизации, а затем успешно реализован для непрерывных и сложных комбинаторных задачах. Он оказывается эффективным и действенным в задачах реконфигурации сети, и с увеличением размера системы его возможности поиска возрастают. С помощью стратегии сглаживания SA можно избежать локальных минимумов и быстро приблизиться к области оптимального решения. У SA есть следующие преимущества, такие как способность работать с произвольными системами и функциями затрат, способность находить оптимальные решения и простота реализации даже для сложных задач. Основным ограничением метода

оптимизации SA является повторный отжиг, и он не может определить, является ли полученное решение оптимальным или нет. SA применяется в различных задачах оптимизации энергосистемы, таких как выделение блоков, планирование расширения области передачи энергии, планирование технического обслуживания и т.д.

Оптимизация при помощи комплексного критерия термоэкономической эффективности или термоэкономического КПД позволяет учесть как энергетические показатели объекта, так и экономические (капитальные и эксплуатационные затраты) [71]. Степень технико-экономического совершенства системы или коэффициент термоэкономической эффективности, учитывающий ее термодинамическую эффективность и экономические затраты:

$$\varphi = \eta_{ex} / \left(1 + \frac{\sum_{i=1}^n (\kappa + C) + Z_d}{B \cdot C_t} \right) \Rightarrow \max ,$$

где κ - удельные капитальные затраты, долл./год; C - эксплуатационные расходы; Z_d - затраты на доставку топлива, долл./год; B - годовой расход топлива, т/год; C_t - стоимость топлива, долл./т.

Данный критерий определения эффективности работы мини-ТЭС, работающих на твердом топливе, позволяет произвести оценку объекта комплексно. При оптимизации посредством использования термоэкономического КПД учитываются наиболее значимые стороны работы энергетического объекта, включающие как энергетическую эффективность, технико-экономические критерии, так и экологические показатели.

Термоэкономическая оптимизация систем производства энергии на основе использования ВИЭ реализована в работе [72]. Проанализирована система полигенерации – производства тепловой, электрической энергии, холода и пресной воды.

Неотъемлемой частью термоэкономического анализа является определение эксергетической эффективности поскольку данный параметр входит в зависимость для определения термоэкономического КПД [73].

Оптимизация вариантов размещения солнечных электростанций в долине реки Меконг Республики Вьетнам представлена в работе [74]. В статье отмечено, что при рассмотрении вопроса об инвестировании в солнечные электростанции директивные органы должны учитывать многие качественные и количественные факторы, включая экономические, технологические характеристики объектов, экологические и социальные факторы. Поэтому решается проблема принятия решений по нескольким критериям, что требует рассмотрения как количественной, так и качественной информации. Авторами представлен комплексный подход к размещению солнечных установок с помощью анализа оболочки данных (DEA) и процесса нечеткой аналитической сети (FANP). Кроме того, применяется такой комплексный подход, включающий наиболее актуальные параметры солнечных установок.

Вклад этого исследования включает в себя нечеткий многокритериальный подход к принятию решений (F-MCDM) для выбора участка для размещения солнечной электростанции во Вьетнаме. Результаты данного исследования могут использоваться как обоснование для принятия решений о размещении солнечных электростанций во многих странах мира.

На основе выполненного анализа методов оптимизации, которые в настоящее время применяются для объектов малой распределенной энергетики и систем с ВИЭ можно заключить, что оптимизация при помощи критерия термоэкономической эффективности (термоэкономического КПД) отвечает цели проводимых исследований и позволяет выбрать комплектацию технологической схемы и ее режимные параметры, соотнести их с капитальными и эксплуатационными затратами и получить максимальное значение данного критерия. Выбранный критерий позволяет учесть стоимость первичных энергоресурсов, которые используются для производства энергии, их

качественные характеристики, что особенно важно для гибридных схем энергетических объектов малой мощности.

Выводы по Главе 1

Определены перспективы внедрения объектов малой распределенной генерации, работающих на основе использования традиционных и возобновляемых энергоресурсов, в энергетическую систему Республики Вьетнам; предложена классификация мини-ТЭС по типу первичных энергоресурсов и по другим классификационным признакам. Выявлено, что для малых энергетических объектов, которые могут быть размещены на территории Вьетнама целесообразно использование солнечной энергии в связи с доступностью данного ресурса и значительным потенциалом для использования в гибридных технологических схемах объектов малой распределенной энергетики.

Проведен анализ методов оптимизации, используемых в области исследований. В качестве наиболее целесообразного метода выбрана оптимизация с помощью критерия термозкономической эффективности.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПАРОТУРБИННЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ МИНИ-ТЭС

2.1. Основные зависимости для расчета технологических схем паротурбинных мини-ТЭС

На сегодняшний момент уже существуют реально действующие мини-ТЭС и, хотя они проектируются и строятся под конкретные условия работы, можно выделить некоторые типовые схемы и классифицировать их по основному оборудованию: паровые котлы с паровыми турбинами, газотурбинные установки с котлами-утилизаторами и дизель-генераторы [75]. Твердое топливо (уголь, торф, промышленные углеродсодержащие отходы) в данных схемах может сжигаться в топках паровых котлов или перерабатываться в энергетический газ, который затем сжигается в топках газовых котлов или камерах сгорания ГТУ. Оборудование для термической переработки твердого топлива – газогенераторы и пиролизеры – пока не выпускаются серийно. Поэтому внедрение технологий малой распределенной автономной генерации, использующей уголь и другие виды твердого органического топлива, целесообразно начать с традиционных для вьетнамской энергетики схем с паротурбинными установками.

Рассмотрим технологическую схему паротурбинной мини-ТЭС, показанную на рис.2.1 [76].

Топливо в пылевидном состоянии поступает в горелки парового котла, оборудованного двухступенчатым пароперегревателем, который предназначен для подготовки пара с требуемыми параметрами для паровой турбины. В опускном газоходе котла установлены в рассечку по две ступени экономайзера и воздухоподогревателя. Кроме того, для регулирования температуры пара перед второй ступенью установлен поверхностный пароохладитель, куда поступает питательная вода после первой ступени экономайзера. Питательная вода и конденсат подогреваются в подогревателях низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления. Сетевая вода нагревается паром из отбора турбины в основном бойлере.

В пиковом режиме для нагрева сетевой воды используется острый пар из редуционно-охладительной установки (РОУ).

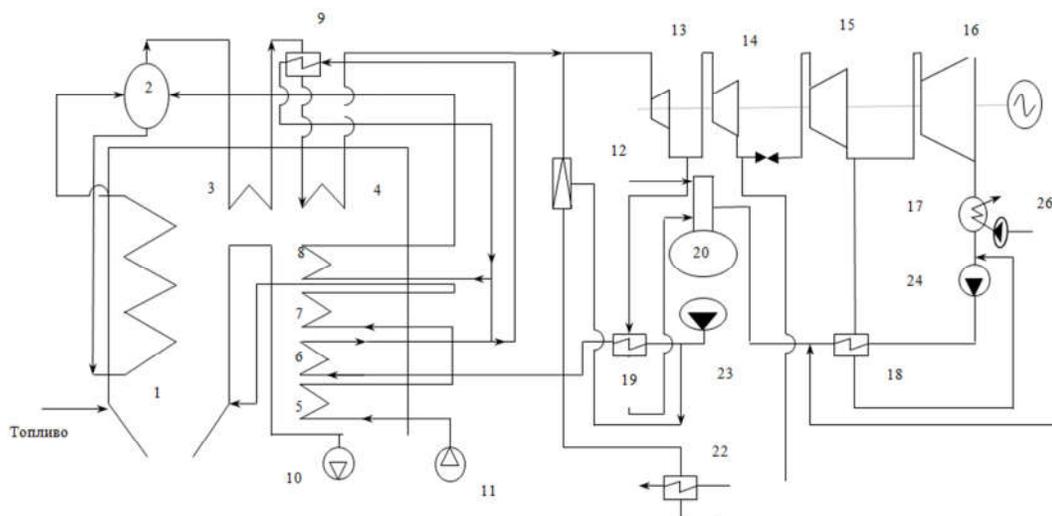


Рисунок 2.1 – Технологическая схема паротурбинной мини-ТЭС: 1 – топка; 2 – барабан котла; 3, 4 – первая и вторая ступени пароперегревателя соответственно; 5, 7 – первая и вторая ступени воздухоподогревателя; 6, 8 – первая и вторая ступени водяного экономайзера; 9 – охладитель пара; 10 – дымосос; 11 – дутьевой вентилятор; 12 – РОУ; 13, 14, 15, 16 – отсеки турбины; 17 – конденсатор турбины; 18 – ПНД; 19 – ПВД; 20 – деаэратор; 21 – сетевой подогреватель; 22 – пиковый подогреватель; 23 – питательный насос; 24 – конденсатный насос; 25 – циркуляционный насос

Алгоритм расчета данной схемы предполагает последовательность действий, показанную на рис. 2.2.

На первом этапе подбирается паровая турбина, соответствующая требуемой мощности, которая определяется с учетом резервирования агрегатов. По расходу и параметрам пара, который необходимо подавать на турбину, выбирается паровой котел, работающий на твердом топливе. Качественные характеристики используемого в качестве топлива угля определяют тип и состав системы пылеприготовления. Основные показатели эффективности рассчитываются на основе положений эксергетического анализа, который позволяет сравнить

объекты, имеющие многоцелевое назначение, например производящие тепловую и электрическую энергию, а также побочные продукты [77,78].

Паровая турбина подбиралась по требуемой мощности и во взаимосвязи с параметрами пара, получаемого в паровом котле. Существующая номенклатура паровых турбин малой мощности (до 25 МВт) не отличается значительным разнообразием. Данные турбины производятся Калужским турбинным заводом.

Расчет парового котла проводился в соответствии с нормативным методом [79].

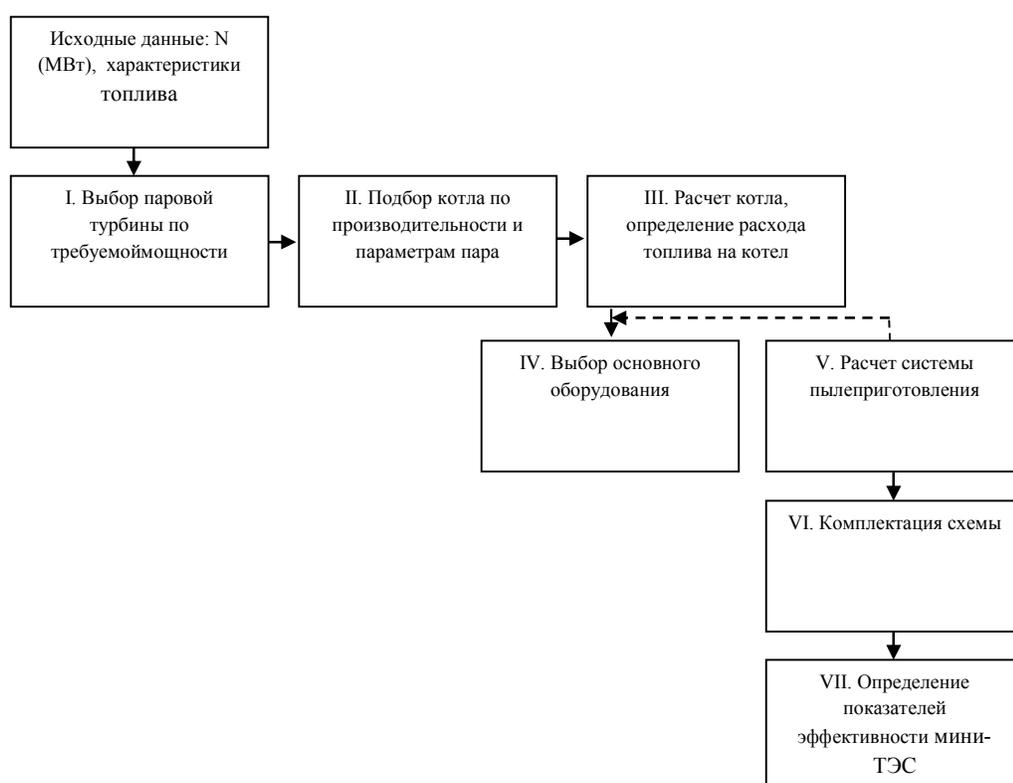


Рисунок 2.2– Алгоритм расчета технологической схемы паротурбинной мини-ТЭС

Коэффициент полезного действия парового котла определяется из обратного баланса, %:

$$\eta_k = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (2.1)$$

где q_2 - потери теплоты с уходящими газами; q_3 - потери теплоты с химическим недожогом топлива; q_4 - потери теплоты с механическим недожогом топлива; q_5 -

потери теплоты от наружного охлаждения через внешние поверхности котла ; q_6 - потери с физической теплотой шлаков [79].

Задача расчета сводится к определению тепловых потерь для принятого типа парового котла и сжигаемого топлива. Потеря теплоты с уходящими газами q_2 зависит от выбранной температуры газов, покидающих паровой котел, и избытка воздуха и определяется по формуле:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} H_{x.6}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}, \quad (2.2)$$

где H_{yx} - энтальпия уходящих газов, кДж/кг или кДж/М³; $H_{x.6}^0$ - энтальпия холодного воздуха при расчетной температуре $t_{x.6}$ и $\alpha = 1$; α_{yx} - коэффициент избытка воздуха.

$$H_{x.6}^0 = C_6 t_{x.6} V_6^o = 1.32 t_{x.6} V_6^o, \quad (2.3)$$

где C_6 - изобарная теплоёмкость холодного воздуха; $t_{x.6}$ - температура холодного воздуха; V_6^o - объем холодного воздуха («холодным» считается воздух при температуре окружающей среды).

Располагаемая теплота сжигаемого топлива - Q_p^p , кДж/кг (для твердого и жидкого топлива) или кДж/м³(для газообразного топлива). В общем случае располагаемая теплота топлива определяется по формуле:

$$Q_p^p = 10^3 Q_H^p + Q_{ТЛ} + Q_{ВНШ}, \quad (2.4)$$

где Q_H^p - низшая теплота сгорания топлива на рабочую массу; $Q_{ТЛ}$ - физическая теплота топлива; $Q_{ВНШ}$ -теплота подогрева воздуха.

Для большинства видов достаточно сухих и малосернистых твердых топлив и газового топлива принимается $Q_p^p = 10^3 Q_H^p$. Для сильновлажных твердых топлив, когда $W^p \geq 1,6 Q_H^p$, и жидких топлив учитывается физическая теплота топлива $Q_{ТЛ}$ которая зависит от температуры и теплоемкости поступающего на горение топлива:

$$Q_{ТЛ} = C_{ТЛ} \cdot t_{ТЛ}, \quad (2.5)$$

Для твердых топлив в летний период времени принимают $t_{ТЛ} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, и теплоемкость топлива

$$C_{ТЛ} = 0.42W^p + C_{ТЛ}^c(1 - 0,01W^p) \quad (2.6)$$

Теплоемкость сухой массы топлива $C_{ТЛ}^c$ составляет: бурые угли – 1,13; каменные угли – 1,09; угли А, ПА, Т – 0,92, кДж/(кг·К). W^p - влажность топлива на рабочую массу. В зимний период принимают $t_{ТЛ} = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ и физическую теплоту не учитывают [80].

В случае предварительного (внешнего) подогрева воздуха в калориферах перед его поступлением в воздухоподогреватель котла теплоту такого подогрева $Q_{ВНШ}$ включают в располагаемую теплоту топлива:

$$Q_{ВНШ} = (\beta_{Г.В} + \Delta\alpha_{ВЛ})(H_{ВЛ}^0 - H_{Х.В}^0), \quad (2.7)$$

$$\beta_{Г.В} = \alpha_{зоп} - \Delta\alpha_{вл}, \quad (2.8)$$

$$\alpha_{зоп} = \alpha_T - \Delta\alpha_T, \quad (2.9)$$

где $\beta_{Г.В}$ - отношение количества горячего воздуха к теоретически необходимому; $\Delta\alpha_{ВЛ}$ - избыток воздуха на входе в воздухоподогреватель; $H_{ВЛ}^0$ - энтальпия теоретического объема воздуха на входе в воздухоподогреватель; $H_{Х.В}^0$ - энтальпия теоретического объема холодного воздуха.

Коэффициент избытка воздуха α_T должен обеспечить практически полное сгорание топлива, он выбирается в зависимости от типа топчного устройства и вида сжигаемого топлива [81].

Избыток воздуха α_T включает в себя коэффициент избытка воздуха, подаваемого в горелки $\alpha_{зоп}$, и присосы холодного воздуха извне при работе топки под разрежением $\Delta\alpha_T$, происходящие в основном в нижней части топки. При выбранном α_T определяется избыток воздуха, поступающий через горелки в зону горения топлива. В газоплотных топках, работающих под наддувом, присосы воздуха в топку исключены ($\Delta\alpha_T = 0$).

При сжигании твердых топлив в системах пылеприготовления, работающих под разрежением, также имеют место присосы воздуха $\Delta\alpha_{пл}$, которые поступают в горелки вместе с транспортирующей топливо средой. Доля присосов воздуха по тракту системы пылеприготовления указана в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Присосы воздуха в системах пылеприготовления различных типов [81]

Мельница и характеристика пылесистемы	$\Delta\alpha_{пл}$
ШБМ с промежуточным бункером пыли при сушке топлива горячим воздухом	0,1
То же, при сушке смесью воздуха с топочными газами	0,12
ШБМ с прямым вдуванием пыли в топку	0,04
Молотковая с прямым вдуванием пыли в топку	0,04
Среднеходная валковая о прямым вдуванием пыли в топку	0,04
Пылесистема с мельницами - вентиляторами	0,2

В формуле (2.7) $H_{х.в}^0$ - энтальпия теоретического объема холодного воздуха, определяется по формуле (2.3); $H_{вп}^0$ - энтальпия теоретического объема воздуха на входе в воздухоподогреватель, определяется по формуле:

$$H_{вп}^0 = C_6 t'_{вп} V_6^0 = 1.32 t'_{вп} V_6^0, \quad (2.10)$$

где $t'_{вп}$ - температура воздуха на входе в воздухоподогреватель (табл. 2.2).

Таблица 2.2– Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель [81]

Топливо	$t'_{вп}, ^\circ\text{C}$
Твердое:	
Сухое, $W^p = 0.7$ и при $S^p = 2\%$	20 ÷ 30
Умеренной влажности, $W^p = 1 \div 5$ и при $S^p = 2 \div 3 \%$	45 ÷ 55
Сильной влажности, $W^p > 5$ и при $S^p > 3 \%$	60 ÷ 70

При сжигании сланцев в результате разложения карбонатов происходит поглощение части теплоты Q_K , кДж/кг, определяемой из выражения:

$$Q_K = 40,6CO_2^k, \quad (2.11)$$

где CO_2^k – содержание CO_2 , образующегося при разложении карбонатов, %.

При наличии механического недожога топлива объем продуктов сгорания и их энтальпия будут несколько меньше, чем при полном сгорании топлива. Это учитывается введением поправки $(100 - q_4)$ в формуле (2.2).

Потери теплоты с химическим и механическим недожогом топлива $(q_3 + q_4)$ зависят от вида топлива и способа его сжигания и принимаются на основании опыта эксплуатации паровых котлов, значения представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные характеристики камерных топок [81]

Вид топочного устройства	Топлива	Допустимое тепловое напряжение топочного объема q_V , кВт/М ³	Потеря теплоты q_4 , %	Доля уноса золы из топки $\alpha_{УН}$
Камерная топка с твердым удалением шлака	Антрациты	140	6	0,95
	Полуантрациты	160	4	0,95
	Тошщие угли	160	2	0,95
	Каменные угли	175	1 ÷ 1,5	0,95
	Отходы углеобогащения	160	2 ÷ 3	0,95
	Бурные угли	185	0,5 ÷ 1	0,95
	Фрезерный торф	160	0,5 ÷ 1	0,95
Камерная топка с жидким удалением шлака	сланцы	115	0,5 ÷ 1	0,95
	Антрациты и Полуантрациты	145	3 ÷ 4	0,85
	Тошщие угли	185	1,5	0,8
	Каменные угли	185	0,5	0,8
	Бурные угли	210	0,5	0,7 ÷ 0,8

Потери теплоты от наружного охлаждения через внешние поверхности котла (или одного корпуса при двухкорпусном исполнении) q_5 , %, невелики и с ростом номинальной производительности котла $D_{НОМ}$, кг/с, уменьшаются, что выражается следующей зависимостью:

При $D_{НОМ} = 42 \div 250$ кг/с

$$q_5^H = (60 / D_{НОМ})^{0.5} / \lg D_{НОМ} ,$$

При $D_{НОМ} \geq 250$ кг/с

$$q_5^H = 0.2\%$$

При нагрузках, отличающихся от номинальной, потери теплоты q_5 увеличиваются и пересчитываются по формуле:

$$q = q_5^H D_{НОМ} / D . \quad (2.12)$$

Потери теплоты от наружного охлаждения системы пылеприготовления невелики; они в значительной мере компенсируются выделением теплоты при работе мельниц, и поэтому оба указанных фактора не учитываются.

Потери с физической теплотой удвляемых шлаков q_6 , %, при твердом шлакоудалении малы и учитываются только для многозольных топлив, когда $A^p < 2,5Q_H^p$, где Q_H^p выражено в МДж/кг. В случае жидкого шлакоудаления определение потерь с теплотой шлаков обязательно при любой зольности топлива.

Расчет потерь с физической теплотой шлаков ведется по формуле:

$$q_6 = \frac{\alpha_{шл} (ct)_{шл} A^p}{Q_p^p} , \quad (2.13)$$

где $\alpha_{шл} = 1 - \alpha_{шн}$ - доля шлакоудаления в топочной камере; $(ct)_{шл}$ - энтальпия шлака, при твердом шлакоудалении принимается $t_{шл} = 600$ °С и $(ct)_{шл} = 560$ кДж/кг.

В случае жидкого шлакоудаления температура вытекающего шлака принимается $t_{шл} = t_3 + 100$ °С. Энтальпия вытекающего шлака находится по расчетной температуре $t_{шл}$.

Таблица 2.4 – Энтальпия шлака при расчетной температуре $t_{шл}$

$t_{шл}$ °С	1300	1400	1500	1600
$(ct)_{шл}$ кДж/кг	1380	1590	1760	1890

Расход топлива B_T , кг/с, подаваемого в топочную камеру парового котла, можно определить из баланса между полезным тепловыделением при горении топлива и тепловосприятием рабочей среды в паровом котле:

$$B_T = \frac{(D_{ПЕ}(h_{П.П} - h_{П.В}) + D_{ПР}(h_{КНП} - h_{П.В}))}{Q_P^p \eta_K}, \quad (2.14)$$

где $D_{ПЕ}$ - расчетная паропроизводительность котла, кг/с, $h_{П.П}$, $h_{П.В}$, $h_{КНП}$ - энтальпии соответственно перегретого пара, питательной воды и кипящей воды в барабане парового котла, кДж/кг; энтальпии определяются по соответствующим температурам пара и воды с учетом изменения давления в пароводяном тракте котла; $D_{ПР}$ - расход продувочной воды из барабанного парового котла, кг/с:

$$D_{ПР} = 0.01pD_{ПЕ}, \quad (2.15)$$

где p - непрерывная продувка котла, %; при $p < 2\%$ теплота продувочной воды составляет менее 0,4% полезного тепловыделения и может не учитываться.

Расчетный расход топлива B_p определяется количеством топлива, сгоревшем в топке котла, его значение будет меньше, чем полный расход топлива на котел по (2.14), если есть механический недожог q_4 :

$$B_p = B(1 - 0,01q_4) \quad (2.16)$$

Для определения расхода подсушенного топлива в случае использования разомкнутой системы пылеприготовления со сбросом очищенного сушильного агента в дымовую трубу сначала находится теплота сгорания подсушенного топлива $Q_H^{суш}$, для чего должна быть известна влажность исходного и подсушенного топлива. Расход подсушенного топлива, поступающего на горение определяется следующим образом: $B_{суш} = BQ_H^p / Q_H^{суш}$.

Если расход топлива B определен по составу исходного влажного топлива с тепловой сгорания Q_H^p , то расход подсушенного топлива может быть уставлен непосредственно по формуле (2.14), если вместо Q_H^p подставить $Q_H^{суш}$.

Для сушки и пылеприготовления угля из типовых схем выбрана наиболее компактная замкнутая индивидуальная система с прямым вдуванием угольной пыли в топку котла и сушкой воздухом, работающая под давлением. Для данной системы определялся расход сушильного агента – воздуха. В подобных системах могут использоваться углеразмольные мельницы трех типов: шаровые барабанные (ШБМ), молотковые (ММ) и среднеходные валковые (МВС). Для мини-ТЭС из существующего типоразмерного ряда подходят только шаровые барабанные и молотковые мельницы.

Тепловой баланс системы данного типа записывается следующим образом (все составляющие указаны в кДж на 1 кг сырого топлива):

$$q_1 + q_{\text{мех}} - q_{\text{исп}} - q_2 - q_{\text{тл}} - q_5 = 0 \quad (2.17)$$

где q_1 , q_2 – теплота сушильного агента на входе в мельницу и на выходе из нее соответственно; $q_{\text{мех}}$ – теплота, выделяющаяся в результате работы мелющих органов мельницы; $q_{\text{исп}}$ – теплота, затраченная на испарение влаги топлива; $q_{\text{тл}}$ – физическая теплота топлива; q_5 – потери теплоты в окружающую среду через стенки оборудования.

Поскольку система работает под давлением, составляющая, связанная с присосами наружного воздуха в систему, не учитывается. Расчет составляющих теплового баланса производится следующим образом.

Сначала задается температура сушильного агента на входе в мельницу. При подсушке топлива горячим воздухом верхний предел начальной температуры сушильного агента определяется на 10°C ниже температуры воздуха за воздухоподогревателем на основе данных [81].

Затем определяется количество теплоты, выделившейся в результате работы мелющих органов мельницы, $q_{\text{мех}}$. При расчете $q_{\text{мех}}$ определяются затраты энергии на размол. При этом учитывается тип мельницы. Если в системе

подготовки данного типа установлена ШБМ, то удельный расход электроэнергии на размол, кВт ч/т, определяется по формуле

$$\mathcal{E}_p = \frac{N_c + N_{доп}}{B}, \quad (2.18)$$

$$N_c = \frac{N_{в.л.}}{\eta_{эл}}, \quad (2.19)$$

где N_c – мощность, потребляемая электродвигателем из сети, кВт, $\eta_{эл}$ – КПД электродвигателя, лежащий в пределах 0,92–0,94; $N_{доп}$ – дополнительная мощность, расходуемая на охлаждение и возбуждение двигателя, на привод маслонасосов и некоторые другие нужды, кВт (при применении синхронных двигателей $N_{доп} \approx 50$ кВт, при быстроходных асинхронных двигателях $N_{доп} \approx 15$ кВт).

В формуле (2.18) B – размольная производительность мельницы, определяемая по формуле:

$$B = K_c K_{вен} a \varphi^{0,8} \psi_{\delta}^{0,6} V_{\delta}, \quad (2.20)$$

где $K_c = K_{бр} K_{эк}$ – коэффициент, представляющий собой произведение следующих величин: $K_{бр}$ – коэффициент формы брони, равный 1,0 для неизношенной волнистой брони; $K_{эк}$ – коэффициент, учитывающий снижение производительности мельницы при эксплуатации (принимается равным 0,9); $K_{вен}$ – коэффициент, учитывающий влияние вентиляции барабана на производительность мельницы, его значение определяется с помощью графиков, построенных по результатам промышленной эксплуатации систем [82]; a – вспомогательная величина, зависящая от свойств топлива и полученной пыли; ψ_{δ} – степень заполнения барабана шарами; V_{δ} – внутренний объем барабана мельницы. Все составляющие в формуле (2.20) определяются по зависимостям, представленным в работе [82].

При определении коэффициента вентиляции $K_{вен}$ для вентилируемых ШБМ оптимальный расход сушильного агента через мельницу по условиям размола рассчитывается, м³/ч, по следующей зависимости:

$$V_{\text{МВопт}} = \frac{0,9V_6}{\varphi} \left(1000\sqrt[3]{K_{\text{ло}}} + 36R_{90}\sqrt{K_{\text{ло}}}\sqrt[3]{\Psi_6} \right). \quad (2.21)$$

где φ – безразмерная величина, характеризующая частоту вращения барабана [82] $K_{\text{ло}}$ – коэффициент размолоспособности; R_{90} – доля частиц, оставшихся на сите с размером ячеек 90 мкм.

Мельничный вентилятор по производительности подбирается таким образом, чтобы ее значения были близки к $V_{\text{МВопт}}$, т.е. $K_{\text{вен}} \approx 1,0$.

В формуле (2.19) мощность, потребляемая на вращение барабана, МВт, приведенная к валу электродвигателя, рассчитывается по соотношению

$$N_{\text{в.д}} = \frac{1}{\eta_{\text{п}}} \left(0,122D_6^3L_6n_6\rho_{\text{шн}}\Psi_6^{0,9}K_{\text{бр}}K_{\text{тл}} + 1,86D_6L_6n_6S_6 \right), \quad (2.22)$$

где $\eta_{\text{п}}$ – КПД привода без учета КПД электродвигателя (для мельниц с зубчатым приводом и редуктором $\eta_{\text{п}}=0,865$, для мельниц с фрикционным приводом и редуктором, а также для зубчатого привода без редуктора $\eta_{\text{п}}=0,885$, для мельниц с фрикционным приводом без редуктора $\eta_{\text{п}}=0,905$); $\rho_{\text{шн}}=4,9$ т/м³ – насыпная плотность шаров; $K_{\text{тл}}$ – коэффициент, учитывающий свойства размалываемого топлива, можно определить по справочным данным [82] в зависимости от вида топлива и степени заполнения барабана шарами; L_6 – внутренняя длина барабана, м; n_6 – частота вращения барабана, об/мин; S_6 – толщина стенки барабана, включая броню (по средней линии волн), м.

При определении затрат теплоты на нагрев топлива $q_{\text{тл}}$ температура за мельницей t_2 определяется по справочным данным в зависимости от критерия взрываемости топлива $K_{\text{т}}$ [82].

При установке в системе молотковой мельницы (ММ) затраты энергии на размол топлива определяются по формуле

$$\Theta = \frac{N}{B} = \frac{N_i N_{\text{х.х}}}{B}, \quad (2.23)$$

где относительная мощность N_i определяется по формуле

$$N_i = N_{i_0} k_{\text{аб}} k_{\text{кон}}, \quad (2.24)$$

в которой N_{i_0} – относительная мощность, зависит от окружной скорости ротора и типа сепаратора, выбирается по справочным данным [82,83] (допускается отклонение величины N_{i_0} от значений, определенных по графику, в пределах $\pm 15\%$); $k_{аб}$, $k_{кон}$ – эксплуатационные коэффициенты [82].

В формуле (2.23) $N_{x.x}$ – мощность холостого хода, кВт, определяется по формуле

$$N_{x.x} = 7 \cdot 10^{-5} u^3 DL \beta c_6 \sqrt{m_D}; \quad (2.25)$$

здесь D – диаметр ротора; c_6 – коэффициент, учитывающий влияние конструкции размольной камеры (для мельниц с открытой размольной камерой $c_6 = 1$, для мельниц с закрытой размольной камерой при угле закрытия ротора не менее 260° $c_6 = 0,6$); L – длина ротора, м; m_D – количество бил по окружности, шт; β – коэффициент, учитывающий относительную высоту била:

$$\beta = 1 - 0,7 \left(1 - \frac{2h}{D} \right)^4, \quad (2.26)$$

где h – полная высота била, включая проушины, м.

Производительность молотковых мельниц с центробежными и инерционными сепараторами определяется по формуле [82] т/ч:

$$B = c \cdot 10^{-5} u^3 L m_D^{0,25} (1,43 N_i - 1)^{0,7} \Pi_T \Pi_B K_{эк} K_{зак}, \quad (2.27)$$

где B – производительность, т/ч; c – коэффициент, учитывающий влияние конструкции сепаратора на работу мельницы (для мельниц с инерционным сепаратором $c = 1,5$, для мельниц с центробежным сепаратором $c = 1,4$); u – окружная скорость ротора, м/с; L – длина ротора, м; m_D – количество бил по окружности, шт.; N_i – относительная мощность мельницы; Π_T – коэффициент, учитывающий влияние физических свойств топлива и крупности пыли на производительность мельницы; Π_B – коэффициент, учитывающий влияние вентиляции на производительность мельницы; $K_{эк}$ – коэффициент, учитывающий снижение производительности мельниц в эксплуатационных условиях вследствие износа бил (обычно принимают $K_{эк} = 0,85$); $K_{зак}$ – коэффициент, учитывающий

влияние степени закрытия ротора (для мельниц с открытым ротором $K_{\text{зак}}=1$, для мельниц с закрытым ротором $K_{\text{зак}}=0,7$).

При тепловом расчете пылеприготовительных установок учитывается только взаимосвязь между влажностью пыли, температурой сушильного агента в конце установки и начальной влажностью топлива. Такая связь выявляется отдельно для условий сушки топлива смесью топочных газов с воздухом и для сушки топлива горячим воздухом. При проведении теплового расчета пылесистемы влажность пыли принимается согласно условиям сжигания в котле, а температура в конце установки выбирается по графикам [82].

После проведения теплового расчета принятое значение t_2 должно согласовываться с относительной влажностью сушильного агента, покидающего установку. Во всех случаях температура агента t_2 должна быть выше температуры точки росы водяных паров. Если принятая температура t_2 не удовлетворяет указанным условиям, то тепловой расчет повторяется, увеличивается количество сушильного агента или уменьшается его начальная температура.

При известных температурах на входе в установку и на выходе из нее по справочным данным определяются значения теплоемкости сухого воздуха (на входе) и влажного (на выходе) [82,83]. Проводится предварительный расчет расхода сушильного агента на входе в установку. Затем рассчитывается влагосодержание сушильного агента на выходе из установки, отнесенное к 1 кг сухого газа. Определяется весовое и объемное количество влажного сушильного агента в конце установки при сушке горячим воздухом.

После проведенных расчетов необходимо проверить полученное значение сушильной производительности мельницы, т/ч, по формуле

$$B_c = \frac{V_2}{1000V_{\text{вл.см}}}, \quad (2.28)$$

где $V_{\text{вл.см}}$ – количество влажного воздуха, м³/кг; V_2 – количество влажного сушильного агента в конце установки, м³/ч, вычисляется в зависимости от расчетной производительности мельницы B_p :

$$V_2 = 1000V_{\text{вл.см}} B_p. \quad (2.29)$$

Сушильная производительность должна быть выше или равна расчетной, т. е. $B_c \geq B_p$. В случае, если располагаемое V_2 (например, производительность мельничного вентилятора или мельницы-вентилятора) меньше полученного по формуле (2.29), то необходимо увеличить принятое раньше значение или повысить температуру сушильного агента t_1 . При отсутствии этой возможности производительность установки будет ограничена условиями сушки.

Производительность мельничного вентилятора, $V_{\text{МВ}}$, м³/ч, установленного перед мельницей, работающей под давлением, определяется по формуле:

$$V_{\text{МВ}} = \frac{1000g_1 B_p}{\rho_{0в}} \cdot \frac{273 + t}{273}, \quad (2.30)$$

где t – температура воздуха перед вентилятором, °С; g_1 – расход воздуха на входе в установку, кг/кг сырого угля; $\rho_{0в}$ – плотность воздуха, кг/м³.

Расчетная производительность для выбора мельничного вентилятора принимается с запасом в 5%. По техническим характеристикам выбранного вентилятора определяется создаваемый им напор в системе.

На основе полученных расчетных данных по энергетическим и материальным потокам, входящим в каждый элемент установки и выходящим из него, определялась их эксергия, эксергетическая эффективность отдельных блоков и всей технологической схемы.

Эксергетический метод является наиболее общим способом термодинамического исследования различных процессов преобразования энергии. Он позволяет наглядно определить степень совершенства и источники потерь в установках и найти пути их совершенствования.

Данный метод достаточно широко представлен в работах, связанных с исследованием систем, работающих по принципу комбинированной выработки тепловой и электрической энергии [77,78] однако к объектам малой энергетики, работающих на твердом топливе, применяется крайне редко.

Важнейшие составляющие эксергии - физическая и химическая, в сумме они дают термическую эксергию E_t . Физическая эксергия E – это та часть эксергии, которая является результатом несовпадения температуры и давления рассматриваемого вещества с температурой и давлением окружающей среды. Эксергия, возникающая из-за разницы составов, представляет собой химическую эксергию E_x . Химическая эксергия угля может быть определена различными способами [84]. В рассматриваемой работе удельная химическая эксергия каменного угля e_x , кДж/кг, определяется по соотношению, предложенному Степановым В.С. [85]:

$$e_x = \left[1,009 + \frac{0,131O + 0,116W}{100 - (A + W)} \right] Q_H^p, \quad (2.31)$$

где O – содержание кислорода в угле на пересчете на рабочую массу, %; W и A – влажность и зольность угля в пересчете на рабочую массу, %; Q_H^p – низшая теплотворная способность угля, кДж/кг.

Основным процессом в системах пылеприготовления является сушка, совмещенная с измельчением в углеразмольных мельницах. Все составляющие эксергетического баланса процесса сушки и измельчения могут быть определены по известным зависимостям (Дж/с или Вт) [84], эксергетический коэффициент полезного действия $\eta_{с.м}$ – по формуле:

$$\eta_{с.м} = \frac{E''_y + E_{исп} + E''_{с.а}}{E'_{с.а} + \sum_{i=1}^n L_i + E'_y + E_{мех}}, \quad (2.32)$$

где L_i – электрическая мощность, затрачиваемая на оборудование для сушки и измельчения; n – количество аппаратов, имеющих электрический привод; $E''_{исп}$ – эксергия, затрачиваемая на испарение влаги из угля; $E'_{с.а}$, $E''_{с.а}$ – эксергия сушильного агента на входе и на выходе из мельницы, E'_y , E''_y – эксергия угля, поступающего в мельницу, и измельченного угля, $E_{мех}$ – эксергия теплоты, выделяющейся при измельчении угля.

Эксергетическая эффективность парового котла вычисляется по соотношению:

$$\eta_{п.к} = \frac{E''_п}{E'_{п.с} + E''_{п.в}}, \quad (2.33)$$

$E'_{п.в}$ – эксергия питательной воды, поступающей в котел-утилизатор; $E''_п$ – эксергия пара, образующегося в котле-утилизаторе; $E'_{п.с}$ – эксергия продуктов сгорания, поступающих в котел-утилизатор.

Эксергетический КПД паровой турбины определяется следующим образом:

$$\eta_{п.т} = \frac{N_э + E''_{п.т}}{E''_п + \sum_{i=1}^m L_i}, \quad (2.34)$$

где $N_э$ – электрическая мощность, вырабатываемая электрогенератором паровой турбины; $E''_{п.т}$ – эксергия пара, направляемого на теплофикацию; $E''_п$ – эксергия пара, поступающего на паровую турбину от котла-утилизатора; L_i – электрическая мощность, затрачиваемая на вспомогательное оборудование; m – количество единиц вспомогательного оборудования паровой турбины, имеющего электрический привод.

Для более полной оценки эффективности мини-ТЭС, работающей на твердом топливе и производящей тепловую и электрическую энергию, используется эксергетический КПД паротурбинной мини-ТЭС, в который не входят внутренние потоки паротурбинной установки:

$$\eta_{мини-ТЭС} = \frac{N_э + E''_{п.т}}{E'_y + \sum_{i=1}^k L_i + E'_в + E'_{п.в} + E_{мех}}, \quad (2.35)$$

где k – общее количество единиц вспомогательного оборудования мини-ТЭС, имеющего электрический привод. Остальные обозначения в формуле (2.35) такие же, как в формулах (2.32)–(2.34).

2.2. Результаты расчета паротурбинных мини-ТЭС

Подбор оборудования осуществлялся на основе известных методик расчета и проектирования систем подготовки топлива, котельных установок и паровых турбин, марки выбранных котлов, паровых турбин и мельниц представлены в табл. 2.5. Расчет проводился для Кузнецкого угля марки Т, добываемого в России, и угля марки 4b из месторождения, расположенного во Вьетнаме. Зольность угля марки 4b A_p составляет 24%, влажность 6%, низшая теплота сгорания на рабочую массу 25330 кДж/кг.

Таблица.2.5 – Эффективность оборудования паротурбинных мини-ТЭС

№	Электрическая мощность мини-ТЭС, МВт	Марка котла	Эксергетический КПД котла $\eta_{п.к}$, % для угля марки		Марка паровой турбины	Эксергетический КПД турбины $\eta_{п.т}$, % для угля марки		Марка углеразмольной мельницы	Эксергетический КПД сушильно-мельничной установки, $\eta_{с.м}$, % для угля марки	
			Т	4b		Т	4b		Т	4b
1	6	KE 25-14-225C	42,1	41,9	П-6-1.2/0.5	79,7	79,6	ММТ 1000/710/ 980	27,88	26,4
2	11,4	E 65-3.9-440 КТ	48,2	48,0	К 11-1. (КТЗ)	44,5	44,5	ШБМ 220/330	27,07	25,7
3	12	KE 65-3.9-440 КТ	48,2	47,9	К 12-4.2	46,9	47,0	ММТ 1300/2300 /735	24,74	23,6
4	20	E 75-3.9-440 КТ	48,3	47,9	ПТГ-20	67,5	67,8	ШБМ 250/390	24,26	23,3
5	25	E 90-3.9-440 КТ	47,7	47,9	ПГТ-30	70,4	70,7	ММТ 1300/2030 /735	28,68	27,1

Анализ представленных результатов показывает, что эффективность котлов различной мощности в диапазоне паропроизводительности от 25 до 90 т/ч находится примерно на уровне 48% за исключением котла КЕ 25-14-225С, имеющего меньшие показатели. Эксергетические КПД паровых турбин малой мощности существенно различаются. Наибольшее значение 79,7% соответствует турбине П-6-1.2/0.5 мощностью 6 МВт. Турбины мощностью 11 и 12 МВт обладают меньшей эксергетической эффективностью – 44,5 и 46,9 % соответственно. Также низкое значение КПД у углеразмольных мельниц ММТ 1300/2300/735 и ШБМ 250/390, которые выбраны для мини ТЭС мощностью 12 и 20 МВт соответственно.

В качестве показателей эффективности рассмотрен эксергетический КПД мини-ТЭС и удельный расход угля, результаты представлены в табл. 2.6.

Таблица 2.6 – Показатели эффективности мини-ТЭС

№	Электрическая мощность мини-ТЭС, МВт	Расход угля, кг/с		Эксергетический КПД мини-ТЭС, %		Удельный расход угля, г/МВт		Удельный расход угля, г у.т./МВт	
		Т	4б	Т	4б	Т	4б	Т	4б
1	6	0,757	0,693	33,6	33,1	454,2	415,8	355,6	361,0
2	11,4	2,25	2,056	21,3	21,2	710,5	649,3	556,3	561,3
3	12	2,246	2,054	22,4	22,4	673,8	616,2	527,6	532,7
4	20	2,6	2,372	32,3	32,3	468,0	426,9	366,4	369,1
5	25	3,112	2,847	33,7	33,6	448,128	409,9	350,9	354,4

Результаты расчета паротурбинных мини-ТЭС представлены в работах автора [86, 87].

2.3. Основные зависимости для расчета технологических схем газотурбинных мини-ТЭС

Газотурбинные установки занимают существенный сегмент рынка энергетического оборудования. Последние модели современных газотурбинных установок работают при начальной температуре газов 1100-1250 °С, их КПД составляет 30-35 % при единичной мощности 5-220 МВт [88].

Газотурбинные установки предназначены для работы в составе энергетических установок простого, когенерационного и тригенерационного циклов. Как правило, ГТУ состоит из компрессора, камеры сгорания и турбины, которые расположены на силовой раме установки. В комплект ГТУ входит также топливно-регулирующая аппаратура, система смазки с насосами и маслорадиатором воздушного охлаждения, система диагностики, синхронный бесщеточный генератор со шкафами системы управления и системы возбуждения. Кроме того, в состав ГТУ включены системы подготовки воздуха с воздухоочисткой, шумоглушением и антиобледенительной системой и системы топливоподготовки и газовыхлопа.

ГТУ подразделяются на 2 типа: с замкнутым и разомкнутым циклом.

В ГТУ с замкнутым циклом (рис. 2.3) газ при низких температурах и давлении поступает в компрессор К, где сжимается и направляется в газовый котел - ГК.

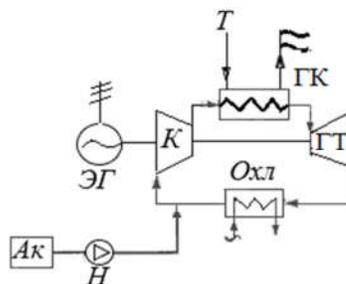


Рисунок 2.3– Газотурбинная установка с замкнутым циклом: Т- топливо, К - компрессор, ГТ - газовая турбина, Охл - охладитель газа, ЭГ -электрогенератор с пусковым устройством, ГК- газовый котел, Ак - аккумулятор рабочего тела, Н-

насос

В котле сжатый газ нагревается до высокой температуры за счет сжигания какого-либо органического топлива. Горячий газ направляется в газовую турбину ГТ, где, расширяясь, совершает работу, передаваемую на вал установки. Часть работы затрачивается на привод компрессора, остальная используется для выработки электроэнергии в электрогенераторе ЭГ, отпускаемой потребителям. Рабочее тело (газ) после ГТ охлаждается в охладителе и передает теплоту воде или окружающему воздуху. Затем газ снова поступает в компрессор и процесс повторяется. В ГТУ с замкнутым циклом в качестве рабочего тела может применяться любой газ, а в газовом котле сжигаться помимо газообразного и твердое топливо. К основным недостаткам ГТУ с замкнутым циклом можно отнести: сложные и громоздкие конструкции, ограниченная температура газа перед газовой турбиной, связанная с условиями жаропрочности металла поверхностей теплообмена в котле.

Эти недостатки устраняются в ГТУ с разомкнутым циклом, которые представлены следующими схемами: одновальная ГТУ (рис. 2.4,*а*), одновальная ГТУ с регенерацией (рис. 2.4, *б*), двухвальная ГТУ с промежуточным охлаждением циклового воздуха и промежуточным перегревом газов при их расширении (рис. 2.4,*в*), двухвальная ГТУ с силовой турбиной (рис. 2.4,*г*), двухвальная ГТУ с промежуточным охлаждением и подогревом топлива, с термохимической рекуперацией топливного газа и впрыском пара (рис. 2.4,*д*)[89]. Наиболее широкое распространение получили простые одновальные ГТУ разомкнутого цикла без регенерации рабочего тела.

Характеристики компрессора, ГТ и КС позволяют провести расчет тепловой схемы энергетической ГТУ в нерасчетном режиме и определить основные показатели ее работы в этом режиме в условиях эксплуатации. Основной особенностью показателей ГТУ является их зависимость от параметров окружающей среды. В литературе отсутствует общепринятая методика расчета указанной тепловой схемы а отдельные фирмы-изготовители оборудования используют свои собственные методики, в которые вносятся соответствующие коррективы после обкатки первых образцов нового типа ГТУ.

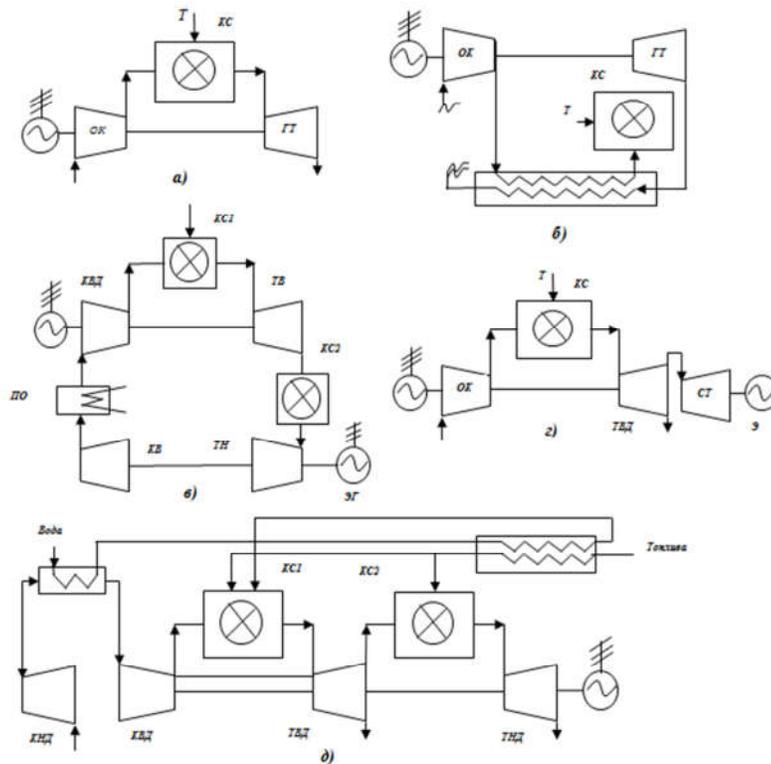


Рисунок 2.4 – Тепловые схемы ГТУ разомкнутого цикла: ОК- осевой компрессор; ГТ- газовая турбина; КС- камера сгорания; ЭГ - электрогенератор; КНД; КВД- компрессор низкого и высокого давления; ТВД, ТНД - газовые турбины высокого и низкого давления; КС1, КС2 - камеры сгорания первой и второй ступени; СТ- силовая турбина; Т- топливо

Исходными данными расчета тепловой схемы энергетической ГТУ служат параметры засасываемого компрессором наружного воздуха, расчетная температура газов перед ГТ, совмещенные характеристики компрессора и ГТ, характеристики и вид сжигаемого в КС ГТУ топлива, а также расчетные параметры тепловой схемы в базовом режиме ($T_{H,B} = +15^{\circ}\text{C}$). При расчете схемы используют и другие данные и конструктивные характеристики установки [90].

2.3.1. Расчет компрессора ГТУ

Расчет тепловой схемы начинают с определения параметров рабочего тела в осевом компрессоре, используя в качестве исходных данных координаты точки

нерасчетного режима. Уточняют рабочую изодрому компрессора, а также ряд характеристик работы компрессора: давление воздуха на входе в компрессор, МПа:

$$p_{H.K} = p_{H.B}(1 - \xi_{BX}), \quad (2.36)$$

где ξ_{BX} - коэффициент гидравлических потерь входного тракта компрессора $p_{H.B}$ - давление наружного воздуха.

Расход воздуха через компрессор в нерасчетном режиме определяется по формуле, кг/с:

$$G_K = G_0 p_{H.K} / p_{H.K.0}, \quad (2.37)$$

где G_0 - расход воздуха через компрессор в базовом режиме, кг/с; $p_{H.K.0}$ - давление воздуха на входе в компрессор в базовом режиме, МПа ($T_{H.B} = 15^\circ\text{C}$). Работа сжатия воздуха компрессором рассчитывается следующим образом, кДж/кг:

$$H_K = T_{H.B} C_p (P_K^{R_B/C_{pm}} - 1), \quad (2.38)$$

где $T_{H.B}$, C_p - температура (К) и теплоемкость (кДж/(кг К)) наружного воздуха; $R_B = 0.287$ кДж/(кг К) – газовая постоянная воздуха; C_{pm} - средне-арифметическое значение среднелогарифмических теплоемкостей воздуха в интервале температур $T_{H.B} - T_{K.K}$; P_K - степень повышения давления воздуха в компрессоре.

Температура сжатого воздуха за компрессором рассчитывается по зависимости, К:

$$T_{K.K} = T_{H.B} \left(1 + \frac{P_K^{R_B/C_{pm}} - 1}{\eta_K}\right), \quad (2.39)$$

где η_K - изоэнтروпийный КПД компрессора. Значения H_K , $T_{K.K}$ определяют методом последовательных приближений, задавая значение $T_{K.K}$ и уточняя его.

Давление воздуха за компрессором определяется по формуле, МПа:

$$p_{K.K} = p_{H.K} P_K. \quad (2.40)$$

Тепловая схема осевого компрессора современных энергетических ГТУ усложнена наличием нескольких отборов охлаждающего воздуха как за ступенями проточной части, так и на выходе из компрессора. Количество этого

воздуха составляет в зависимости от параметров установки 6–10 % рабочего тела, что уменьшает потребляемую компрессором мощность. В результате сложных теплогидравлических расчетов [91,92] определяют:

- необходимое количество воздуха, отбираемого из отдельных отсеков проточной части компрессора $G_{охл}$, кг/с;

- требуемое давление охлаждающего воздуха и номер отсека компрессора, из которого его отбирают.

Для выполнения этих расчетов необходима подробная информация о температурных и гидравлических параметрах системы, конструкции элементов проточной части, материалах, из которых они изготовлены, и др. Этой информацией в достаточной мере владеет фирма – изготовитель ГТУ, которая и выполняет эти расчеты на стадии проектирования. Расчеты проверяются и уточняются при обкатке первых образцов нового оборудования.

Результаты расчетов системы охлаждения ГТ используются для определения давления, создаваемого компрессором до точки отбора охлаждающего воздуха, и температуры в этой точке. Далее рассчитываются следующие показатели.

Расход воздуха, направляемого в КС ГТУ, кг/с,

$$G_{КС} = G_K - (G_{ут} + \sum_1^n G_{охл}) \quad (2.41)$$

где $G_{ут} = (0.003 \div 0.005)G_K$ - утечки воздуха через наружные уплотнения компрессора;

Доля охлаждающего воздуха в схеме ГТУ, кг/кг,

$$g_{охл} = \sum_1^n G_{охл} / G_K \quad (2.42)$$

Внутренняя мощность, потребляемая компрессором ГТУ с учетом охлаждающего воздуха, кВт,

$$N_{iК} = \frac{G_{КС}H_K + \sum_1^n (G_{охл}H_i)}{\eta_K} \quad (2.43)$$

где H_i - работа сжатия воздуха в компрессоре до точки соответствующего отбора на охлаждение, кДж/кг.

Энтальпию сжатого компрессором воздуха $h_{к.к}$ определяют с помощью таблиц теплофизических свойств воздуха и газов по температуре $T_{к.к}$, параметру состава газа (воздуха) $\beta_G = \beta_B = 1.0$ и молекулярной массе $\mu_B = 28.97$.

2.3.2. Тепловой расчет камеры сгорания (КС) энергетической ГТУ

На следующем этапе расчета тепловой схемы энергетической ГТУ в нерасчетном режиме выполняют тепловой расчет КС установки. Рассчитывают расход сжигаемого в ней топлива $B_{ГТ}$, параметры газа перед ГТ: энтальпию $h_{Н.Т}$ и избыток воздуха в КС ГТУ, $\alpha_{КС}$. Для этого используют уравнение теплового баланса:

$$B_{ГТ} = \frac{G_{Н.Т}h_{Н.Т} - G_{КС}h_{к.к}}{Q_i^r \eta_{КС} + h_{Т.П}}, \quad (2.44)$$

$$\alpha_{КС} L_0 h_{к.к} + (Q_i^r \eta_{КС} + h_{Т.П}) = (1 + \alpha_{КС} L_0) h_{Н.Т}, \quad (2.45)$$

$$\alpha_{КС} = \frac{G_{КС}}{L_0 B_{ГТ}}, \quad (2.46)$$

где $B_{ГТ}$ - расход сжигаемого топлива в КС ГТУ; $\eta_{КС}$ - коэффициент полноты сгорания топлива; $h_{к.к}$, $h_{Т.П}$, $h_{Н.Т}$ - энтальпии, кДж/кг, соответственно сжатия воздуха за компрессором, подогретого топлива и газов на входе ГТ, L_0 - теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива, кг.

Рассчитывают также относительный расход топлива, кг/кг:

$$g_{ГТ} = B_{ГТ} / G_K. \quad (2.47)$$

Далее при расчете тепловой схемы ГТУ определяют основные параметры рабочего тела в ГТ, среди которых можно выделить следующие.

Расход газов на входе в ГТ определяется как сумма расходов воздуха и топлива, кг/с:

$$G_{H.T} = G_{KC} + B_{ГТ} . \quad (2.48)$$

Давление газов на входе в ГТ вычисляется по формуле, МПа:

$$p_{H.T} = p_{H.B} \Pi_K (1 - \xi_{BX})(1 - \xi_{K-T}) = p_{K.K} (1 - \xi_{K-T}) , \quad (2.49)$$

где ξ_{K-T} - коэффициент гидравлических потерь тракта «компрессор – КС – вход в ГТ».

Давление газов за ГТ определяется по формуле, МПа:

$$p_{K.T} = p_{H.B} (1 + \xi_{ВЫХ}) , \quad (2.50)$$

где $\xi_{ВЫХ}$ - коэффициент гидравлических потерь в выходном тракте ГТУ (диффузор, газовый шибер, газоходы с поворотами, дымовая труба с учетом самотяги).

Степень расширения газов в ГТ определяется как отношение давления на входе в газовую турбину и на выходе из нее:

$$\Pi_{ГТ} = \frac{p_{H.T}}{p_{K.T}} . \quad (2.51)$$

Температуру смеси газов и охлаждающего воздуха на выходе из ГТ T_{CM} - определяют из уравнения смешения двух условно выделяемых потоков: а) газов, расширяющихся в ГТ от начальной $T_{H.T}$ до конечной $T_{K.T}$ температуры; б) нескольких потоков охлаждающего воздуха G_{OxLi} , которые поступают в различные точки проточной части ГТ с соответствующей температурой. Они вместе с газами расширяются до конечной температуры $T_{K.B} \approx (0.8 \div 0.82) T_{K.K}$.

Внутреннюю мощность ГТ N_{iK} , кВт, при использовании сложных схем охлаждения проточной части турбины обычно определяют по методикам фирм-изготовителей, которые, как правило, не публикуются. Существуют приближенные методы оценки, которые использованы, в частности, в [90].

Дополнительно рассчитывают параметры, представленные ниже.

Избыток воздуха в смеси газов за ГТ определяется по формуле:

$$\alpha_{CM} = \frac{G_{KC} + \sum_1^n G_{OxLi}}{B_{ГТ} L_0} , \quad (2.52)$$

где L_0 - теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива, кг.

Объемную концентрацию кислорода в выходных газах ГТУ рассчитывают следующим образом, %:

$$O_{2CM} = 21(\alpha_{CM} - 1) / \alpha_{CM} \quad (2.53)$$

В заключительной части расчета тепловой схемы энергетической ГТУ определяют ее энергетические показатели.

Электрическая мощность ГТУ на выводах электрогенератора определяется по формуле, кВт:

$$N_G^{\text{э}} = (N_{иГ} \eta_{МГТ} - N_{иК} / \eta_{М.К}) \eta_{\text{Э.Г}} = N_G^e \eta_{\text{Э.Г}} \quad (2.54)$$

где $\eta_{МГТ}$, $\eta_{М.К}$ - КПД механических потерь соответственно ГТ и осевого компрессора; $\eta_{\text{Э.Г}}$ - КПД электрогенератора; N_G^e - эффективная мощность на валу ГТУ (на муфте), кВт.

КПД ГТУ производства электроэнергии брутто рассчитывается следующим образом:

$$\eta_G^{\text{э.бп}} = \frac{N_G^e}{B_{ГТ}(Q_i^Г + h_T)} \quad (2.55)$$

где h_T - энтальпия топлива.

КПД ГТУ нетто отпуска электроэнергии определяется по зависимости:

$$\eta_G^{\text{э.Н}} = \eta_G^{\text{э.бп}} (1 - \text{Э}_{С.Н}^Г) \quad (2.56)$$

где $\text{Э}_{С.Н}^Г$ - доля расхода электроэнергии на собственные нужды ГТУ в условиях эксплуатации с учетом работы дожимного компрессора и других потребителей электроэнергии.

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии рассчитывается следующим образом, г/(кВт·ч):

$$b_y^{Г.Н} = 122.8 / \eta_G^{\text{э.Н}} \quad (2.57)$$

Научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации при проектировании газотурбинных и парогазовых электростанций используют так

называемые заводские характеристики ГТУ. Они зависят от параметров наружного воздуха, вида сжигаемого топлива, нагрузки и др.

Тепловой расчет КС энергетической ГТУ обычно начинают с уточнения характеристик сжигаемого топлива. Определяют или принимают по справочным данным его низшую теплоту сгорания Q_i^r , кДж/кг, теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива L_0 , кг/кг, а также количества, кг/кг: трехатомных газов L_{RO_2} , водяных паров L_{H_2O} , азота L_{N_2} , кислорода L_{O_2} . По этим данным определяют массовые доли каждого компонента продуктов сгорания:

$$r_{RO_2} = \frac{L_{RO_2}}{L_T}; r_{H_2O} = \frac{L_{H_2O}}{L_T}; r_{N_2} = \frac{L_{N_2}}{L_T}; r_{O_2} = \frac{L_{O_2}}{L_T} \quad (2.58)$$

Здесь L_T - количество продуктов сгорания, кг/кг:

$$L_T = L_{RO_2} + L_{H_2O} + L_{N_2} + L_{O_2} + L_T, \quad (2.59)$$

где количество топлива в газах, кг/кг, определяется следующим образом:

$$L_T = 1 - \eta_{КС} \quad (2.60)$$

При $\alpha_{КС} = 1$ и $\eta_{КС} = 1$ имеем $L_{O_2} = 0$ и $L_T = 0$.

Коэффициент избытка воздуха в КС ГТУ определяется из соотношения (2.46). Так как продукты сгорания 1 кг топлива содержат $(\alpha_{КС} - 1)L_0$ кг воздуха и $(1 + L_0)$ кг чистых продуктов сгорания, то массовая доля воздуха r_B в газовой смеси:

$$r_B = \frac{(\alpha_{КС} - 1)L_0}{\alpha_{КС}L_0 + 1} \quad (2.61)$$

Здесь $(\alpha_{КС}L_0 + 1)$ - полный расход воздуха, поступающего в КС и используемого для сгорания 1 кг топлива и формирования начальной температуры газов перед газовой турбиной.

Соответственно массовая доля чистых продуктов сгорания определится по формуле:

$$r_{ч.п.с} = \frac{1 + L_0}{\alpha_{КС}L_0 + 1} \quad (2.62)$$

и $r_{ч.п.с} + r_B = 1$.

Тепловой расчет КС может быть общим или позонным. Общий тепловой баланс КС складывается из теплоты, внесенной с воздухом, топливом и распыливающим агентом – паром(при сжигании жидкого топлива), теплоты, выделенной при горении, и теплоты, выносимой из КС с продуктами сгорания (2.44).

Применительно к 1 кг сжигаемого топлива теплоты баланс КС можно записать в виде (2.45). Уравнение (2.45) решается методом последовательных приближений.

Расход топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, определяют из выражения:

$$B_{ГТ} = \frac{G_{КС}(h_{Н.Т} - h_{К.К})}{Q_i^F + h_{Т.П} - h_{Н.Т}} \quad (2.63)$$

2.4. Результаты расчета технологических схем газотурбинных мини-ТЭС

Во Вьетнаме обычно используется природный газ, импортируемый из Китая, ОАЭ, Катара, Малайзии, Индонезии, Таиланда. Расчет мини-ТЭС на базе ГТУ малой мощности от 1,2 до 15,5 МВт проводился при сжигании газов следующего состава:

Страна (месторождение)	Компонентный состав, %								Плотность при 20 °С, кг/м ³
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	Н ₂ С	СО ₂	Н ₂	
Россия (Уренгойское)	99,05	0,06	0,01	0	0	0	0,08	0,8	0,67
Малайзия	91,69	4,64	2,60	0,93	0	0	0	0,14	0,62

Поскольку природно-климатические условия со временем меняются сложным образом, для простоты можем предположить, что электростанции

работают при температуре окружающей среды 25 ° С и атмосферном давлении 1 бар. Результаты расчета и параметры основного оборудования представлены в таблицах 2.7 и 2.8. Поскольку основные характеристики газов отличались незначительно, результаты расчетов практически полностью совпадают.

Таблица 2.7 – Основное оборудование для газотурбинной мини-ТЭС

№ п/п	Степень сжатия воздуха в компрессоре МПа	Температура газов на входе в турбину, °С	Температура газов на выходе из турбины, °С	Тип газовой турбины; мощность Р, МВт
1	П=13,6	T _{вход} =1112	T _{выход} =524	ГТЭ-1.5, Р=1,2
2	П=12	T _{вход} =950	T _{выход} =435	ГТЭ-2.5, Р=2,85
3	П=16,6	T _{вход} =1000	T _{выход} =420	ГТГ- 6, Р=6,7
4	П=11	T _{вход} =947	T _{выход} =435	НК-14Э, Р=8,6

Таблица 2.8– Показатели эффективности мини-ТЭС

№	Электрическая мощность мини-ТЭС, МВт	Расход топлива, кг/с	Эксергетический КПД мини-ТЭС, %	Удельный расход топлива, г/кВт ч	Удельный расход условного топлива, г у.т./ кВт ч
1	1,2	0,074	31,3	222,4	369,4
2	2,85	0,195	28,2	246,3	409,8
3	6,7	0,45	28,6	241,8	402,3
4	8,6	0,547	30,2	229,0	381,0
5	15,2	1,041	28,1	246,6	410,2

Выводы по Главе 2

Рассмотрены технологические схемы мини-ТЭС, которые могут быть использованы в секторе малой энергетики Республики Вьетнам – паротурбинные, работающие на угле, и газотурбинные. Проведен расчет данных схем для

диапазона мощностей – паротурбинных от 6 до 25 МВт и газотурбинных от 1,2 до 15,5 МВт. Результаты расчетов показали, что КПД тепловых электростанций малой мощности до 25 МВт в среднем гораздо ниже, чем для более мощных станций, поэтому необходимо реализовать энерго- и ресурсосберегающие мероприятия, например, усовершенствовать схему с ГТУ, используя солнечную энергию для подогрева поступающего в камеру сгорания воздуха.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ГИБРИДНЫХ МИНИ-ТЭС

3.1 Схемы гибридных газотурбинных установок с использованием солнечной энергии

Газовые турбины имеют значительно более высокую удельную мощность, чем другие двигатели внутреннего сгорания, например, поршневые двигатели. Однако достижение высокой эффективности газотурбинным двигателем усложняется тем фактом, что компрессор потребляет большую часть вырабатываемой мощности [93]. Для повышения общей эффективности преобразования необходимо либо повысить эффективность компрессора, либо увеличить производительность газовой турбины. Поскольку современные компрессоры уже достигают политропной эффективности в области 0,91 [94] в последнее время особое внимание уделяется повышению температуры на входе в турбину и, следовательно, выходной мощности газовой турбины.

Максимальная температура, которую можно допустить на входе в турбину, определяется главным образом сопротивлением металла в направляющих лопатках. Первые усилия по повышению температуры на входе в турбину были направлены на улучшение свойств материалов. Однако неохлаждаемые лопатки ограничены в допустимых температурах, и стремление еще больше повысить температуру на входе в турбину привело к разработке все более сложных схем охлаждения лопаток.

Сегодня газовые турбины являются одними из наиболее широко используемых первичных двигателей благодаря их компактности, гибкости и простоте установки. Однако недавние опасения по поводу антропогенного изменения климата привели к усилению внимания к снижению выбросов углекислого газа в результате сжигания ископаемого топлива.

Простейшим средством сокращения выбросов от газотурбинных установок, как представляется, является дальнейшее повышение эффективности

преобразования за счет более высоких температур турбины на входе. Пределы жаростойкости даже самых современных материалов практически достигнуты, и охлаждение лопаток потребляет все большую долю общего воздушного потока. Таким образом, необходимо найти альтернативные способы снижения выбросов углекислого газа от газотурбинных двигателей.

Одним из вариантов является смещение фокуса от эффективности преобразования к самому источнику тепла. Если часть или все тепло, подаваемое в газовую турбину, может быть получено из низкоуглеродистого источника, общие выбросы от установки могут быть уменьшены.

Гибридные газотурбинные установки, в которых обычное сжигание ископаемого топлива дополняется низкоуглеродистым источником тепла, являются перспективным средством достижения в будущем повышения эффективности и сокращения выбросов в газотурбинных системах.

Одним из наиболее перспективных источников «неуглеродного» тепла, с помощью которого можно сократить выбросы от газотурбинных установок, является концентрированная солнечная энергия. Солнечные концентрационные системы могут поставлять тепло при высоких температурах, необходимых для газотурбинных систем, без каких-либо выбросов углерода, связанных со сжиганием ископаемого топлива.

Можно представить ряд различных схем гибридизации для интеграции солнечного тепла в газотурбинный цикл в зависимости от уровня, на котором доступно тепло, и используемой теплопередающей среды. Однако разработки в области высокотемпературных ресиверов сжатого воздуха [95] означают, что теперь стало возможным интегрировать солнечную энергию непосредственно в газотурбинный контур, передавая тепло воздуху, выходящему из компрессора, без необходимости использования промежуточных теплообменников (рис. 3.1, 3.2).

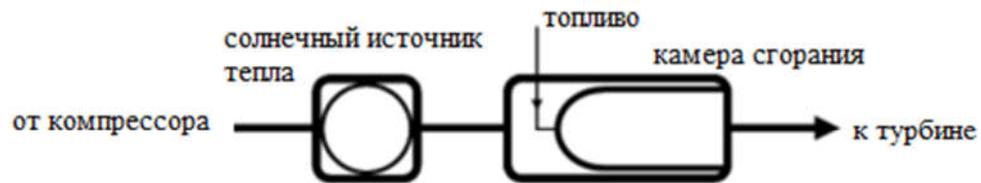


Рисунок 3.1 – Схема последовательной гибридной системы для газовой турбины

В последовательной схеме солнечный ресивер и камера сгорания могут работать до максимальных температур, причем конечная температура на входе в турбину равна температуре на выходе из камеры сгорания. Кроме того, в последовательной схеме конечная температура, подаваемая на турбину, не зависит от доли солнечной энергии, используемой в системе, что позволяет интегрировать большие количества солнечного тепла в цикл выработки электроэнергии, не оказывая отрицательного влияния на производительность газовой турбины.

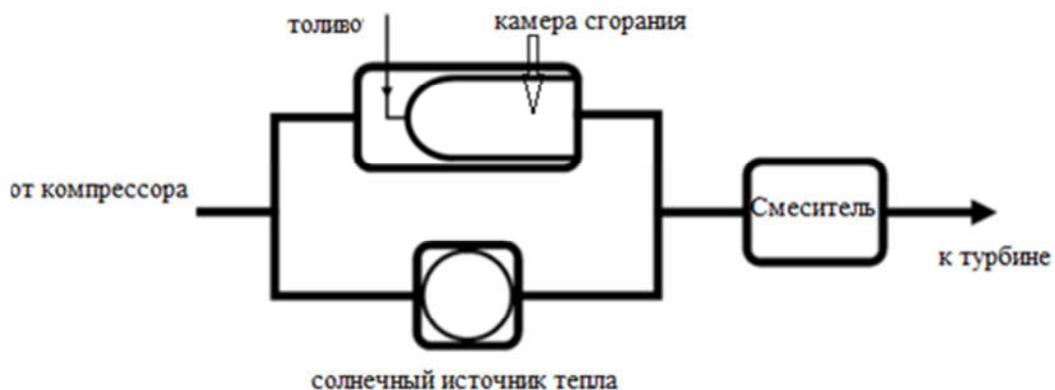


Рисунок 3.2 – Схема параллельной гибридной системы для газотурбинной установки

В схеме параллельной гибридной системы, показанной на рисунке 3.2, воздушный поток от компрессора разделен, причем часть направляется в источник солнечного тепла, а часть направляется непосредственно в камеру сгорания. Горячие газы из обоих источников тепла затем смешиваются перед отправкой в турбину. Системы параллельной гибридной системы упрощают работу газовой

турбины, так как легче изолировать подсистемы сгорания и солнечную подсистему и, таким образом, эксплуатировать установку, используя только один источник тепла; это особенно важно при запуске газовой турбины, когда может потребоваться работа только на топливе. Также проще управлять работой солнечной подсистемы, поскольку массовый расход воздуха можно контролировать для поддержания номинальных рабочих температур.

Однако параллельная гибридизация имеет недостатки с точки зрения термодинамики. Смешивание газовых потоков после сгорания снизит температуру на входе в турбину ниже максимального уровня, достигаемого в камере сгорания, что ухудшит эффективность преобразования газовой турбины. Кроме того, чем выше доля солнечной энергии в параллельной системе, тем ниже конечная температура газов, поступающих в турбину.

Схема типичной гибридной солнечной газовой турбины простого цикла со схемой последовательной гибридизации показана на рис. 3.3. В данной схеме использована технология SPT, для которой характерно концентрирование солнечной энергии с помощью башни с установленным на ней солнечным нагревателем воздуха.

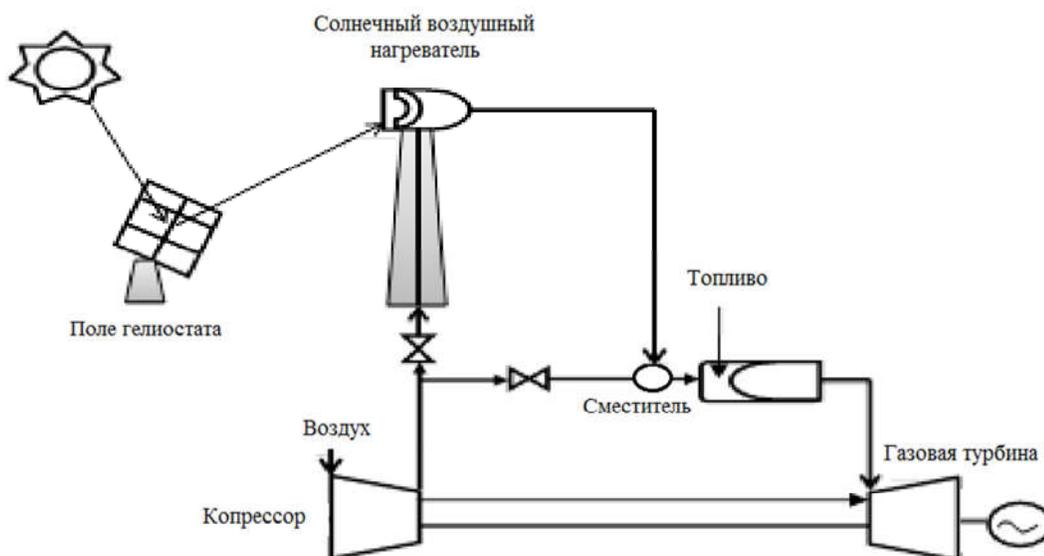


Рисунок 3.3 – Схема гибридной установки простого цикла

3.2 Основные зависимости для моделирования и расчета гибридной мини-ТЭС на базе ГТУ

Использование солнечного тепла при высоких температурах требует концентрации солнечного потока, увеличения его интенсивности и увеличения поглощения энергии на единицу площади. Концентрация солнечной энергии включает в себя размещение оптического устройства (например, линзы или зеркала) между падающим излучением и приемником, который поглощает солнечный поток. Оптическое коллекторное устройство перехватывает солнечное излучение из широкой области и перенаправляет это излучение в приемник, площадь поверхности которого значительно меньше, как показано на рисунке 3.4. При одинаковом количестве энергии, падающей на меньшую площадь, интенсивность потока увеличивается [92].

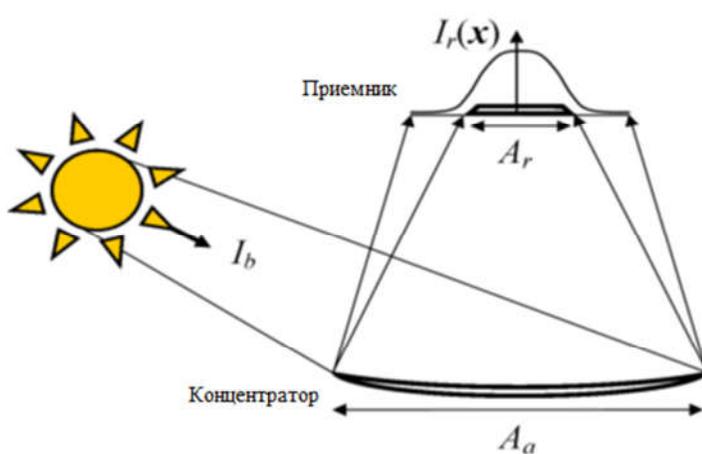


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема типичной системы концентрации

Степень концентрации может быть представлена в виде коэффициента концентрации, простейшим определением которого является геометрический коэффициент концентрации CR_g , заданный в уравнении (3.1) как отношение площади A_a апертуры коллектора к площади A_r приемной поверхности.

$$CR_g = \frac{A_a}{A_r} \quad (3.1)$$

Однако не весь поток солнечного излучения, перехваченный коллектором, перенаправляется на приемник. Это может быть связано с внутренними потерями при отражении и передаче излучения, а также с тем, что изображение, формируемое коллектором, больше, чем поверхность приемника. Как таковая, более репрезентативная оценка степени концентрации получается с использованием коэффициента оптической концентрации CR_0 , определенного с использованием уравнения (3.2), как отношение средних интенсивностей потоков I_a и I_r на апертуре коллектора и приемника[93]:

$$CR_0 = \frac{I_r}{I_a} = \frac{\frac{1}{A_r} \int I_r(x) d_a}{I_b} = \eta_{opt} CR_g \quad (3.2)$$

Средний поток на коллекторе можно считать равным локальному облучению пучком, тогда как средний поток на приемнике рассчитывается путем интегрирования профиля истинного потока в плоскости приемника $I_r(x)$ по всей поверхности. Поэтому излучение, выходящее за границы приемника, не принимается во внимание и выходит из системы. Оптические и геометрические отношения концентрации связаны с оптической эффективностью η_{opt} системы концентратора.

Существует верхний предел степени концентрации, которая может быть достигнута, что определяется сохранением «этюда» в системе концентратора. Геометрический эталон солнечного излучения измеряет его распространение как по областям, так и по углам. «Этюд» может только увеличиться в оптической системе; для идеального оптического устройства длина излучения, поступающего в систему, равна длине излучения, выходящего из системы.

Идеализированная система оптических концентраторов показана на рисунке 3.5. Излучение одинаковой интенсивности I_a поступает в апертуру концентратора с определенным угловым разбросом θ_a ; после концентрации интенсивность излучения была увеличена до I_r , и в то же время его угловой разброс увеличен до θ_r .

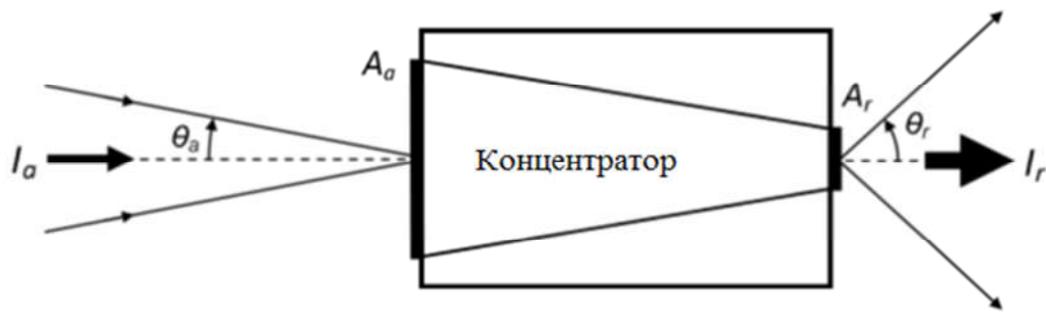


Рисунок 3.5 – Сохранение данных в системе оптических концентраторов

Закон сохранения «этьюда» может быть выражен с помощью уравнения (3.3), в котором говорится, что площадь, через которую проходит излучение, умноженная на квадрат синуса от телесного угла, которому подвергается излучение, является постоянной во всей системе.

$$A_a \sin^2 \theta_a = A_r \sin^2 \theta_r \quad (3.3)$$

Температура, при которой солнечная энергия может использоваться в системе, зависит от баланса между поступлением солнечного тепла в приемник $Q_{солн}$, полезной тепловой мощностью, извлеченной $Q_{исп}$, и скоростью потери тепла $Q_{пот}$, которую можно выразить с помощью уравнения (3.4). Таким образом, общая полезная тепловая мощность - это разница между солнечной тепловой мощностью и тепловыми потерями:

$$Q_{солн} = Q_{исп} + Q_{пот} \quad (3.4)$$

Выражения для определения составляющих теплового баланса (3.4) будут в значительной степени зависеть от конструкции приемника. На рис. 3.6 представлена простейшая модель приемника, согласно которой приемник рассматривается как серое тело, а потери тепла являются результатом сочетания излучения и конвекции с передней поверхности приемника.

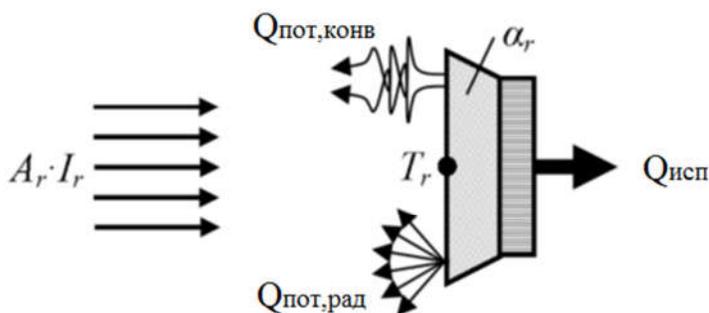


Рисунок 3.6 – Модель теплового баланса для солнечного приемника

Теплота солнечной энергии на входе в приемник задается уравнением (3.5) как произведение площади приемника, его поглощающей способности α_r и среднего потока через приемник. Средний поток на приемнике связан с локальным облучением через оптическую эффективность и геометрический коэффициент концентрации.

$$Q_{\text{солн}} = A_r \alpha_r I_r = A_r \alpha_r \eta_{\text{opt}} CR_g I_b \quad (3.5)$$

Потери тепла могут быть сгруппированы в два слагаемых, как показано в уравнении (3.6). Потери на излучение определяются температурой приемника T_r и излучательной способностью ε_r поверхности приемника, в то время как общий коэффициент конвекции $U_{\text{ном}}$ используется для учета потерь на конвекцию. T_a - температура окружающей среды:

$$Q_{\text{ном}} = A_r \varepsilon_r (T_r^4 - T_a^4) + U_{\text{ном}} (T_r - T_a) \quad (3.6)$$

Объединяя уравнения (3.3) (3.5) и (3.6), термический КПД η_r приемника и коллектора можно рассчитать с использованием уравнения (3.7) как отношения полезного тепловыделения к общему солнечному потоку, поступающему в апертуру коллектора:

$$\eta_r = \frac{Q_{\text{исп}}}{A_a I_a} = \eta_{\text{opt}} \alpha - \frac{\varepsilon_r \sigma (T_r^4 - T_a^4) - U_{\text{ном}} (T_r - T_a)}{CR_g I_b} \quad (3.7)$$

При увеличении рабочей температуры приемника его эффективность падает из-за увеличения потери тепла в системе. При низких температурах конвекционные потери определяют потери тепла, тогда как при высоких

температурах доминирует излучение. Верхний предел температуры накладывается на тепловую эффективность по оптическим свойствам концентратора и приемника, в частности по оптической эффективности концентратора и поглощающей способности приемника.

Падению эффективности приемника при более высоких температурах можно противодействовать путем увеличения коэффициента концентрации оптической системы; для данной температуры приемника увеличение коэффициента концентрации увеличивает эффективность. Более высокие отношения концентрации приводят к более высокой плотности потока, и, таким образом, та же самая тепловая мощность может поглощаться на меньшей площади, уменьшая относительную скорость потери тепла и обеспечивая более эффективную работу при высоких температурах.

Эффект увеличения коэффициента концентрации показан на рисунке 3.7, на котором показана зависимость эффективности приемника от температуры для ряда различных геометрических коэффициентов концентрации, а также верхнего оптического предела[93].

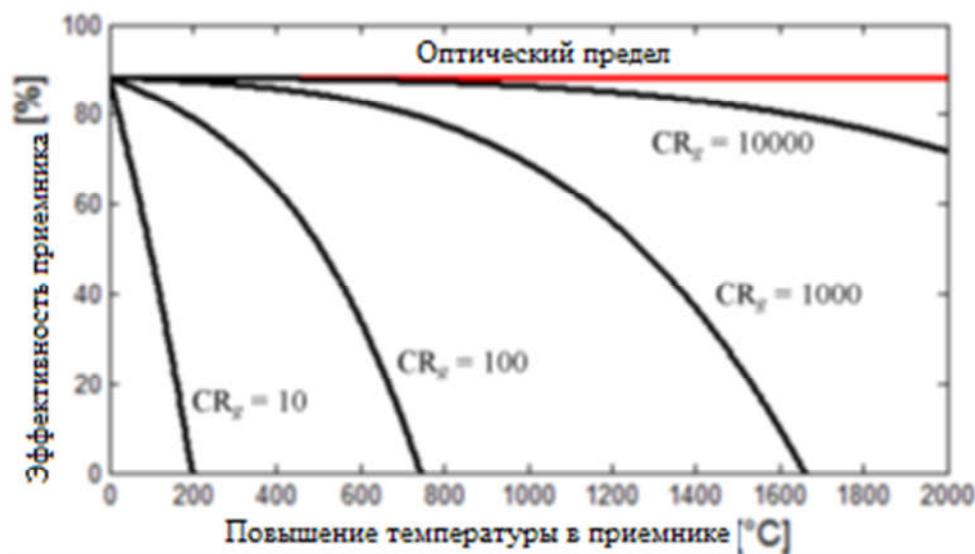


Рисунок 3.7 – Эффективность приемника как функция его температуры для различных геометрических соотношений концентрации [93]

Кривые, представленные на рисунке 3.7, показывают, что эффективность приемника наиболее высока при низких температурах. Однако в случае солнечных тепловых электростанций, которые с помощью теплового двигателя преобразуют тепловую энергию приемника в электричество, это приводит к противоречию, так как эффективность теплового двигателя увеличивается при более высоких температурах. Таким образом, должен быть достигнут компромисс между эффективностью приемника и эффективностью устройства преобразования энергии.

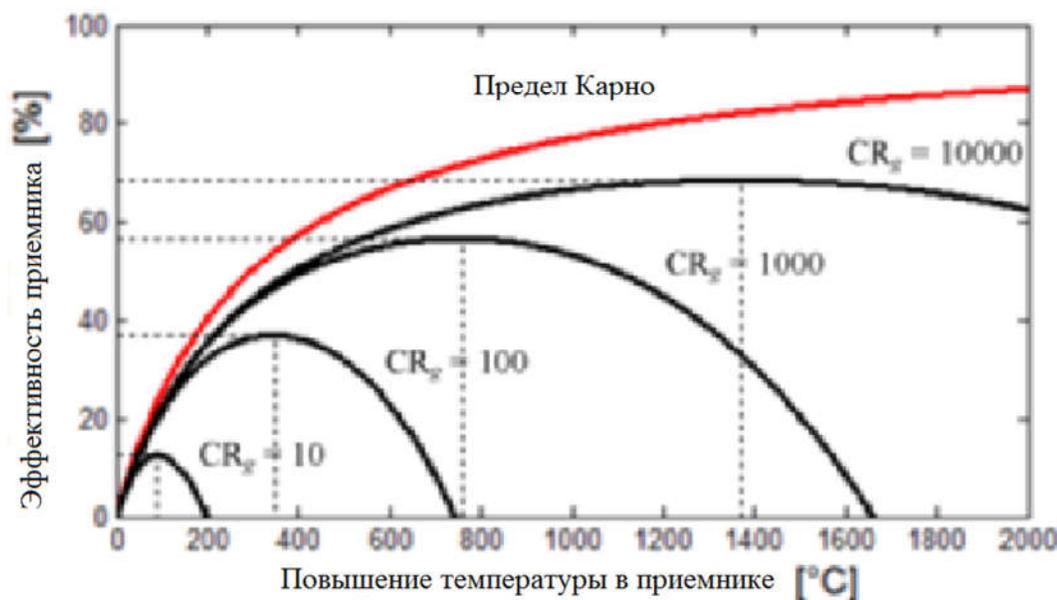


Рисунок 3.8– Эффективность системы как функция температуры приемника для различных геометрических отношений концентрации [93]

Используя эффективность системы, можно определить оптимальную рабочую температуру для данного коэффициента концентрации, как показано на рисунке 3.8. Оптимальная температура определяется балансом между увеличением эффективности теплового двигателя и увеличением тепловых потерь (и, следовательно, снижением эффективности приемника). При увеличении коэффициента концентрации оптимальная температура также повышается, поскольку более высокая эффективность приемника оправдывает работу при более высоких температурах. Таким образом, более высокие коэффициенты

концентрации обеспечивают эффективную работу при более высоких температурах, что, в свою очередь, позволяет повысить общую эффективность системы солнечной тепловой электростанции.

Для обеспечения работы при более высоких температурах может использоваться ряд других методов, которые обычно включают в себя поиск путей снижения скорости потери тепла от приемника. Правильная конструкция приемника может уменьшить конвекционные потери; однако при высоких температурах преобладают потери на излучение. Для снижения уровня переизлучения с поверхности приемника можно использовать селективные материалы и покрытия, которые сочетают в себе высокую поглощающую способность и низкую излучательную способность. Таким образом, радиационные потери тепла могут быть значительно уменьшены, в то же время позволяя приемнику поглощать большую часть падающего солнечного потока. В то время как улучшенные конструкции приемников и минимизация тепловых потерь играют важную роль в достижении более высоких температур. Рисунок 3.8 демонстрирует ключевую роль концентрации при использовании солнечной энергии при повышенных температурах.

Степень солнечной интеграции в гибридную солнечную энергетическую систему можно измерить с помощью доли солнечного света $f_{солн}$, которая определяется в уравнении (3.8) как отношение подводимого солнечного тепла $Q_{солн}$ к общему подводимому теплу $Q_{общ}$ за цикл:

$$f_{солн} = \frac{Q_{солн}}{Q_{общ}} \quad (3.8)$$

Номинальная доля используемой солнечной энергии для гибридной газовой турбины напрямую связана с определенными ключевыми температурами цикла, в частности, с номинальной температурой приемника T_4 и температурой на выходе камеры сгорания T_6 . Когда температура в приемнике приближается к температуре на выходе из камеры сгорания, доля солнечного излучения увеличивается, так как количество тепла, которое должно подаваться при сгорании, падает. В

предельном случае, когда $T_4 = T_6$, номинальная доля солнечной энергии равна 100%, и топливо не нужно сжигать (рис. 3.9).

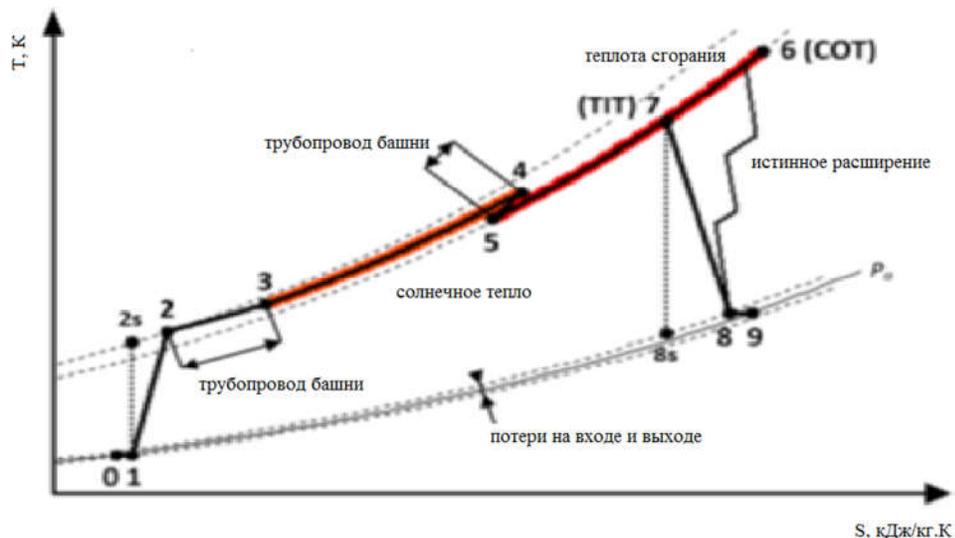


Рисунок 3.9 – T-S-диаграмма для газотурбинной установки с солнечным нагревателем воздуха [93]

Пренебрегая потерями в трубопроводе колонны, номинальная доля солнечной энергии может быть оценена с использованием уравнения (3.9), где T_2 - температура нагнетания компрессора, а T_3 - температура на входе приемника.

$$f_{\text{ном.солн}} = \frac{T_4 - T_3}{T_6 - T_2} \quad (3.9)$$

Температура на выходе из камеры сгорания современной промышленной газовой турбины находится в районе 1400°C , в то время как установленные на башне солнечные приемники в настоящее время ограничены температурой 950°C . В результате максимальная номинальная доля солнечной энергии, которая может быть достигнута типичной промышленной газовой турбиной, составляет около 50% [94]. Более высокие номинальные доли солнечной энергии могут быть получены с помощью газовых турбин с более низкими температурами нагрева или путем поиска способа размещения газовой турбины в верхней части приемной башни. Существует оптимальное соотношение между эффективностью газовой турбины, которая увеличивается с повышением температуры на выходе

из камеры сгорания, и достижимой долей солнечного излучения, которая уменьшается с ростом температуры в камере сгорания. Поэтому разработка гибридных солнечных энергетических систем исключительно для высоких долей солнечной энергии не всегда является оптимальным решением; необходимость в высокой эффективности преобразования должна быть сопоставлена с увеличением доли используемой солнечной энергии.

Поскольку подвод солнечного тепла сильно изменяется в течение суток, гибридная солнечная газотурбинная электростанция не всегда сможет работать в номинальных условиях. Следовательно, номинальная доля солнечной энергии не может быть использована для определения истинного распределения электрической энергии, вырабатываемой на основе солнечной энергии и сжигания топлива. Для того чтобы учесть изменения в работе в течение года, необходимо использовать годовое значение доли солнечной энергии. Ежегодная доля солнечной энергии всегда будет ниже, чем номинальная доля солнечной энергии, поскольку солнечный приемник будет работать по меньшей мере часть времени при мощности ниже номинальной.

Длительность солнечного воздействия неразрывно связана с размером поля солнечного коллектора. Большие поля могут собирать большие количества энергии и, таким образом, обеспечивать номинальную мощность при более низких уровнях солнечного излучения. Повышение размеров поля солнечного коллектора, таким образом, является одним из способов увеличения продолжительности номинальной работы, хотя и при относительно высокой стоимости.

Размер поля солнечного коллектора может быть выражен через солнечную кратность SM , определенную с использованием уравнения (3.10) как отношение номинальной тепловой мощности, передаваемой полем $Q_{ном.ск}$, к номинальной мощности, требуемой приемником $Q_{ном.пр}$. Номинальная мощность поля гелиостата обычно определяется с учетом прямого нормального облучения в 850 Вт/м^2 [96]

$$SM = \frac{Q_{ном.ск}}{Q_{ном.пр}} \quad (3.10)$$

При солнечном поле номинального размера ($SM=1$) тепловая мощность, подаваемая на приемник, достигает номинального значения только в полдень в расчетный день. В других случаях, когда солнечное излучение слабее, температура на выходе приемника меньше расчетного значения. Ежегодно эквивалентное количество часов работы солнечных батарей при полной нагрузке, таким образом, является относительно низким. Когда поле солнечного коллектора слишком велико ($SM>1$), тепловая мощность, передаваемая полем, достигает номинального значения, требуемого приемником ранее в тот же день, что позволяет приемнику работать в номинальных условиях в течение более длительного периода времени. Таким образом, можно увеличить эквивалентное количество часов работы солнечной батареи при полной нагрузке, а годовая доля солнечной энергии гибридной солнечной газовой турбины возрастает. Однако в отсутствие блока хранения тепловая мощность, превышающая номинальную потребность, не может быть использована (поскольку температура приемника ограничена), и, таким образом, эту избыточную энергию необходимо удалить из системы путем расфокусировки определенной доли поля коллектора.

Задачи обеспечения максимальной эффективности гибридных электростанций должны быть решены и для объектов малой мощности.

Известно, что себестоимость производимой энергии на мини-ТЭС в среднем выше, чем для централизованных поставок, поэтому наиболее значимым условием реализации проектов данного способа является внедрение способов повышения их эффективности, в частности за счет экономии топлива при использовании солнечной энергии. Подобные проекты реализованы в Испании – установка мощностью 4,6 МВт с воздушным солнечным нагревателем типа SOLUGAS и 11,86 МВт с аналогичным приемником-нагревателем типа REFOS [97,98].

Для разработки математической модели гибридной мини-ТЭС и формирования на ее основе методики расчета технологических схем данного типа

рассмотрены газотурбинные установки (ГТУ) мощностью 4,6 и 11,86 МВт, на которых экономия топлива достигается за счет подогрева воздуха после компрессора за счет использования солнечной энергии. На нагрев направляется определенная доля воздуха после компрессора. Смешение потоков воздуха из компрессора и после нагрева в солнечном нагревателе осуществляется перед камерой сгорания. Основным параметром, влияющим на работу станций подобного типа является мощность солнечного излучения, которая изменяется от 0 в ночное время до максимального значения в дневные часы наиболее жаркого месяца и составляет $745,98 \text{ Вт/м}^2$ (для провинции Нинь Туан Вьетнама)[98]. На рис. 3.10 представлена принципиальная схема гибридной мини-ТЭС.

Расчет расхода топлива проводился на основе материальных и энергетических балансов по каждому элементу схемы. Расчет проводился по зависимостям, представленным ниже:

$$m_1 h_1 + E_1 = m_2 h_2, \quad (3.11)$$

где m_1, m_2 – массовый расход воздуха на входе в компрессор и на выходе из него соответственно, кг/с; $h_1; h_2$ – энтальпия воздуха на входе в компрессор и на выходе из него соответственно, кДж/кг;

$$m_{21} h_2 + E_2 = m_{21} h_3, \quad (3.12)$$

где m_{21} – массовый расход воздуха на входе в солнечный воздушный нагреватель и на выходе из него, кг/с; h_2 – энтальпия воздуха на входе в солнечный воздушный нагреватель, кДж/кг; h_3 – энтальпия воздуха на выходе из солнечного воздушного нагревателя, кДж/кг; E_2 – энергия солнечного излучения, затраченная на нагрев воздуха m_{21} , кДж;

$$m_2 h_4 = m_{21} h_3 + m_{22} h_2, \quad (3.13)$$

где m_{22} – массовый расход оставшегося воздуха, выходящего из компрессора, кг/с; h_4 – энтальпия воздушной смеси, кДж/кг; m_2 – массовый расход воздушной смеси, кг/с;

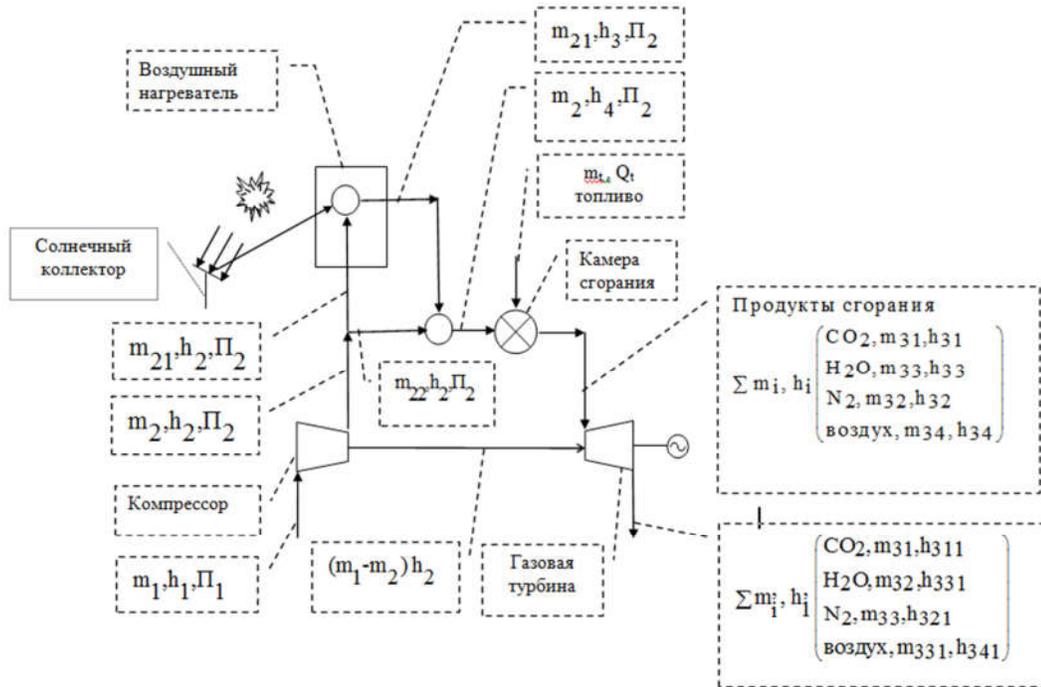


Рисунок 3.10 – Принципиальная схема гибридной мини-ТЭС с солнечным воздушным нагревателем

$$m_{21} = \varphi m_2;$$

$$m_{22} = (1 - \varphi) m_2;$$

$$m_2 h_4 + m_T Q_n = m_{31} h_{31} + m_{32} h_{32} + m_{33} h_{33} + m_{34} h_{34} = \sum m_i h_i, \quad (3.14)$$

где φ – доля воздуха, направляемого в солнечный нагреватель воздуха; m_T – массовый расход топлива, кг/с; h_{31} – энтальпия CO_2 , выходящего из камеры сгорания, кДж/кг; h_{32} – энтальпия N_2 , выходящего из камеры сгорания, кДж/кг; h_{33} – энтальпия H_2O , выходящего из камеры сгорания, кДж/кг; h_{34} – энтальпия избыточного воздуха, выходящего из камеры сгорания, кДж/кг; Q_n – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

$$\begin{aligned} m_{31} h_{31} + m_{32} h_{32} + m_{33} h_{33} + m_{34} h_{34} = \\ = E_1 + E_3 + m_{31} h_{311} + m_{32} h_{321} + m_{33} h_{331} + m_{341} h_{341} \end{aligned} \quad (3.15)$$

где m_{341} – массовый расход воздуха после турбины, кг/с; h_{311} – энтальпия CO_2 на выходе из турбины, кДж/кг; h_{321} – энтальпия N_2 на выходе из турбины, кДж/кг;

h_{331} – энтальпия H_2O на выходе из турбины, кДж/кг; h_{341} – энтальпия воздуха на выходе из турбины, кДж/кг.

Солнечный воздушный нагреватель для гибридных мини-ТЭС схематично показан на рис. 3.11[99].

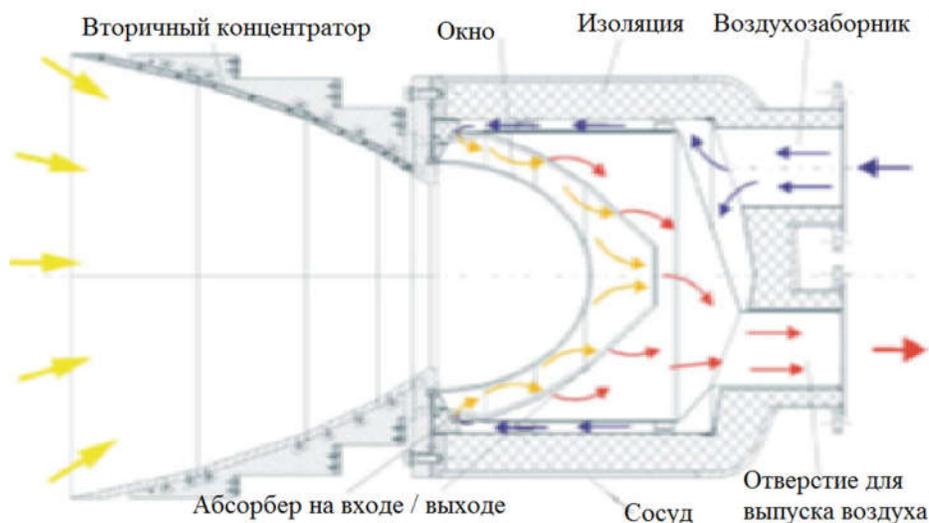


Рисунок 3.11– Солнечный нагреватель воздуха типа REFOS

Решение системы балансовых уравнений (3.11)-(3.15), где энергия солнечного излучения определялась с использованием зависимостей (3.1), (3.5)-(3.8) проводилось с использованием программного комплекса MathCad. Для расчета использовались данные измерений интенсивности прямого нормального солнечного излучения по территории Республики Вьетнам (в частности провинции Нинь Туан).

3.3 Результаты расчета гибридных мини-ТЭС

В результате расчета по представленным зависимостям были определены значения КПД объекта малой распределенной генерации мощностью 4,6 МВт и расхода топлива. В расчете учитывался сезонный характер изменения интенсивности солнечного излучения и зависящей от него температуры окружающего воздуха. Графики зависимости температуры от интенсивности

солнечного излучения (DNI) по четырем месяцам года, характеризующих различные сезоны приведены в табл. 3.1 и на рис. 3.12.

Таблица 3.1 - Изменения прямого нормального солнечного излучения (DNI) и температуры окружающей среды (Т) по месяцам, характеризующим сезоны года

	Февраль				Май				Август		Ноябрь	
Время	DNI Вт/М	T, °C	DNI Вт/М	T, °C	DNIBт/ М2	T, °C	DNIBт/ М2	T, °C				
6	0	17.43	94.8	24.93	6.35	23.68	0	20.25				
7	439.2 5	22.35	147.4	28.23	14.8	26.8	642.3	25.28				
8	702.7 2	28.46	430.8	31.43	64.8	29.87	792.5	29.74				
9	791.6 5	31.01	714.2	36.32	483	33.77	857.2	32.75				
12	896.5 1	35.09	716.6	39	717	41.54	904.3	37.1				

В связи с тем, что интенсивность солнечного излучения характеризуется существенной неравномерностью в течение дня был исследован весь диапазон от 0 до максимального значения 900 Вт/м^2 . Результаты расчета представлены на рис. 3.12 и 3.13. Для традиционной схемы с ГТУ при увеличении температуры окружающего воздуха увеличиваются затраты мощности на привод компрессора, соответственно, для выработки требуемой мощности 4,6 МВт необходимо увеличить подачу топлива и общая эффективность объекта снижается с 35 до 33,5-34% (рис. 3, кривые 1', 2', 3'. 4'), а расход топлива возрастает с 350 до 355-360 г/кВт ч (рис. 4, кривые 1', 2', 3'. 4'). При реализации гибридной схемы с увеличением интенсивности солнечного излучения, даже при повышении температуры окружающего воздуха, КПД возрастает до значения 41% в августе и

максимально до 45% в ноябре. При этом расход топлива снижается весьма существенно – для августа до 297 г/кВт ч и для ноября до 274 г/кВт ч.

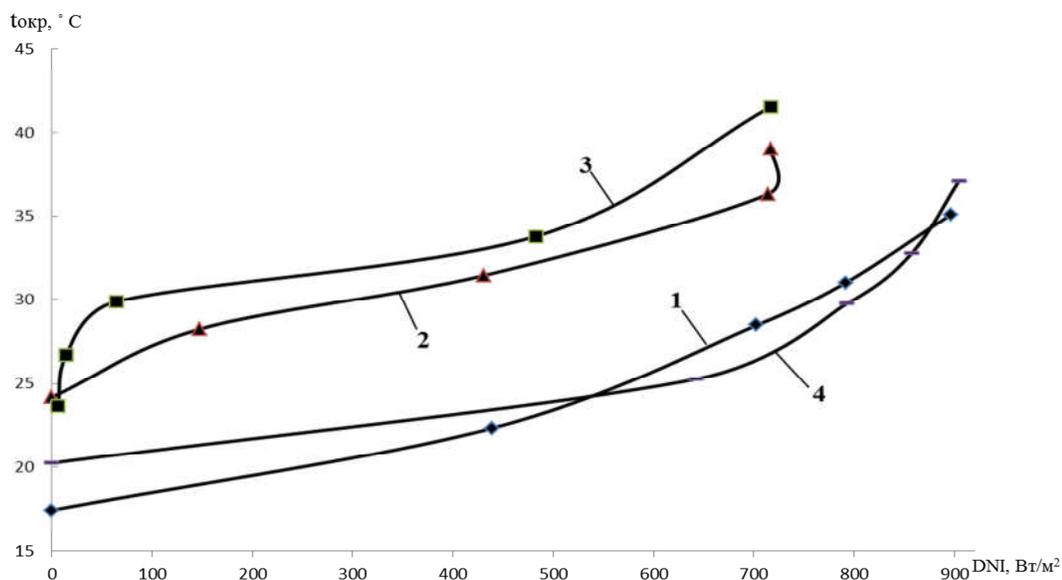


Рисунок 3.12 – Зависимости температуры окружающего воздуха от интенсивности солнечного излучения: 1 – февраль; 2 – май; 3 – август; 4 – ноябрь

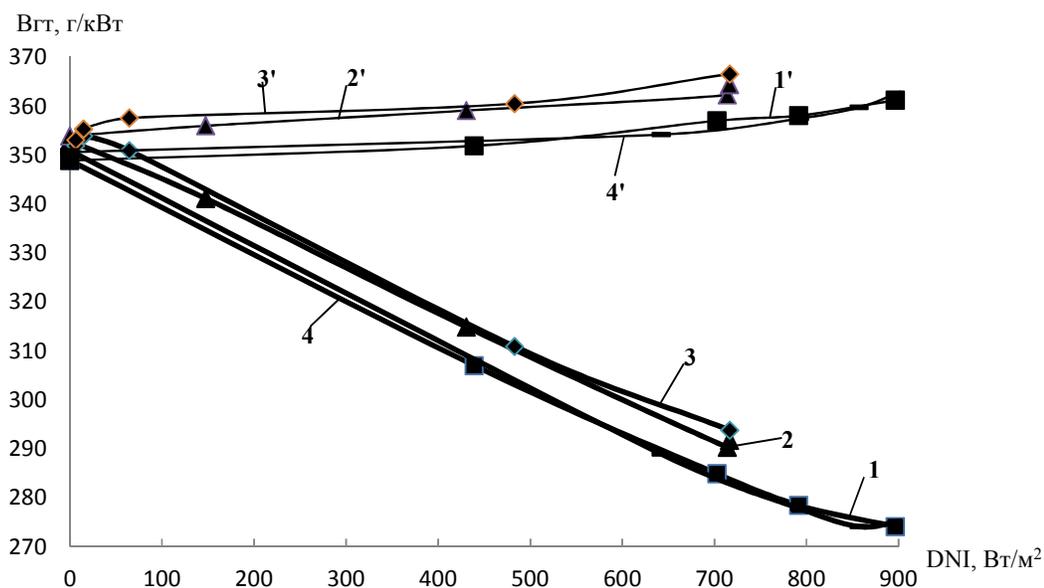


Рисунок 3.13 – Зависимости расхода топлива от интенсивности солнечного излучения: 1– февраль, гибридная схема; 2– май, гибридная схема; 3– август, гибридная схема; 4– ноябрь, гибридная схема; 1' – февраль, традиционная схема; 2' гибридная схема; 3' – август, традиционная схема; 4' – ноябрь, традиционная схема

– май, традиционная схема; 3' – август, традиционная схема; 4' – ноябрь, традиционная схема

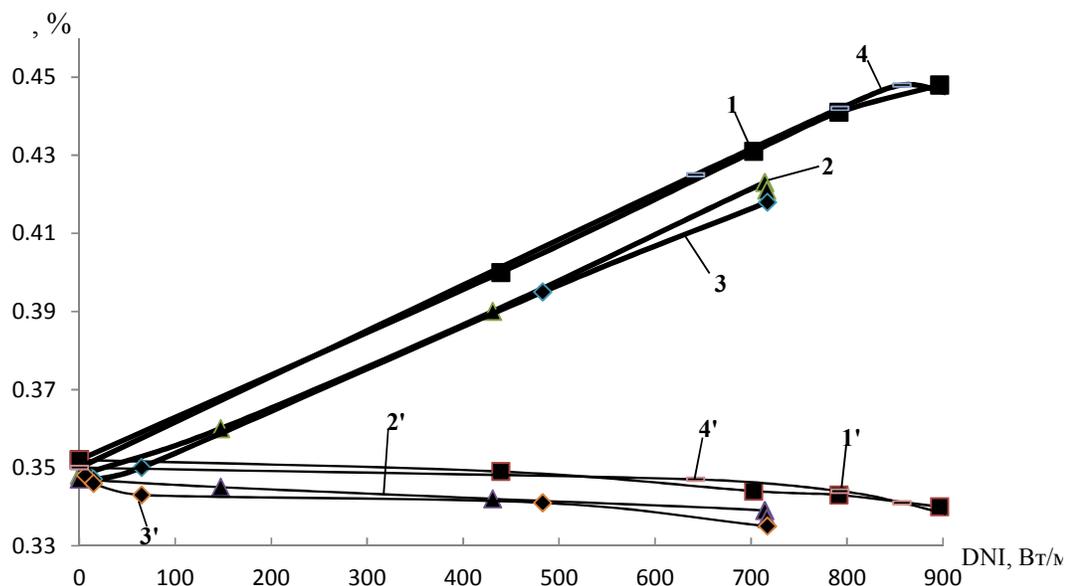


Рисунок 3.14 – Зависимости КПД станции от интенсивности солнечного излучения: 1 – февраль, гибридная схема; 2 – май, гибридная схема; 3 – август, гибридная схема; 4 – ноябрь, гибридная схема; 1' – февраль, традиционная схема; 2' – май, традиционная схема; 3' – август, традиционная схема; 4' – ноябрь, традиционная схема

В качестве исходных данных для расчета расхода топлива в пределах годового цикла работы мини-ТЭС были использованы результаты ежедневных измерений интенсивности прямого солнечного излучения [100]. Результаты расчета расхода топлива по месяцам для гибридных мини-ТЭС мощностью 4,6 и 11,86 МВт представлены на рис. 3.15.

Экономия топлива за год составила 573,2 тонны или 278,5 тыс. долларов для мини-ТЭС мощностью 4,6 МВт. Для установки мощностью 11,86 МВт годовой расход топлива составляет 21502 т/год, экономия – 1203,4 тонны или 584,7 тыс. долларов США.

Реально работающие станции описаны в работах [96, 98], по данным объектам проведены расчеты и измерения. Мини-ТЭС мощностью 4,6 МВт,

расположенная в Севилье, оборудована газотурбинной установкой Mercury 50. Годовая эффективность энергетического цикла составила 35,9%. Результаты получены при температуре воздуха 25 °С и DNI=800 Вт/м². Такие условия показывают качественное согласование с расчетными данными.

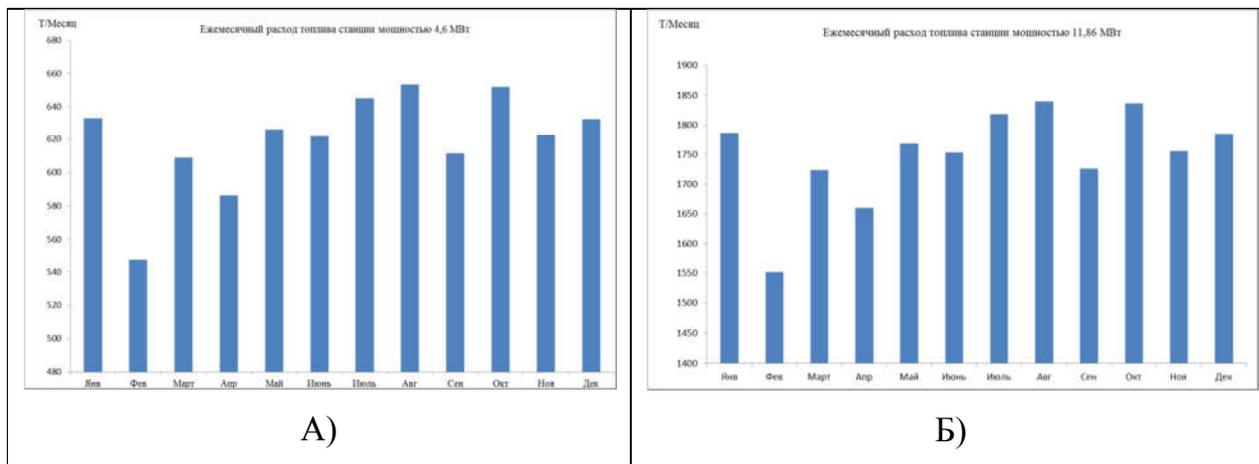


Рисунок 3.15 – Расход топлива (природного газа) по месяцам для гибридных мини-ТЭС мощностью 4,6 - А и 11,86 МВт - Б

Расходы топлива и воздуха для гибридных мини-ТЭС мощностью 4,6 и 11,86 МВт в пределах суточного цикла представлены в табл.3.2, изменение температуры воздуха на выходе из солнечного нагревателя – на рис. 3.16.

Таблица 3.2 – Расход топлива и воздуха при изменении интенсивности солнечного излучения ($\phi = 0,5$).

Дата и время (GM+7)	Интенсивность солнечного излучения DNI, Вт/м ²	Мощность 4,6 МВт		Мощность 11,86 МВт	
		Расход топлива m_T , г/с (г у.т./с)	Расход воздуха m_1 , кг/с	Расход топлива m_T , г/с(г у.т./с)	Расход воздуха m_1 , кг/с
01.01.2017 - 1:00	0	152/270	8,714	263/467	18,318
01.01.2017 - 3:00	3,29	151/268	8,715	263/467	18,320
01.01.2017 - 5:00	146,97	135/240	8,759	234/415	18,387
01.01.2017 - 7:00	381,98	107/190	8,831	186/330	18,495
01.01.2017 - 9:00	440,01	100/177	8,849	175/311	18,521

01.01.2017 - 11:00	594,94	82/146	8,896	145/257	18,590
01.01.2017 - 12:20	745,98	65/115	8,941	117/208	18,655

Полученные данные показывают, что при изменении DNI от 0 до 745,98 Вт/м² расход топлива для мини-ТЭС мощностью 4,6 МВт снижается на 57,2%, а для мини-ТЭС мощностью 11,86 МВт – на 55,5%. Расчеты, выполненные для годового цикла работы, показывают снижение расхода топлива для климатических условий данной провинции на 7,1 и 5,3% соответственно.

Результаты расчета температуры воздуха на выходе из солнечного нагревателя воздуха при DNI=800 Вт/м² при различной доле воздуха, направляемого на нагрев показаны на рис. 3.16.

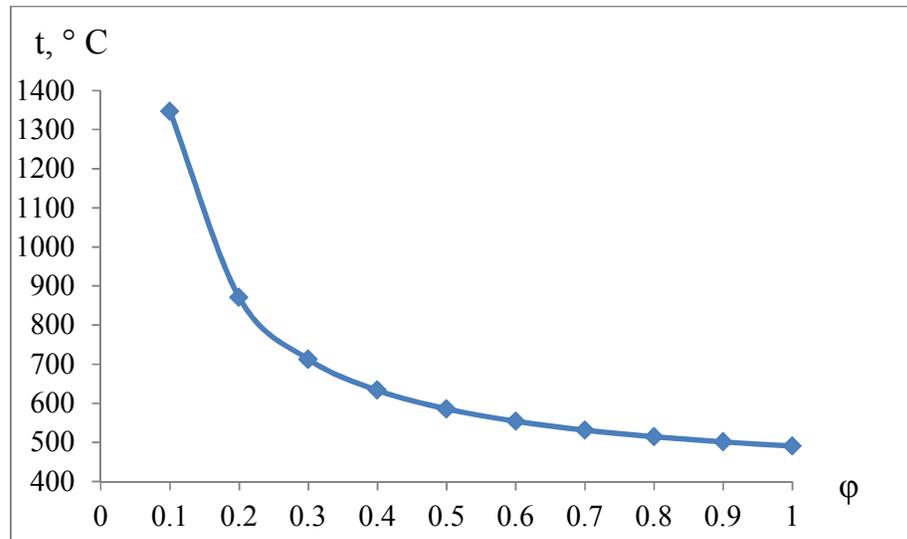


Рисунок 3.16 – Зависимость температуры воздуха на выходе из солнечного приемника от доли воздуха, попадающего в солнечный нагреватель

3.4 Обобщенная методика выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета

На основе анализа зависимостей, которые использовались для расчета мини-ТЭС различной комплектации, представленные в подразделах 2.1, 2.3 и 3.1, была сформирована обобщенная методика выбора типа технологической схемы и ее расчета, алгоритм которой представлен на рис. 3.17.

Тип технологической схемы прежде всего определяется тем видом топлива, который доступен в данном регионе или стране, и использование которого наиболее целесообразно. Для Республики Вьетнам в качестве топлива в основном может использоваться уголь, месторождения которого расположены в северной части страны, и природный газ, который добывается в шельфовой зоне или закупается в сжиженном виде и поставляется морским транспортом на побережье.

Однако технологические схемы на основе ГТУ в связи с жарким климатом данного государства имеют низкую эффективность, поэтому могут использоваться именно как гибридные. Такие схемы целесообразно использовать при годовых значениях интенсивности прямого солнечного излучения более $1200 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. После того, как определено топливо и тип технологической схемы осуществляется подбор основного оборудования и его расчет по представленным методикам.

Для схемы паротурбинной мини-ТЭС расчет параметров парового котла, который выбирается по паропроизводительности, требующейся для паровой турбины, осуществляется по зависимостям (2.1)-(2.16). После определения требуемого расхода топлива расчет системы пылеприготовления выполняется по зависимостям (2.17)-(2.30) с определением сушильной и размольной производительности мельниц и выбором типоразмера мельницы и мельничного вентилятора. Показатели эффективности вычисляются по формулам (2.32)-(2.35).

Для схемы гибридной мини-ТЭС с газотурбинной установкой и солнечным нагревателем воздуха сначала по требуемой электрической мощности подбираются газовая турбина и компрессор, для которого известен расход воздуха и степень сжатия. Расчет компрессора проводится по формулам (2.36)-(2.43) и определяется температура воздуха за компрессором и внутренняя мощность, потребляемая компрессором. Доля воздуха, который направляется в солнечный воздушный нагреватель определяется по зависимости 3.16 по требуемой температуре нагретого воздуха на выходе. С учетом энтальпии воздуха на выходе из солнечного нагревателя, которая за вычетом незначительных потерь является энтальпией воздуха на входе в смеситель перед камерой сгорания,

проводится расчет камеры сгорания по формулам (2.44)-(2.53) и (2.58)-(2.63). В ходе итерационного процесса с использованием зависимостей (3.11)-(3.15) определяется расход топлива с учетом доли использования солнечной энергии в системе при заданной мощности на выходе ГТУ.

Затем проводится оценка эффективности по эксергетическим показателям аналогично схеме в паротурбинными установками.

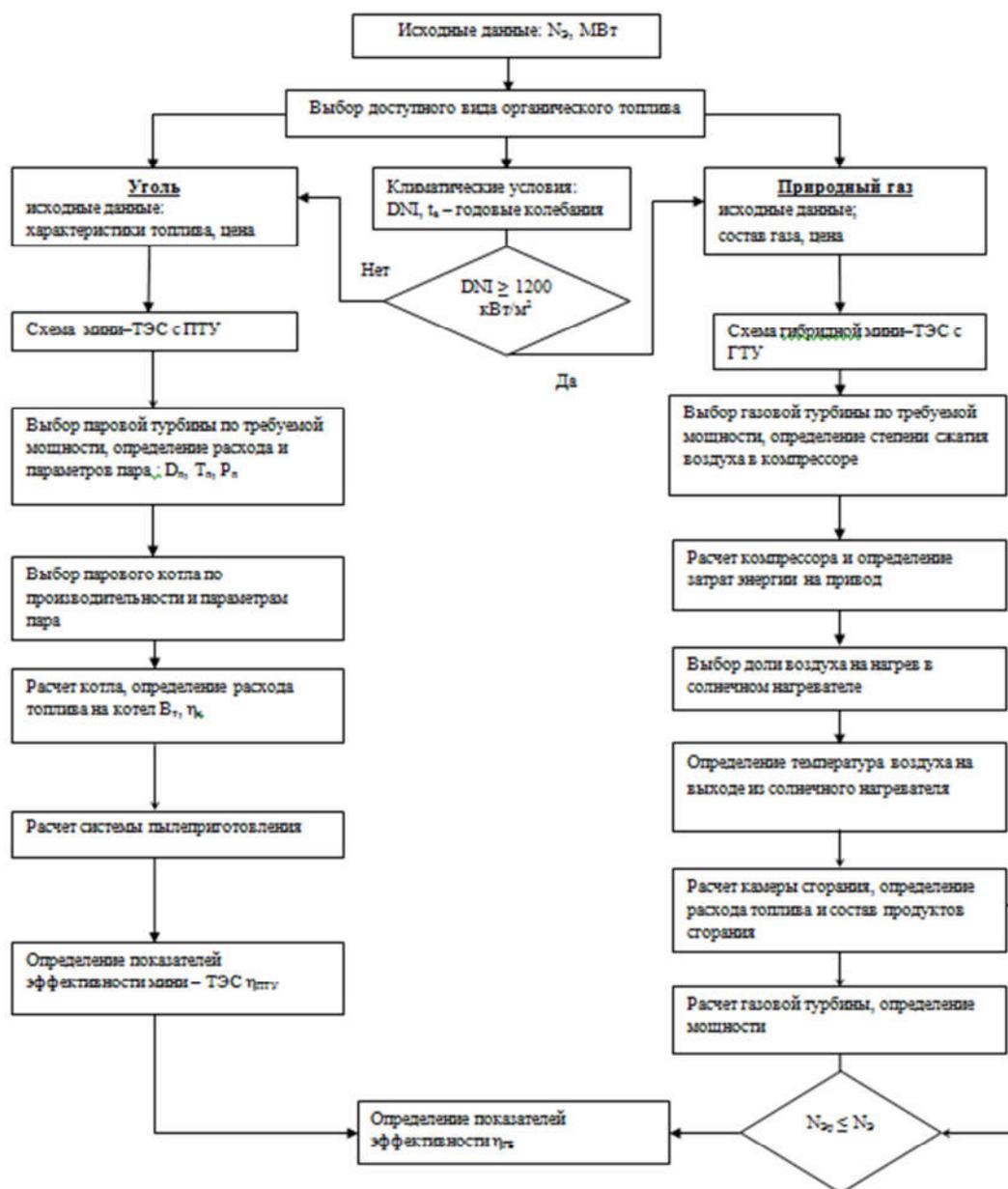


Рисунок 3.17 – Алгоритм обобщенной методики выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета

Выводы по Главе 3

Разработана математическая модель технологической схемы гибридной мини-ТЭС с использованием газотурбинной установки и нагревом части воздуха, сжатого в компрессоре, в солнечном нагревателе, расположенном на башне и работающем на основе технологии концентрации солнечного излучения, определены режимные параметры и показатели эффективности мини-ТЭС мощностью 4,6 и 11,86 МВт при изменении условий – интенсивности прямого нормального излучения (DNI) и температуры окружающего воздуха. Полученные данные показывают, что при изменении DNI от 0 до 745,98 Вт/м² расход топлива для мини-ТЭС мощностью 4,6 МВт снижается на 57,2%, а для мини-ТЭС мощностью 11,86 МВт – на 55,5%. Расчеты, выполненные для годового цикла работы, показывают снижение расхода топлива для климатических условий данной провинции на 7,1 и 5,3% соответственно.

Разработана обобщенная методика выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета на основе использования традиционных и возобновляемых энергетических ресурсов.

Результаты главы 3 представлены в работах [101-103]. Пример расчета гибридной мини-ТЭС мощностью 4,6 МВт в Приложении 1.

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕКТОРА МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ ВЬЕТНАМ

4.1 Энергетическая стратегия Республики Вьетнам

Энергетическая стратегия Вьетнама предполагает развитие технологий возобновляемой энергетики прежде всего по экологическим причинам. Во Вьетнаме в настоящее время один из самых высоких показателей интенсивности выбросов углерода в Ассоциации государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН) – общий объем выбросов CO₂, отнесенный к ВВП, составляет 0,34 кг/долл. в год, общий объем выбросов парниковых газов (ПГ) за счет внутреннего объема производства достиг 187 миллионов тонн CO₂ в 2016 году, в то время как совокупный среднегодовой темп роста (Compound annual growth rate – CAGR) составил 4,6% в 2010-2016 годах. По данным Ассоциации экономического консалтинга (ЕСА), расходы на здравоохранение и охрану окружающей среды при увеличении тепловой мощности во Вьетнаме в соответствии с последним прогнозом развития промышленности могут достичь 15 миллиардов долларов США к 2030 году. В то же время Вьетнам взял на себя глобальное обязательство сократить выбросы CO₂ к 2030 году. На Парижской конференции по климату в декабре 2015 года Вьетнам обязался сократить выбросы углерода на 25% уже к 2021 году. Правительство Вьетнама взяло на себя обязательство усилить защиту окружающей среды за счет сокращения выбросов углерода.

Однако эти показатели не будут достигнуты, если увеличение мощности энергетического комплекса Республики Вьетнам будет реализовано за счет строительства электростанций, работающих на ископаемом топливе. Поскольку гидроэнергетика уже не может наращивать свою мощность, а общественное мнение о ядерной энергетике остается отрицательным после Фукусимы, возобновляемая энергия в настоящее время является единственной долгосрочной альтернативой.

Правительство поставило задачу интенсивного развития возобновляемых источников энергии из-за быстро растущего спроса на электроэнергию, который растет более быстрыми темпами, чем в азиатско-тихоокеанском регионе из-за быстрого роста ВВП и неэффективного использования энергии. По данным Министерства промышленности и торговли Вьетнама спрос на электроэнергию будет расти в среднем на 10-12% в год в контексте роста ВВП на 6-7% в год, что создает спрос на увеличение производственных мощностей до 91 ГВт к 2030 году (в 2,7 раза больше текущей мощности). В настоящее время внутреннее производство во Вьетнаме удовлетворяет только около 97% текущего спроса на электроэнергию. Вьетнам должен импортировать около 3% своего общего спроса на электроэнергию из Китая и Лаоса и будет продолжать удовлетворять более 2% годового спроса от импорта из этих стран в течение следующих нескольких лет.

В последнем плане развития энергетики (PDP 7) возобновляемая энергия считается важным компонентом общего энергопотребления, причем на долю возобновляемых источников энергии приходится около 21% вновь установленной установленной мощности. Кроме того, общая мощность возобновляемых источников энергии увеличится с 159 МВт в 2018 году (0,5% от общей суммы) до 2150 МВт к 2020 году (3,6% от общего числа) [104].

Вьетнам вынужден импортировать большие объемы ископаемого топлива для производства электроэнергии, что приводит к нестабильности в макроэкономическом развитии страны и энергетической безопасности, поэтому разработка и применение технологий производства «чистой» энергии, менее зависимых от ископаемого топлива, что является правильным и долгосрочным направлением.

В результате технического прогресса значительно снизились затраты на использование ВИЭ, с том числе стоимость единицы оборудования. На оборудование приходится 70-80% общих инвестиционных затрат на проекты в области возобновляемой энергетики. Следовательно, снижение затрат на оборудование является необходимым шагом для повышения экономической эффективности проектов.

Благодаря использованию самых современных технологий, стоимость солнечной панели снизилась с 3-4 долларов США/Вт пять лет назад до всего лишь 0,5 долларов США/Вт в настоящее время (2019 год). Согласно прогнозу GIZ – Deutsche Gesellschaft für INTERNationale Zusammenarbeit, инвестиционные затраты будут сокращаться на 9-12% в год каждый год из-за продолжения НИОКР в области повышения эффективности. Согласно пресс-релизу Энергетической компании Вьетнама (EVN) на конец 2016 года предполагаемая стоимость капитала для каждой единицы планируемого проекта солнечной энергетики мощностью 200 МВт в провинции Нинь Туан составила чуть более 1,7 миллиона долларов США [104]. Эффективным способом дальнейшего снижения стоимости солнечных проектов является строительство солнечных панелей на гидроэлектростанциях. Это стало распространенным решением в других странах как способ расширения существующих гидроэнергетических мощностей без значительных инвестиций в расширение. Эта модель была впервые протестирована в Португалии недавно и будет скопирована в Бразилии и США.

В сухой сезон гидроэлектростанции часто испытывают трудности в работе из-за низкого уровня воды в водохранилищах. Чтобы компенсировать снижение выработки электроэнергии при низких уровнях воды, необходимо построить солнечные панели на поверхности водохранилищ, которые будут использовать существующую территорию и систему передачи гидроэлектростанций. электричество. Это снизит инвестиционные затраты на МВт солнечной энергии до 0,7 млн. долларов США за 1 МВт. Кроме того, строительство солнечных панелей на гидроэлектростанциях также сокращает время строительства до 1 года. Солнечные и гидроэлектрические панели могут компенсировать недостаток продуктов друг у друга в сухой и дождливый сезон. Это развитие дает хорошие перспективы для Вьетнама из-за обилия внутренних гидроэнергетических проектов (гидроэлектроэнергия составляет 48% текущей установленной мощности).

Со стороны вьетнамского правительства реализуется политика стимулирования проектов использования возобновляемой энергии. Поскольку

правительство не может финансировать текущий план развития энергетики из-за растущих бюджетных ограничений и продолжающегося бюджетного дефицита, существует необходимость в дополнительной поддержке за счет увеличения кредитования со стороны финансовых учреждений, иностранных заимствований и участия частных инвесторов.

Финансирование проектов строительства электростанций на ископаемом топливе сталкивается и с другими трудностями. Например, из-за экологических факторов Всемирный банк и Азиатский банк развития накладывают ограничения на кредитование угольных проектов.

Однако правительство Вьетнама реализует инвестиционную политику, позволяющую привлечь частных инвесторов. Для которых возможно более привлекательными будут проекты малой распределенной энергетики, требующие меньшие объемы инвестиций, имеющие малые по сравнению с мощными электростанциями сроки строительства и, соответственно, гораздо более быструю окупаемость.

С 2010 года Вьетнам изо всех сил пытается удовлетворить свой быстро растущий пиковый спрос, который растет примерно на 10% в год. По данным Министерства промышленности и торговли Вьетнам вероятно столкнется с нехваткой электроэнергии в 6,6 млрд. кВт-ч в 2021 году и 11,8 млрд. кВт-ч в 2022 году, которая может возрасти до 15 млрд. кВт-ч в 2023 году.

В последние три года Вьетнамская государственная компания Vietnam Electricity (EVN) не смогла увеличить мощность производства электроэнергии, модернизировать сеть передачи и распределения до требуемых уровней, и это состояние, вероятно, сохранится. В 2019 году во время сильной жары Вьетнам избежал ситуации с нехваткой электроэнергии, несмотря на снижение уровня воды в гидроэлектростанциях страны, что значительно сократило доступную мощность от гидроэнергетики. Нехватка была предотвращена из-за трех факторов. Во-первых, компания EVN объявила о своем стремлении экономить электроэнергию как для жителей, так и для предприятий, во-вторых, EVN мобилизовала около 2 ГВт дорогостоящей выработки на дизельном топливе, и в-

третьих, была значительно увеличена мощность солнечных электростанций – на 4,6 ГВт[104].

Дефицит в основном связан с недостаточно интенсивной реализацией 47 энергетических проектов мощностью более 200 МВт. Другие способствующие факторы включают более высокий спрос, чем прогнозировалось, плохой сток воды на гидроэлектростанциях и недостаточные поставки угля и газа для производства электроэнергии. Во Вьетнаме источники электропитания, которые можно будет использовать в период между 2016 и 2030 годами, имеют общую мощность около 78 300 МВт, что на 17 500 МВт ниже, чем ожидаемый показатель в последнем плане развития электроэнергетики страны.

По данным Vietnam Power Group, крупнейшего в стране производителя и единственного дистрибьютора электроэнергии, Вьетнаму нужна общая мощность 60 000 МВт к 2020 году, около 96 500 МВт к 2025 году и 129 500 МВт к 2030 году. Чтобы справиться с ситуацией, Вьетнам планирует увеличить мощность и общий объем производства электроэнергии из возобновляемых источников с приблизительно 58 млрд. кВт-ч к 2015 году до 101 млрд. кВт-ч к 2020 году и 186 млрд. кВт-ч к 2030 году, а также долю импорта электроэнергии из Китая и Лаоса в качестве временного решения (рис. 4.1) [105].

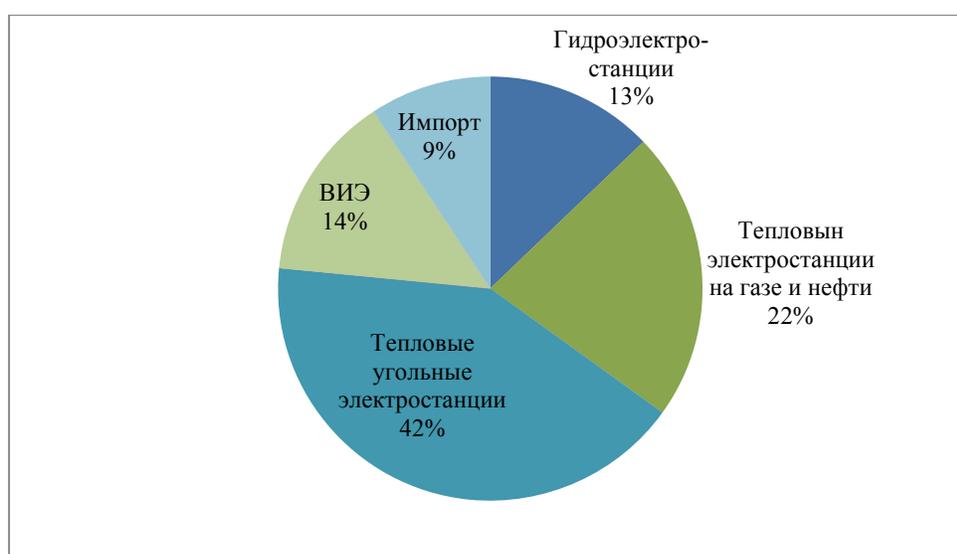


Рисунок 4.1 – Прогноз энергетического баланса Республики Вьетнам на 2030 г.

4.2 Моделирование сектора малой энергетики Республики Вьетнам

В настоящее время в Республике Вьетнам существует несколько сценариев развития энергетики: С0 – теоретический сценарий, который не учитывает политические ограничения, такие как развитие ВИЭ, снижение потребления угля, мероприятия по энергосбережению; С1 – сценарий, учитывающий применение ВИЭ без применения энергосбережения; С2 – к сценарию С1 добавляется ограничение по инвестициям в новые угольные электростанции после 2025 года; С3 – к сценарию С1 добавляются расчеты по инвестициям в технологии энергоэффективности; С4 – объединяет сценарии С1, С2 и С3. Наличие нескольких сценариев развития энергетики Республики Вьетнам свидетельствует об активном поиске оптимального пути развития, который невозможен без использования объектов малой распределенной энергетики.

Согласно прогнозу к 2030 году Вьетнам должен будет импортировать около 50 ТВт ч, что эквивалентно 5700 МВт. Поскольку среднемировой показатель доли малой распределенной энергетики в общей выработке энергии составляет около 10%, можно предположить, что во Вьетнаме необходимо построить небольшие тепловые электростанции общей мощностью $N = 570$ МВт [106].

В настоящее время в Республике Вьетнам работают солнечные электростанции, расположенные преимущественно в провинции Нинь Туан, где интенсивность солнечного излучения имеет наиболее высокие значения. Все построенные в провинции Нинь Туан солнечные электростанции имеют достаточно большую мощность – более 30 МВт. При подключении их к централизованной сети возникают проблемы из-за ее перегруженности. Возможности малой распределенной генерации, которая представляет собой объекты мощностью до 25 МВт, практически не использованы. Важной особенностью таких объектов является то, что они могут работать автономно и не создадут дополнительную нагрузку на распределительные сети.

Для моделирования интеграции объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам был проведен анализ уровня

экономического развития провинций для размещения данных объектов. Информация по всем провинциям Республики Вьетнам представлена в табл. 4.1.

Критерием выбора было население более 1 млн.человек (за исключением самой «солнечной» провинции Нинь Туан) и ВВП на душу населения более 2,5 тыс.долларов. При этом рассматривалась доступность угля, природного газа и солнечной энергии. Таким образом, для размещения объектов малой энергетики были выбраны 7 провинций, данные по которым представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.1 – Показатели ВВП и численность населения провинций СРВ

Название провинции или города	ВВП на душу населения (тыс. долл. / чел / год)	Население
Ап Giang	1,491	1 908 352
ВА Риа Вунгтау	5,837	1 148 313
Вас Lieu	1,826	907 236
Бак Джианг	2,230	1 803 950
Бак Кан	1,303	313 905
Бак Нинь	6, 519	1 368 840
Бен тре	1,433	1 288 463
Бинь Дуонг	5, 681	2 426 561
Усмирить	2,115	1 486 918
Бинь Фуок	2,520	994 679
Бинь Туан	2,215	1 230 808
Са Мау	1,880	1 194 476
Хай	1,160	530 341
Тхо	3, 496	1 235 171
Дананг	3,612	1 134 310
Дак Лак	1,781	1 869 322
Дак Нонг	1, 965	622 168
Дьен Бьен	1,186	598 856
Донг Най	4,226	3 097 107
Донг Тхап	1,737	1 599 504
Гиа Лай	1,970	1 513 847
Ха Занг	0,899	854 679
Ха Нам	2,397	852 800
Ханой	4,080	8 053 663
Ха Тинь	2,150	1 288 866
Хайзыонг	2,445	1 705 059
Хайфон	4,217	1 837 173
Hau Giang	1,664	733 017
Мир	2,098	854 131
Висели иены	2,402	1 252 731
Khanh Hoa	2,698	1 231 107
Kien Giang	2,094	1 723 067

Название провинции или города	ВВП на душу населения (тысячи долл. / чел / год)	Население
Кон Тум	1,628	540 438
Лай Чау	1,433	460 196
Ланг Сон	1,668	781 655
Лаокай	2,686	730 420
Лам Донг	2,595	1 296 606
Лонг Ан	2, 980	1 688 547
Нам Динь	2,258	1 780 393
Нге Ан	1,591	3 327 791
Нинь Бинь	2,106	982 487
Нинь Туан	1,724	590 467
Фу-Тхо	1,672	1 463 726
Фуйен	1,736	872 964
Куанг Бинь	1,628	895 430
Куанг Нам	2,652	1 495 812
Куанг Нгаи	2,510	1 231 697
Куангнинь	5,110	1 320 324
Куанг Три	1,894	632 375
Сос Trang	1,629	1 199 653
Сон Ла	1,650	1 248 415
Тай Нинь	2, 727	1 169 165
мирный	1,650	1 860 447
Тай Нгуен	3,375	1 286 751
Тхань Хоа	1,785	3 640 128
Хошимин	6,725	8 993 082
Отенок	1,770	1 128 620
Тьен Жанг	2,037	1 764 185
Тра Винь	1,911	1 009 168
Туен Куанг	1,564	784 811
Винь Лонг	1,946	1 022 791
Винь Фуок	3,757	1 154 154
Йен Бай	1,459	821 030

Таблица 4.2 – Основные данные по провинциям СРВ, выбранным для размещения мини-ТЭС

№ п/п	Наименование провинции или города	ВВП на душу населения (тыс. долл. США / чел / год)	Население, чел.	Интенсивность солнечного излучения DNI, кВт ч/м ²
<i>Угольные паротурбинные мини-ТЭС</i>				
1	Хай Фонг	4,217	1 837 173	700
2	Куанг Нинь	5,11	1 320 324	675
<i>Гибридные газотурбинные мини-ТЭС</i>				
3	Бин Дуонг	5,681	2 426 561	1 285
4	Да Нанг	3,612	1 134 310	1 293
5	Хэн Хоа	2,698	1 231 107	1 620
6	Нинь Туан	1,724	590 467	1 764
7	Хо Ши Мин	6,725	8 993 082	1 443

На рис. 4.2 показаны выбранные провинции на карте Республики Вьетнам.



Рисунок 4.2 – Провинции Вьетнама, выбранные для размещения мини-ТЭС

На рис. 4.3 показана интенсивность прямого солнечного излучения (DNI) по территории страны.

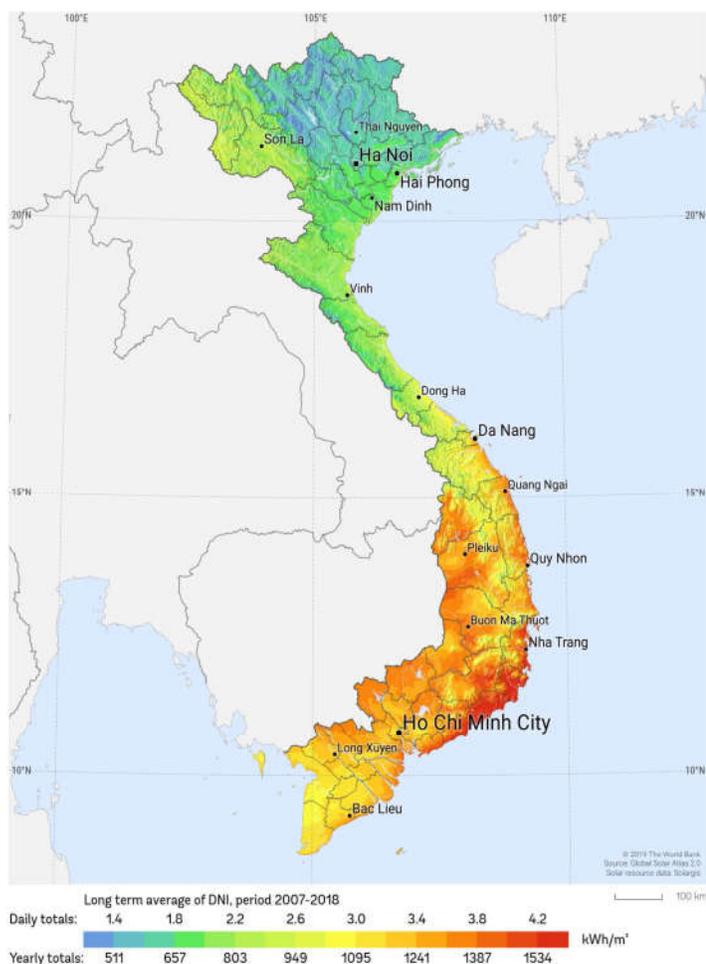


Рисунок 4.3 – Интенсивность прямого солнечного излучения по территории Республики Вьетнам

Для определения затрат на строительство и эксплуатацию мини-ТЭС был проведен технико-экономический анализ производства энергии на мини-ТЭС по зависимостям, представленным ниже.

1. Расчет капитальных затрат для мини-ТЭС.

Капитальные затраты для мини-ТЭС определяются по следующей формуле:

$$K = K_{\text{ТОП}} + K_{\text{КА}} + K_{\text{Г}} + K_{\text{ПП}} + K_{\text{ТД}} + K_{\text{ДТ}} + K_{\text{ПТ}} + K_{\text{ЗШ}} + K_{\text{ПОБ.П}} + K_{\text{ГТ}} + K_{\text{СУ}} + K_{\text{ЭЛ}}, \quad (4.1)$$

где $K_{\text{Топ}}$ - капиталовложения в систему топливоподачи и топливоподготовки; $K_{\text{КА}}$ - капиталовложения в котлоагрегат; $K_{\text{Г}}$ - капиталовложения для газогенератора; $K_{\text{ПП}}$ - капиталовложения на паропроводы и газопроводы; $K_{\text{ТД}}$ - капиталовложения в тягодутьевое оборудование; $K_{\text{ДГ}}$ - капиталовложения в систему газоотвода; $K_{\text{ПТ}}$ - капиталовложения в паровую турбину; $K_{\text{ЗШ}}$ - капиталовложения на систему золошлакоудаления; $K_{\text{ПОБ,П}}$ - капиталовложения в оборудование для производства побочных продуктов; $K_{\text{ГТ}}$ - капиталовложения в газовую турбину; $K_{\text{СУ}}$ - капиталовложения в сетевые установки; $K_{\text{ЭЛ}}$ - капиталовложения в электрогенератор.

2. Эксплуатационные затраты для мини-ТЭС по уравнению:

$$C = S_{\text{ам}} + \sum S_{\text{эн}} + S_0 + Z_{\text{доп}} - П_{\text{поб.п}}, \quad (4.2)$$

где $S_{\text{ам}}$ - амортизационные отчисления, $\sum S_{\text{эн}}$ - затраты на энергию и перерабатываемые материалы (топливо, сырье), S_0 - затраты на обслуживание, ремонт, накладные расходы, $П_{\text{поб.п}}$ - прибыль от реализации производимой побочной продукции.

Амортизационные отчисления $S_{\text{ам}}$ (долл./год) определяются исходя из балансовой стоимости основных фондов $k_б$ и нормы амортизационных отчислений $a_{\text{ам}}$:

$$S_{\text{ам}} = a_{\text{ам}} k_б \cdot 10^{-2}. \quad (4.3)$$

Нормы на амортизацию котельных агрегатов, работающих на малозольных твердых топливах при числе часов работы в году 3500 ч и более составляет 8,5%, в том числе на реновацию $a_{\text{ам}} = 3,5\%$ и на капитальный ремонт $a_{\text{ам}} = 5\%$.

Стоимость основных фондов станции принимается равной капитальным вложениям в строительство станции.

Затраты на энергию и перерабатываемые материалы $\sum S_{\text{эн}}$ для автономных источников энергоснабжения, работающих на угле, включают в себя затраты на топливо, теплоносители (пар) и электроэнергию на привод механизмов.

Затраты на топливо $Z_{\text{топ}}$ рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{топ}} = V_{\text{т}} \cdot C_{\text{т}}, \quad (4.4)$$

где $V_{\text{т}}$ – годовой расход натурального топлива, т/год; $C_{\text{т}}$ – цена топлива с учетом транспортировки, руб./т.

Неэнергетические затраты S_0 включают затраты на заработанную плату, текущий ремонт, вспомогательные материалы и прочие расходы.

Затраты на заработную плату рассчитываются исходя из среднесписочной численности персонала станции $Ч_{\text{сп}}$ и средней заработной платы.

Годовая заработная плата персонала $Z_{\text{з.п.}}$ с учетом отчислений в страховые фонды равна:

$$Z_{\text{з.п.}} = n \cdot Z_{\text{сп}} \cdot Ч_{\text{сп}}, \quad (4.5)$$

где $Z_{\text{сп}}$ – среднемесячная заработная плата работника станции, руб.; n – число персонала.

Затраты на текущий ремонт оборудования принимаются в размере 20-30% от амортизационных отчислений:

$$Z_{\text{рем}} = (0,2 \div 0,3) Z_{\text{ам}}. \quad (4.6)$$

Затраты на вспомогательные материалы $Z_{\text{вс}}$ составляют 40-50% от затрат на текущий ремонт. Прочие расходы $Z_{\text{пр}}$ принимаются равными 30% от суммы затрат на зарплату, амортизацию и текущий ремонт.

3. Расчет приведенных годовых затрат мини-ТЭС

Приведенные годовые затраты вычисляются по формуле:

$$\sum Z = E_{\text{н}} K + C - П, \quad (4.7)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений ($E_{\text{н}}=0,15$); K – суммарные капиталовложения; C – эксплуатационные затраты; $П$ – экономия приведенных затрат при энерготехнологическом производстве побочной продукции.

Для энергетики коэффициент эффективности капиталовложений составляет $E_{\text{н}}=0,15$, такова минимальная доля отчислений от капиталовложений в год.

4. Расчет себестоимости электрической, тепловой энергии, и срока окупаемости на мини-ТЭС

Себестоимость 1 кВт·ч производства электроэнергии C_3 , определяется как отношение суммы годовых эксплуатационных затрат по станции $\sum S_3$, затрачиваемых на производство электрической энергии на годовой отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ (долл./кВт·ч) :

$$C_3 = \sum S_3 / \mathcal{E}_{\text{отп}}. \quad (4.8)$$

Себестоимость тепловой энергии C_T определяется отношением эксплуатационных затрат, затрачиваемых на производства тепла $\sum S_T$, на годовой отпуск тепловой энергии $Q_{\text{отп}}$:

$$C_T = \sum S_T / Q_{\text{отп}}, \quad (4.9)$$

где k - удельные капитальные затраты, долл./год; C - эксплуатационные расходы; Z_d - затраты на доставку топлива, долл./год; B - годовой расход топлива, т/год; C_m - стоимость топлива, долл./т.

Затраты на строительство и эксплуатацию мини-ТЭС, работающих на угле рассчитывались на основе исходных данные, представленных в табл.4.3, а гибридных – табл.4.4.

Таблица 4.3– Затраты на строительство и эксплуатацию угольных ТЭС и гибридных электростанций [106]

Тип электростанции	Капитальные затраты (долл. США / кВт)	Затраты на эксплуатацию и обслуживание (долл. США / МВт ч)
Угольная	1320	33
Гибридная	3476	11

Тип и характеристики углей, добываемых в Республике Вьетнам представлены в табл. 4.4.

Таблица 4.4 – Тип и характеристики углей, добываемых в Республике Вьетнам [107,108]

Тип угля	Зольность $A^p, \%$	Влажность $W^c, \%$	Выход летучих, $V^l, \%$	Содержание серы, $S^r, \%$	$Q_p^H, \text{кДж/кг}$	Цена долл./т
4b	24	8,0	6,5	0,6	25330	82,86
5b	30	8,0	6,5	0,6	23027	74,66
6a	36	8,0	6,5	0,6	20305	57,83
6b	42	8,0	6,5	0,6	18631	49,20

На основе проведенных теоретических исследований технологических схем мини-ТЭС разработана модель интеграции объектов малой распределенной генерации, использующих различные виды энергетических ресурсов, в энергетическую систему Республики Вьетнам с учетом требований энергетической безопасности и перспектив развития возобновляемых источников энергии в Республике Вьетнам. С помощью этой модели может быть составлен соответствующий план развития энергетики, выбраны типы электростанций малой мощности, топливо и регион размещения мини-ТЭС.

В настоящее время в Республике Вьетнам работают солнечные электростанции, расположенные преимущественно в провинции Нинь Туан, где интенсивность солнечного излучения имеет наиболее высокие значения. Все построенные в провинции Нинь Туан солнечные электростанции имеют достаточно большую мощность – более 30 МВт. При подключении их к централизованной сети возникают проблемы из-за ее перегруженности. Возможности малой распределенной генерации, которая представляет собой объекты мощностью до 25 МВт, практически не использованы. Важной особенностью таких объектов является то, что они могут работать автономно и не создадут дополнительную нагрузку на распределительные сети.

Рассмотрены варианты строительства паротурбинных угольных и гибридных газотурбинных мини-ТЭС с использованием солнечной энергии с соотношением их мощностей α_k , представляющее собой дискретную величину в диапазоне от 0,2 до 0,8.

Суммарная мощность паротурбинных мини-ТЭС составляет, МВт:

$$N_{ПТУ} = 570\alpha_k, \quad (4.10)$$

а их количество в зависимости от выбранной мощности определяется:

$$n = \frac{N_{ПТУ}}{N_i}, \quad (4.11)$$

где N_i – мощность наиболее эффективной мини-ТЭС по результатам эксергетического анализа.

Соответственно мощность гибридных мини-ТЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{ГБ} = 570(1 - \alpha_k), \quad (4.12)$$

а количество гибридных мини-ТЭС определяется аналогично формуле (4.11).

После округления количества мини-ТЭС до целых значений отношение мощности гибридных тепловых электростанций (4,6 МВт, 11,86 МВт) к общей мощности мини-ТЭС составляет α'_k . Соответственно доли гибридных мини-ТЭС мощностью 4,6 (m_1) и 11,86 (m_2) МВт рассчитываются по формулам:

$$m_1 = \alpha'_k \frac{\sum N_{ГБ4,6}}{4,6}, \quad m_2 = (1 - \alpha'_k) \frac{\sum N_{ГБ11,86}}{11,86}. \quad (20)$$

Учитывались первоначальные инвестиции (K) в паротурбинные и гибридные мини-ТЭС, а также стоимость эксплуатации и обслуживания (C) данного оборудования. Затраты на топливо – уголь для мини-ТЭС с ПТУ и природный газ для гибридных станций – рассчитывались по ценам (L_T) для Республики Вьетнам на 2020 год.

В качестве критерия выбора наилучшего варианта интеграции мини-ТЭС в энергетическую систему Республики Вьетнам был выбран коэффициент термоэкономической эффективности, который представляет собой совокупность энергетических и экономических показателей:

$$\varphi = \eta_{\text{exобщ}} / \left(1 + \frac{\sum_{i=1}^n (K + C)_i}{(B_T \cdot \Pi_T)_i} \right) \Rightarrow \max \quad (21)$$

Эксергетические КПД паротурбинной угольной $\eta_{\text{exПТУ}}$ и гибридной газотурбинной мини-ТЭС $\eta_{\text{exГБ}}$ рассчитываются по формулам:

$$\eta_{\text{exПТУ}} = \frac{N_{\text{ПТУ}i}}{E'_{c.a} + \sum L_i + E'_y + E_{\text{Mex}}} \quad (22)$$

$$\eta_{\text{exГБ}} = \frac{N_{\text{ГБ}i}}{E_T + \sum L_i + E_B} \quad (23)$$

Общий эксергетический КПД для рассматриваемого варианта рассчитывается по зависимости:

$$\eta_{\text{exобщее}} = \frac{\sum_1^m N_{\text{ГБ}i} + \sum_1^n N_{\text{ПТУ}i}}{\sum_i^m (E_{T_i} + \sum L_i + E_{B_i}) + \sum_1^n (E'_{c.ai} + \sum L_i + E'_{y_i} + E_{\text{Mex}_i})} \quad (24)$$

4.3 Результаты расчета

Расчеты были проведены для 16 вариантов размещения мини-ТЭС в провинциях Республики Вьетнам при изменении доли гибридных мини-ТЭС от 20 до 80%, мощности мини-ТЭС определенного типа и их количества. Для паротурбинных мини-ТЭС, работающих на угле были просчитаны варианты для всех типов используемого угля (Приложение 2).

Результаты выбора наилучшего варианта по значению общего показателя термоэкономической эффективности распределения мини-ТЭС по типу и мощности представлены в таблице 4.5, а для значений прогноза на 2030 г. – в табл. 4.6.

Таблица 4.5 – Показатели наилучшего варианта интеграции мини-ТЭС в энергетическую систему Республики Вьетнам

Вариант: 20% угольных паротурбинных (уголь тип 4б) и 80 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС									
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, φ , %
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	4	2,85	150	3,33	29,75	34,67	4,85
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	14	0,24	190	0,71	61,19	36,3	7,02
		11,86	2	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0
	Хэн Хоа	4,6	14	0,235	193	0,71	59,92	37,0	7,07
	Нинь Туан	11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81
		4,6	24	0,233	331	1,23	102	37,3	7,09
		11,86	8	0,667	285	1,05	97,18	33,7	6,82
	Хо Ши Мин	4,6	14	0,238	193	0,71	60,68	36,6	7,04
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0
Суммарные (средние) значения		568,9			1560	8,54	482	35,57	6,77
Общая стоимость	2050,54								

Таблица 4.6 – Показатели наилучшего варианта интеграции мини-ТЭС в энергетическую систему Республики Вьетнам для прогноза на 2030 г.

Вариант: 20% угольных паротурбинных (уголь тип 4б) и 80 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС									
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн.долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, φ , %
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	4	2,85	120	3,33	21,54	34,67	4,49
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	14	0,24	148,57	0,71	51,5	36,3	7,41
		11,86	2	0,685	54,72	0,26	24,95	32,8	7,1
	Да Нанг	4,6	5	0,239	53,06	0,26	21,76	36,4	7,41
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0
	Хэн Хоа	4,6	14	0,235	148,57	0,71	59,92	37,0	7,45

		11,86	2	0,671	54,72	0,26	24,44	33,5	7,16
	Нинь Туан	4,6	24	0,233	254,69	1,23	102	37,3	7,47
		11,86	8	0,667	218,89	1,05	97,18	33,7	7,18
	Хо Ши Мин	4,6	14	0,238	148,57	0,71	60,68	36,6	7,43
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0
Суммарные (средние) значения		568,92			1202	8,54	402	36,86	7,36

Гибридные станции обладают более высокой эффективностью, особенно мощностью 4,6 МВт. Размещение гибридных мини-ТЭС рекомендуется в провинциях Бин Дуонг, Да Нанг, Хэн Хоа, Нинь Туан, Хо Ши Мин, расположенных в южной и

юго-восточной части Вьетнама. Кроме того, эти провинции обеспечены поставками сжиженного природного газа. Эксергетический КПД гибридных станций может достигать 37,3%, а термoeкономический – 7,07% (с учетом снижения стоимости первоначальных инвестиций к 2030 г. – 7,36%). Для наилучшего варианта размещения мини-ТЭС этот показатель для всего сегмента малой распределенной энергетики составил 6,77% (с учетом снижения стоимости первоначальных инвестиций к 2030 г. – 7,36%). Для других вариантов размещения мини-ТЭС общий термoeкономический КПД составил от 5,53 до 6,74%. Результаты указаны в Приложении 2.

Структура энергетической системы Республики Вьетнам с учетом прогноза ее развития на 2030 год и интеграции объектов малой распределенной генерации в количестве 120 общей мощностью 570 МВт, расположенных в 7 провинциях представлена на рис. 4.7.

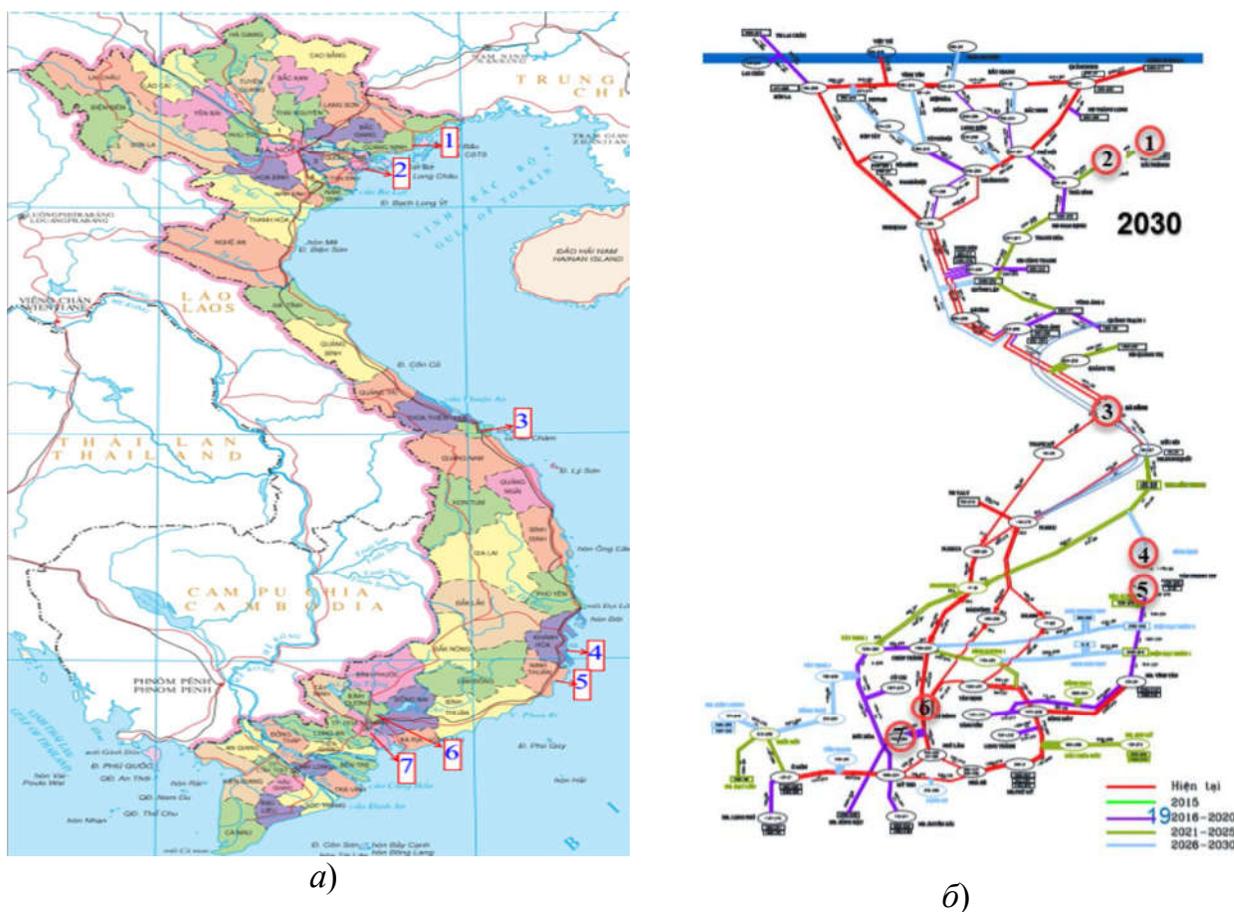


Рисунок 4.4 – План размещения мини-ТЭС (а) и структура энергетической системы Республики Вьетнам согласно прогнозу на 2030 г. (б)

В этом варианте строительство автономных электростанций позволит сэкономить на строительстве ЛЭП 500 кВ, проходящей через точки 1-2, 4-5, общей расчетной протяженностью 150 км. Стоимость строительства линии 500 кВ составляет 105,8 млн. долл. Стоимость угольной электростанции мощностью 600 МВт во Вьетнаме составляет 1,26 млрд. долларов. Таким образом, строительство малых автономных тепловых электростанций позволит сэкономить более 163,8 млн. долл. на крупной тепловой электростанции, подключенной к национальной сети 500 кВ. Размещение мини-ТЭС двух типов – паротурбинных, работающих на угле и гибридных на базе газотурбинных установок и солнечных воздушных нагревателей в 7 провинциях Республики Вьетнам позволит обеспечить развитие сектора малой распределенной энергетики и надежное обеспечение населения данных провинций электрической энергией. Интеграция автономных мини-ТЭС в энергетическую систему страны снизит нагрузку на электрические сети и будет способствовать интенсивному развитию данных провинций.

Выводы по Главе 4

Разработана модель интеграции объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам, критерием выбора является термoeкономический КПД, значение которого для наилучшего варианта размещения мини-ТЭС с учетом значений первоначальных инвестиций в строительство на 2030 год составило 7,36%. Проведена оценка повышения экономичности сегмента малой распределенной генерации, экономия в масштабе энергетической системы составила более 163,8 млн. долл.

Результаты, представленные в Главе 4, опубликованы в работах [110, 111,112].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Определены перспективы внедрения объектов малой распределенной генерации, работающих на основе использования традиционных и возобновляемых энергоресурсов, в энергетическую систему Республики Вьетнам; предложена классификация мини-ТЭС по типу первичных энергоресурсов и по другим классификационным признакам. Выявлено, что для малых энергетических объектов, которые могут быть размещены на территории Вьетнама целесообразно использование угля, газа и солнечной энергии в связи с их доступностью и значительным потенциалом для использования в гибридных технологических схемах объектов малой распределенной энергетики.

2. Рассмотрены технологические схемы мини-ТЭС, которые могут быть использованы в секторе малой энергетики Республики Вьетнам – паротурбинные, работающие на угле, и газотурбинные. Проведен расчет данных схем для диапазона мощностей – паротурбинных от 6 до 25 МВт и газотурбинных от 1,2 до 15,5 МВт. Результаты расчетов показали, что КПД тепловых электростанций малой мощности до 25 МВт в среднем гораздо ниже, чем для более мощных станций, поэтому необходимо реализовать энерго- и ресурсосберегающие мероприятия, например усовершенствовать схему с ГТУ, использовав солнечную энергию для подогрева поступающего в камеру сгорания воздуха.

3. Разработана математическая модель технологической схемы гибридной мини-ТЭС с использованием газотурбинной установки и нагревом части воздуха, сжатого в компрессоре, в солнечном нагревателе, расположенном на башне и работающем на основе технологии концентрации солнечного излучения, определены режимные параметры и показатели эффективности мини-ТЭС мощностью 4,6 и 11,86 МВт при изменении условий – интенсивности прямого нормального излучения (DNI) и температуры окружающего воздуха. Полученные данные показывают, что при изменении DNI от 0 до 745,98 кВт/м² расход топлива для мини-ТЭС мощностью 4,6 МВт снижается на 57,2%, а для мини-ТЭС мощностью 11,86 МВт – на 55,5%. Расчеты, выполненные для годового цикла

работы, показывают снижение расхода топлива для климатических условий данной провинции на 7,1 и 5,3% соответственно.

4. Разработана обобщенная методика выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета на основе использования традиционных и возобновляемых энергетических ресурсов.

5. Разработана модель интеграции объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему Республики Вьетнам, критерием выбора является термоэкономический КПД, значения которого для наилучшего варианта размещения мини-ТЭС с учетом значений первоначальных инвестиций в строительство на 2030 год составило 7,36%.

6. Проведена оценка повышения экономичности сегмента малой распределенной генерации, экономия в масштабе энергетической системы составила более 163,8 млн. долл.

Итоги выполненного исследования, рекомендации и перспективы дальнейшей разработки темы

Результаты выполненной работы могут быть использованы для дальнейшего развития тематики повышения эффективности энергетических систем различного масштаба – городских, региональных или государственных. Для разработки планов развития объектов малой распределенной энергетики необходимы исходные данные, которые должны быть получены в ходе научных исследований. Особенно это важно для объектов, на которых планируется использовать нетрадиционные возобновляемые источники энергии.

Представленные научно-методические разработки, включающие анализ перспектив внедрения объектов малой распределенной энергетики и доступных в рассматриваемой стране первичных энергетических ресурсов – ископаемых и возобновляемых, математическую модель технологической схемы гибридной мини-ТЭС, обобщенную методику выбора типа технологической схемы мини-ТЭС и ее расчета, модель интеграции объектов малой распределенной генерации в энергетическую систему страны и результаты оценки повышения

экономичности сегмента малой распределенной генерации при использовании солнечной энергии будут способствовать получению энерго- и ресурсосберегающего эффекта в масштабе данного государства.

Дальнейшие исследования могут проводиться в двух основных направлениях.

Одно из направлений предполагает совершенствование технологических схем гибридных мини-ТЭС и входящего и их состав оборудования. В частности, солнечного воздушного нагревателя, использование которого существенно влияет на повышение КПД объекта. Необходима разработка типовых технологических схем с комплектом необходимого оборудования. Исследования также могут быть проведены для более сложных схем с парогазовыми установками и регенерацией тепла отходящих газов. Перспективным является использование низкокалорийных топлив в данных схемах, в частности промышленных газов, низкосортных твердых топлив. Необходимо сопровождать данные исследования технико-экономическим анализом и определением себестоимости получаемой энергии, сроков окупаемости объекта, что позволит определить инвестиционную привлекательность проектов.

Второе направление перспективных научных исследований касается моделирования на «макроуровне» размещения малых энергетических объектов определенного типа по территории региона или страны. Необходимо совершенствовать систему показателей и критериев оптимизации, поскольку развитие энергетических систем обусловлено не только техническими, технологическими и экономическими факторами, но также экологическими и социальными. Развитие сектора малой энергетики, который ориентирован на использование местных энергетических ресурсов, будет способствовать повышению надежности энергоснабжения промышленных предприятий и жилищно-коммунальных комплексов, освоению труднодоступных и малонаселенных территорий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Макаров А.А., Митрова Т.А., Веселов Ф.В. и др. Перспективы электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков // Теплоэнергетика. 2017. №10. С.5-16.
- 2 Макарова А.А., Григорьева Л.М., Митровой Т.А. Прогноз развития энергетики мира и России / М.: ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве РФ, 2016. 170 с. ISBN 978-5-91438-023-3.
- 3 IEA World energy statistics and balances 2016. OECD/IEA, 2016 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2016/09/KeyWorld2016.pdf> (дата обращения 20.02.2018).
- 4 Energy technology perspectives. OECD/IEA, 2016. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2016> (дата обращения 20.02.2018).
- 5 Фортов В.Е., Попель О.С. Состояние развития возобновляемых источников энергии в мире и в России // Теплоэнергетика. 2014. № 6. С. 4–13. doi 10.1134/S0040363614060022.
- 6 Макаров А.А. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года // М.: ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве РФ, - 2013. ISBN: 978-5-91438-012-7.
- 7 Global Power Plant Database. [Электронный ресурс]. URL: <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase> (дата обращения 20.07.2020).
- 8 Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С. и др. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. №11. С.40-52.
- 9 Макарова А.С., Панкрушина Т.Г., Урванцева Л.В., Хоршев А.А. Теплофикация в проекте новой Энергетической стратегии страны // Теплоэнергетика. 2015. № 6. С. 3–10. doi 10.1134/S0040363615060053.
- 10 Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 N 1-р (ред. от 28.02.2017) “Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года”. 10 с.

- 11 Minh Do T, Sharma D. Vietnam's energy sector: A review of current energy policies and strategies // *Energy Pol.* 2011. №39. C.5770–5777.
- 12 Nguyen KQ. Alternatives to grid extension for rural electrification: Decentralized renewable energy technologies in Vietnam // *Energy Pol.* 2007. №35. C.2579–89.
- 13 Khanh Toan P, Minh Bao N, Ha Dieu N. Energy supply, demand, and policy in Viet Nam, with future projections // *Energy Pol.* 2011. №39. C.6814–6826.
- 14 Polo J., Bernardos A., Navarro A.A. and others. Solar resources and power potential mapping in Vietnam using satellite-derived and GIS-based information // *Energy Conversion and Management* 98. 2015. P. 348–358.
doi:10.1016/j.enconman.2015.04.016.
- 15 Peel M.C., Finlayson B.L., McMahon T.A. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification // *Hydro Earth Syst Sci Discuss.* 2007 № 4. P.439–473.
- 16 Perez R., Ineichen P., Maxwell E., Seals R., Zelenka A. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models // *ASHRAE Trans.* 1992. №98. P.354–369.
- 17 Domínguez J., Amador J. Geographical information systems applied in the field of renewable energy sources // *Comput. Ind. Eng.* 2007. № 52. P.322–326.
- 18 Freitas S., Catita C., Redweik P., Brito M.C. Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review // *Renew Sustain Energy Rev.* 2015. V.41. P.915–931.
- 19 Sun Y.W., Hof A., Wang R., Liu J., Lin Y.J., Yang D.W. GIS-based approach for potential analysis of solar PV generation at the regional scale: A case study of Fujian Province // *Energy Pol.* 2013. №58. P.248–59.
- 20 Boukelia T.E, Mecibah M.S. Parabolic trough solar thermal power plant: Potential, and projects development in Algeria // *Renew Sustain Energy Rev.* 2013. №21. P.288–297.
- 21 Ayompe L.M., Duffy A. An assessment of the energy generation potential of photovoltaic systems in Cameroon using satellite-derived solar radiation datasets // *Sust Energ Technol Assess.* 2014. №7. P.257–264.

- 22 Omitaomu O.A., Blevins B.R., Jochem W.C., Mays G.T., Belles R., Hadley S.W., et al. Adapting a GIS-based multicriteria decision analysis approach for evaluating new power generating sites // *Appl Energy* . 2012. 96.P.292–301.
- 23 Purohit I., Purohit P., Shekhar S. Evaluating the potential of concentrating solar power generation in Northwestern India // *Energy Pol.* 2013.62. P.157–75.
- 24 Vietnam energy outlook report 2017. [Электронныйресурс].URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Official_docs/Vietnam/background_energy_outlook_report_for_vietnam_final.pdf (датаобращения 15.07.2018).
- 25 Pilavachi P.A. Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power/ *Applied Thermal Engineering*. 2002V.22.P.2003–2014.
- 26 Эффективные технологии для тепловой энергетики. [Электронныйресурс].URL:<https://issek.hse.ru/trendletter/news/141133080.html>(дата обращения 15.07.2018)
- 27 Нижегородцев Р.М., Ратнер С.В. Тенденции развития промышленно освоенных технологий возобновляемой энергетики: проблема ресурсных ограничений // *Теплоэнергетика*. 2016. №3. С.43-53/
- 28 Raj N.T., Iniyan S.,Goic R. A review of renewable energy based cogeneration technologies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011. Vol 15. No 8. P.3640–3648. doi:10.1016/j.rser.2011.06.003
- 29 World seals landmark climate accord, marking turn from fossil fuels. [Электронныйресурс].URL: <http://www.reuters.com/article/us-climatechange-summitidUSKBN0TV04L20151212#gVKudBATCD0EGdxL.97> (дата обращения15.07.2018)
- 30 Islam S.M., Nayar, C.V., Abu-Siada A., & Hasan M. M. Power Electronics for Renewable Energy Sources // *Power Electronics Handbook*. 2018. P.783–827.doi:10.1016/b978-0-12-811407-0.00027-1
- 31 Dykes K., King J., DiOrio N., King R., Gevorgian V., Corbus D., Blair N., Anderson K., Stark G., Turchi C., and Moriarty P. Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants //Technical Report NREL/TP-5000-75026.-

- 2020.[Электронныйресурс].URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75026.pdf>
(датаобращения15.07.2020)
- 32 Pirkandi J., Jahromi M., Sajadi S.Z., & Ommian M. Thermodynamic performance analysis of three solid oxide fuel cell and gas microturbine hybrid systems for application in auxiliary power units // Clean Technologies and Environmental Policy. 2018. V.20. № 5. P.1047–1060. doi:10.1007/s10098-018-1534-2
- 33 Nathan G. J., Jafarian M., Dally B. B., SawW. L., Ashman P. J., Hu E., & Steinfeld A. Solar thermal hybrids for combustion power plant: A growing opportunity // Progress in Energy and Combustion Science. 2018. V.64. P.4–28. doi:10.1016/j.pecs.2017.08.002
- 34 Tempesti D., Manfrida G., & Fiaschi D. Thermodynamic analysis of two micro CHP systems operating with geothermal and solar energy // Applied Energy. 2012. V.97. P. 609–617.doi:10.1016/j.apenergy.2012.02.012.
- 35 Wendt D., Mines G., Turchi C., Zhu G. Geothermal Risk Reduction via Geothermal /Solar Hybrid Power Plants: Final Report // Technical Report. 2015.[Электронныйресурс].URL:<https://www.osti.gov/biblio/1245529>(датаобращени
я 16.07.2018)
- 36 ServetJ., SanMiguelG., López D. Hybrid solar - biomass plants for power generation; Technical and economic assessment //Global NEST Journal. 2011. V. 13. № 3. P. 266-276.
- 37 The industry bulletin of photovoltaic in 2005.[Электронныйресурс]. URL: http://www.cres.org.cn/person_file/2007-11-30/20071130225127.html(дата обращения 16.05.2019).
- 38 The industry bulletin of photovoltaic in 2007.[Электронныйресурс]. URL: <http://dssc.brchina.net/read.php?tid=2825> (дата обращения 16.05.2019).
- 39 The biggest photovoltaic plant in Chinese Shilin.[Электронныйресурс]. URL: http://news.yninfo.com/yn/jjxw/200806/t20080609_655437.htm(дата обращения 16.05.2019).

- 40 Yang H.X., Lu L., Burnett J. Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic–wind power generation systems in Hong Kong // *Renewable Energy*. 2003. V.28. P.1813–1824.
- 41 Liu L., Wang Z. The development and application practice of wind–solar energy hybrid generation systems in China // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009. V. 13. № 6-7. P. 1504–1512.doi:10.1016/j.rser.2008.09.021
- 42 Benefits of solar-wind hybrid systems. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.solarmango.com/2016/09/25/cost-benefits-solar-wind-hybrid-systems-bring-along> (дата обращения 16.05.2019)
- 43 Yin J., Zheng Q., Peng Z., & Zhang X. Review of supercritical CO₂ power cycles integrated with CSP // *International Journal of Energy Research*. 2019. C.1-33.doi:10.1002/er.4909
- 44 Chaanaoui M., Vaudreuil S., & Bounahmidi T. Benchmark of Concentrating Solar Power Plants: Historical, Current and Future Technical and Economic Development // *Procedia Computer Science*. 2016. V.83. P.782–789.doi:10.1016/j.procs.2016.04.167
- 45 Meriche I.E., Baghidja A., Boukelia T. E. Design and Performance Evaluation of Solar Gas Turbine Power Plant in South Western Algeria // *International journal of renewable energy research / Imad eddine meriche et al.* 2014.V.4. No.1.
- 46 Эльмохлави А.Э., Очков В.Ф., Казанджан Б.И. Оценка производительности и энергоэффективности интегрированного солнечного комбинированного цикла электростанции // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*, 2019. Том 21. № 1-2. С.43-54.
- 47 Afanasyeva, O.V.; Mingaleeva, G.R. Thermo-economic efficiency of low capacity coal-based power plants // *Int. J. Exergy*. 2011.V.8.№ 2.P.175-193.
- 48 Afanasyeva O.V., Mingaleeva G.R. Comprehensive exergy analysis of the efficiency of a low-capacity power plant with coal gasification and obtaining sulfur // *Energy Efficiency*. 2015. № 8. Issue 2.P.255-265
- 49 Mantripragada, H.C.; Rubin, E.S. Techno-economic evaluation of coal-to-liquids (CTL) plants with carbon capture and sequestration // *Energy Policy*. 2011.№ 39.P. 2808-2816.

- 50 Bhalla M.S.: Transmission and Distribution Losses (Power). The Energy and Resources Institute.[Электронный ресурс]. URL: <http://www.teriin.org/upfiles/pub/papers/ft33.pdf>(дата обращения 10.07.2019).
- 51 Essackjee I. A., Ah King R. T. F. Impact of Introducing Small Scale Distributed Generation on Technical Losses in a Secondary Distribution Network // Lecture Notes in Electrical Engineering. 2017. P. 71–80.doi:10.1007/978-3-319-52171-8_5
- 52 Lakshmi D.A., Subramanyam B.: Optimal DG unit placement for loss reduction in radial distribution system – A case study // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2007. V.2. № 6. P.57–61.
- 53 Carmen L.T., Djalma M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile // IEEE conference on power technology, bologna, italy. 2003. P.1–5.
- 54 Basuony E., Abdel-Salam T.S., Attia A.S., Badr M.A. Power system efficiency and voltage regulation as affected by dispersed generation // Universities Power Engineering Conference. 2004. V. 3. P.1337–1341.
- 55 Hooshmand R. A., & Mohkami H. New optimal placement of capacitors and dispersed generators using bacterial foraging oriented by particle swarm optimization algorithm in distribution systems // Electrical Engineering. 2010. V.93(1).P.43–53.doi:10.1007/s00202-010-0191-1
- 56 Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука. 2010. – 686 с.
- 57 Hooshmand R., Ataei M. Optimal capacitor placement in actual configuration and operational conditions of distribution system using RCGA //Journal of ELECTRICAL ENGINEERING. 2007. V.58. № 4. P.189–199.
- 58 Dlfanti M., Granelli G.P., Maranninio P. Optimal capacitor placement using deterministic and genetic algorithm //IEEE Transactions on Power Systems. 2000. V.15. №3. P.1041–1046.
- 59 Reddy M.D., Reddy V.C. Optimal capacitor placement using fuzzy and real coded genetic algorithm for maximum savings //Journal of Theoretical and Applied Information Technology. 2008. V.4.№3. P.219–226.

- 60 Huang T., Hsiao Y., Jiang C.J. Optimal placement of capacitors in distribution systems using an immune multi-objective algorithm //International Journal of Electrical Power & Energy Systems.2008. V.30. № 3. P.184–192. DOI:10.1016/j.ijepes.2007.06.012
- 61 Hattacharya S.K., Goswami S.K. A new fuzzy based solution of the capacitor placement problem in radial distribution system //Expert Systems with Applications. 2009. V.36. №3. P.4207-4212. DOI: 10.1016/j.eswa.2008.04.002
- 62 Rao R.S., Narasimham S.V.L Optimal capacitor placement in large-scale distribution system using particle swarm optimization with differential evolution // Int J Inf Commun Technol. 2009. V.4. №1. P.1–7.
- 63 Calovi M., Sari A., Djukanovi M. Dynamic programming based multi-stage optimization of shunt capacitors in radial distribution systems // Electr Eng (Archiv fur Elektrotechnik). 1996. V.79. № 6. P.479–488.
- 64 Huang Y.C., Yang H.T., Huang C.L. Solving the capacitor placement problem in a radial distribution system using Tabu search approach //IEEE Transactions on Power Systems. 1996. V.11. №4. P. 1868–1873.
- 65 Haupt R.L., Haupt S.E. Practical genetic algorithms, 2nd ed. JohnWiley&Sons. - 2004. [Электронный ресурс]. URL: <http://index-of.es/z0ro-Repository-3/Genetic-Algorithm/R.L.Haupt,%20S.E.Haupt%20-%20Practical%20Genetic%20Algorithms.pdf>(дата обращения 10.07.2019).
- 66 Weise T. Global optimization algorithms – theory and applications, 2nd ed.2006.[Электронный ресурс]. URL: https://archive.org/details/Thomas_Weise_Global_Optimization_Algorithms_Theory_and_Application(дата обращения 10.07.2019).
- 67 Thirugnanasambandam M., Iniyan S., & Goic R. A review of solar thermal technologies // Renewable and Sustainable Energy Reviews.2010. V.14(1).P.312–322.doi:10.1016/j.rser.2009.07.01
- 68 Rajasekaran S., Pai G.A.V. Neural networks, fuzzy logic and genetic algorithms: synthesis and applications // New Delhi: PHI Learning Private Limited. 2008.381 p.

- 69 Kennedy J, Eberhart RC. Particle swarm optimization // Proceedings of the IEEE international joint conference on neural networks. 1995. V.4. P.1942–1948.
- 70 Eberhart R.C., Shi Y. Particle swarm optimization: developments, applications and resources // Proceedings of IEEE international conference on evolutionary computation. 2001. V.1. P.81–86.
- 71 Мартыновский В.С. Анализ действительных термодинамических циклов. М.: Энергия, 1972.206 с.
- 72 Calise F., d'Accadia M.D., Piacentino A. and Vicidomini M. Thermoeconomic Optimization of a Renewable Polygeneration System Serving a Small Isolated Community // Energies/ 2015.V.8.P. 995-1024. doi:10.3390/en8020995.
- 73 Francis Chinweuba Eboh, Peter Ahlström and Tobias Richards. Exergy Analysis of Solid Fuel-Fired Heat and Power Plants: A Review // Energies. 2017.V.10.P.165-172. doi:10.3390/en10020165.
- 74 Chia-Nan Wang, Van Tran Hoang Viet, Thanh Phong Ho, Van Thanh Nguyen and Syed Tam Husain. Optimal Site Selection for a Solar Power Plant in the Mekong Delta Region of Vietnam // Energies. 2020.V.13. P.4066-4078. doi:10.3390/en13164066.
- 75 Афанасьева О.В., Мингалеева Г.Р. Моделирование технологических схем мини-ТЭС. М.: Издательский дом МЭИ, 2014. 220 с.
- 76 Клер А.М., Маринченко А.Ю., Сушко С.Н. Оптимизация паротурбинного энергоблока угольной мини ТЭС с учетом переменных графиков тепловых и электрических нагрузок // Теплофизика и аэромеханика. 2006. №2. С. 303–314.
- 77 Gao L., Jin H., Liu Z, Zheng D. Exergy analysis of coal-based polygeneration system for power and chemical production // Energy. 2004. V.29. P.2359–2371. doi:10.1016/j.energy.2004.03.046.
- 78 Ghosh S., De S. Energy analysis of a cogeneration plant using coal gasification and solid oxide fuel cell // Energy. 2006. V.31(2-3). P. 345–363. doi:10.1016/j.energy.2005.01.011.
- 79 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / коллектив авторов; под ред. Н.В. Кузнецова и др. М. : Энергия, 1973.296 с.

- 80 Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные. М.: Энергоатомиздат. 1984, 248 с.
- 81 Липов Ю.М. и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла: учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1988. 208 с.
- 82 Назмеев Ю.Г., Мингалеева Г.Р. Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС // Справочное пособие. М.: Издательский дом МЭИ. – 2005. 479 с.
- 83 Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов. М.-Л.: ЦКТИ. 1971. 308 с.
- 84 Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. М.: Энергия, 1973. 296 с.
- 85 Степанов В.С. Химическая энергия и эксергия веществ. Новосибирск: Наука. 1990, 163 с.
- 86 Нгуен Д.Т. Оценка показателей эффективности паротурбинных мини-ТЭС, работающих на угле / Д.Т. Нгуен, Д.Н. Фам, Г.Р. Мингалеева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Том 21. № 3-4. С. 79-89.
- 87 Нгуен Д.Т. Эффективность гибридной мини-ТЭС, работающих на угле / Д.Т. Нгуен, Д.Н. Фам // XIII Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения»: сб. мат. докл. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. Т.2. С. 300–302.
- 88 Ольховский Г.Г. Газовые турбины для энергетики // Вестник МГТУ. Серия Машиностроение. 1995. №1. С. 11-20.
- 89 Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов. М: Изд. МЭИ, 2002. 584 с.
- 90 Цанев С. В., Буров В. Д., Дорофеев С. Н. Расчет показателей тепловых схем и элементов газотурбинных и парогазовых установок электростанций // учеб. пособие по курсу "Парогазовые и газотурбинные установки электростанций" для студентов по спец. "Тепловые электр.станции". М.: Изд-во МЭИ, 2000. 71 с.

- 91 Костюк А.Г., Шерстюк А.Н. Газотурбинные установки. М.: Высшая школа.1979.254 с.
- 92 Стационарные газотурбинные установки: Справочник / [Л. В. Арсеньев и др.]; Под общ. ред. Л. В. Арсеньева, В. Г. Тырышкина. Л.: Машиностроение: Ленингр. отд-ние, 1989. 542 с.
- 93 Wilson D. The Design of High-Efficiency Turbo machinery and Gas Turbines //The MIT Press, Cambridge. 1984.496 с.
- 94 Bhargava R. K., Bianchi M., De Pascale A., Negri di Montenegro G., & Peretto A. (2007). Gas Turbine Based Power Cycles - A State-of-the-Art Review // Challenges of Power Engineering and Environment. 2007. P.309–319. doi:10.1007/978-3-540-76694-0_56.
- 95 Ávila-Marín A. L. Volumetric receivers in Solar Thermal Power Plants with Central Receiver System technology: A review // Solar Energy. 2011. V.85. №5. P. 891–910. doi:10.1016/j.solener.2011.02.002.
- 96 Quero M., Korzynietz R., Ebert M., Jiménez A.A., del Río A., Brioso J.A. Solugas – Operation Experience of the First Solar Hybrid Gas Turbine System at MW Scale // Energy Procedia. 2013. №49. P.1820-1830.
- 97 European Research on Concentrated Solar Thermal Energy // European Commission. 2004. Project Synopsis, Directorate-General for Research, Brussels. 41 с.
- 98 Schwarzbozl P., Buck R., Sugarmen C., Ring A., Crespo M., Altwegg P., Enrile J. Solar gas turbine systems: Design, cost and perspectives // Solar Energy. 2006. V.80. P.1231–1240.
- 99 M. Röger, M. Pfänder, R. Buck. Multiple Air-Jet Window Cooling for High-Temperature Pressurized Volumetric Receivers: Testing, Evaluation, and Modeling // J. Sol. Energy Eng. Aug. 2006. V.128(3).P.265-274.
- 100 Vietnam - Solar Radiation Measurement Data. [Электронный ресурс].URL: <https://energydata.info/dataset/vietnam-solar-radiation-measurement-data> (дата обращения 20.05.2018).
- 101 Afanaseva O.V. Hybridization and the combination of technological solutions in small distributed energy / O.V. Afanaseva, G.R. Mingaleeva, E.V. Shamsutdinov, N.D.

Toan, F.D. Nyat and O.V. Derevianko // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019.V.643. P. 012152. DOI:10.1088/1757-899X/643/1/012152.

102 Нгуен Д.Т. Эффективность гибридной мини-ТЭС с воздушным подогревателем типа SOLGATE// XXI Аспирантско-магистерский научный семинар, посвященный Дню энергетика: сб. мат. докл. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2017.Т.2. С. 151-152.

103 Нгуен Д.Т.Использование гибридных мини-ТЭС для энергоснабжения жилищно-коммунальных комплексов / Д.Т. Нгуен, Г.Р. Мингалеева, М.В.Савина// V национальная научно-практическая конференция «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве» сб. мат. докл. /Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. Т.1. С. 294–297.

104 Power shortages imminent as Vietnam’s power demand expands rapidly. [Электронныйресурс].URL: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/power-shortages-imminent-vietnams-power-demand-expands.html> (дата обращения 20.07.2020).

105 Vietnam will face severe power shortages from 2021: ministry. [Электронныйресурс]. URL: <https://www.reuters.com/article/us-vietnam-energy/vietnam-will-face-severe-power-shortages-from-2021-ministry-idUSKCN1UQ11M> (дата обращения 20.03.2020).

106 The Vietnam Energy Outlook Report 2019. [Электронный ресурс].URL: <https://vietnam.um.dk/en/green-growth/vietnam-energy-outlook-report/> (дата обращения 01.03.2020).

107 Current and prospective costs of electricity generation until 2050. [Электронныйресурс]. URL: <https://www.econstor.eu/handle/10419/80348> (дата обращения 10.11.2019).

108 Main coal import markets of Vietnam [Электронныйресурс].URL: <https://tinnhanhchungkhoan.vn/thuong-truong/gia-the-gioi-giam-manh-nhap-khau-than-tang-gap-doi-273475.htm> (дата обращения 10.12.2019).

109 Vietnamstandard coal. [Электронныйресурс].URL: <http://nuibeo.com.vn/Tin-tuc/599/Than-tieu-chuan-viet-nam/> (датаобращения 10.12.2019).

110 Нгуен Д.Т. Оценка энерго- и ресурсосберегающего эффекта при внедрении гибридных объектов малой распределенной генерации в республике Вьетнам /Д.Т. Нгуен, Г.Р. Мингалеева, М.В. Савина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Том 21. № 5. С. 132-140.

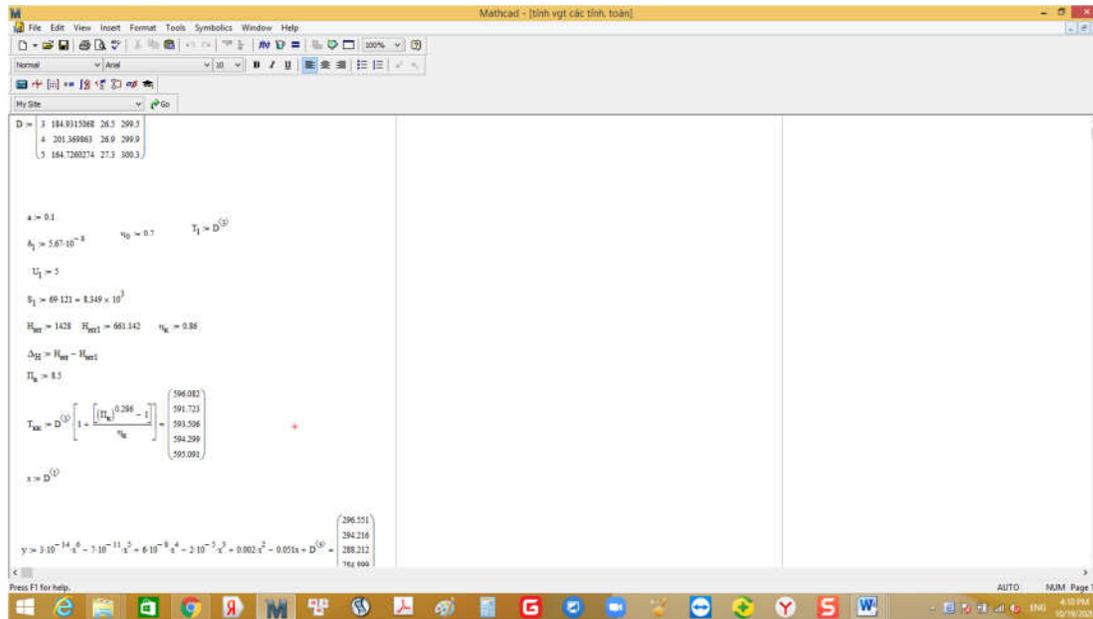
111 Nguen D.T. Assessment of efficiency and prospects for the use of hybrid thermal low-capacity power plants in the Republic of Vietnam /D.T. Nguen, D.N. Pham, G.R. Mingaleeva, O.V. Afanaseva and Pietro Zunino// E3S Web of Conferences. 2019. V. 124. P.1040. DOI: org/10.1051/e3sconf/201912401040.

112 Mingaleeva G.R. The Integration of Hybrid Mini Thermal Power Plants into the Energy Complex of the Republic of Vietnam / G.R. Mingaleeva, O.V. Afanaseva, D.T. Nguen, D.N. Pham and Pietro Zunino // Energies 2020. V.13. P.5848. DOI:10.3390/en13215848.

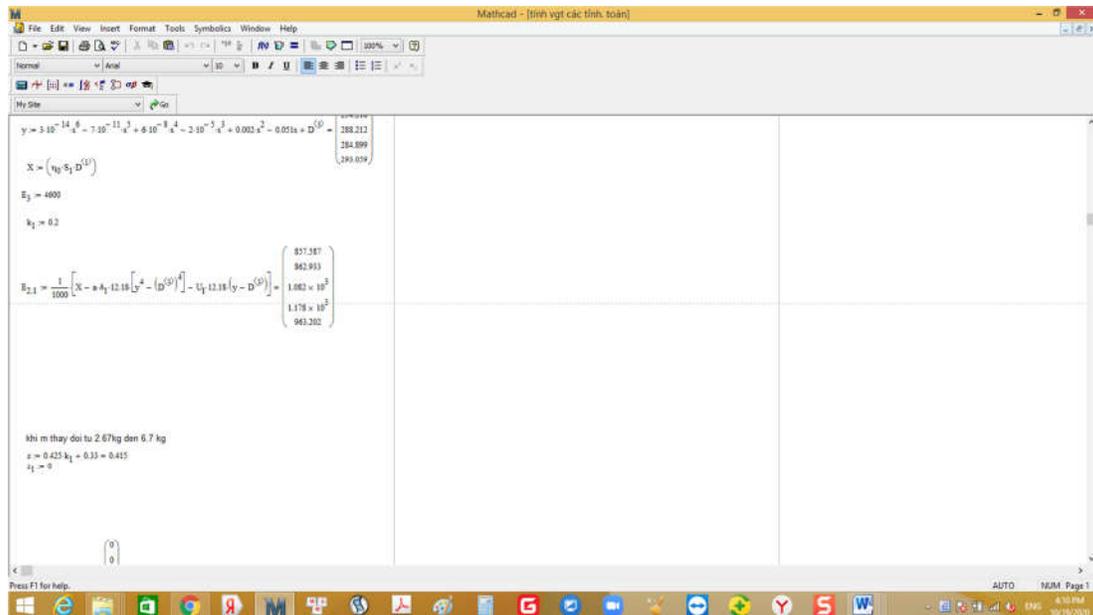
ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Эксергетический расчет гибридной тепловой электростанции мощностью 4,6 МВт при установке в различных провинциях Республики Вьетнам

1. Данные DNI и средняя температура окружающей среды в провинции 5 и расчет компрессора



2. Расчет количества тепла, которое получает воздух при изменении доли воздуха, поступающего в солнечную башню



3. Расчет расхода топлива, эксергии потоков гибридных тепловых электростанций и эксергетического КПД.

Mathcad - [tinh vgt các tính toán]

$$N_2 = \frac{(Q_{\text{net}} - W_{\text{el}})}{1000} = \begin{pmatrix} 3.298 \\ 3.254 \\ 3.274 \\ 3.283 \\ 3.289 \end{pmatrix}$$

$$A_{11} = \frac{(H_{\text{net}} - H_{\text{el}}) \cdot 1000}{32000 \cdot 0.99 + 34 - H_{\text{net}}} = \begin{pmatrix} 23.415 \\ 23.459 \\ 23.437 \\ 23.431 \\ 23.424 \end{pmatrix}$$

$$B_{21} = \frac{(Q_{\text{net}} - A_{11})}{1000} - \frac{W_{2,1}}{32000 \cdot 0.99 + 34 - H_{\text{net}}} = \begin{pmatrix} 0.24 \\ 0.239 \\ 0.235 \\ 0.233 \\ 0.238 \end{pmatrix}$$

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{4600}{B_{21} \cdot 52810} = \begin{pmatrix} 0.365 \\ 0.364 \\ 0.37 \\ 0.373 \\ 0.366 \end{pmatrix}$$

Press F1 for help. AUTO NLM Page 3 4:12 PM 10/16/2020

ПРИЛОЖЕНИЕ №2

Таблица 2.1П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Варианг 2:20% угольных паротурбинных (уголь тип 5b) и 80 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	4	3,13	150	3,33	29,49	34,67	4,82	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	14	0,24	190	0,71	61,19	36,3	7,02	
		11,86	2	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	14	0,235	193	0,71	59,92	37,0	7,07	
		11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	24	0,233	331	1,23	102	37,3	7,09	
		11,86	8	0,667	285	1,05	97,18	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	14	0,238	193	0,71	60,68	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		568,92			1560	8,54	481	35,56	6,77
	Общая стоимость завода	2049,54								

Таблица 2.2П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 3: 20% угольных паротурбинных (уголь тип 6а) и 80 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС									
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	4	3,55	150	3,33	25,91	34,67	4,38
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	14	0,24	190	0,71	61,19	36,3	7,02
		11,86	2	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0
	Хэн Хоа	4,6	14	0,235	193	0,71	59,92	37,0	7,07
		11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81
	Нинь Туан	4,6	24	0,233	331	1,23	102	37,3	7,09
		11,86	8	0,667	285	1,05	97,18	33,7	6,82
	Хо Ши Мин	4,6	14	0,238	193	0,71	60,68	36,6	7,04
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0
Суммарные (средние) значения		568,92			1560	8,54	478	35,56	6,74
Общая стоимость завода	2046,54								

Таблица 2.3П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 4: 20% угольных паротурбинных (уголь тип 6b) и 80 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} , %	Термодинамический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	4	3,87	150	3,33	24,02	34,67	4,14	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	14	0,24	190	0,71	61,19	36,3	7,02	
		11,86	2	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	14	0,235	193	0,71	59,92	37,0	7,07	
		11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	24	0,233	331	1,23	102	37,3	7,09	
		11,86	8	0,667	285	1,05	97,18	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	14	0,238	193	0,71	60,68	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		568,92			1560	8,54	476	35,56	6,72
	Общая стоимость завода	2044,54								

Таблица 2.4П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 5: 30% угольных паротурбинных (уголь тип 4б) и 70 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	7	2,85	263	5,83	52,07	34,67	4,85	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	12	0,24	165,6	0,61	52,44	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	12	0,235	165,6	0,61	52,44	37,0	7,07	
		11,86	3	0,671	106,74	0,39	36,66	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	19	0,233	262,2	0,97	80,62	37,3	7,09	
		11,86	7	0,667	249,06	0,92	85,03	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	12	0,238	165,6	0,61	52,01	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,6			1446,3	10,21	431,96	035,45	6,6
	Общая стоимость завода	1888,47								

Таблица 2.5П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 5:30% угольных паротурбинных (уголь тип 5b) и 70 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	7	3,13	263	5,83	51,61	34,67	4,82	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	12	0,24	165,6	0,61	52,44	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	12	0,235	165,6	0,61	52,44	37,0	7,07	
		11,86	3	0,671	106,74	0,39	36,66	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	19	0,233	262,2	0,97	80,62	37,3	7,09	
		11,86	7	0,667	249,06	0,92	85,03	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	12	0,238	165,6	0,61	52,01	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,6			1446,3	10,21	431,5	035,44	6,6
	Общая стоимость завода	1888,01								

Таблица 2.6П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 6: 30% угольных паротурбинных (уголь тип ба) и 70 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	7	3,55	263	5,83	45,33	34,67	4,38	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	12	0,24	165,6	0,61	52,44	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	12	0,235	165,6	0,61	52,44	37,0	7,07	
		11,86	3	0,671	106,74	0,39	36,66	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	19	0,233	262,2	0,97	80,62	37,3	7,09	
		11,86	7	0,667	249,06	0,92	85,03	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	12	0,238	165,6	0,61	52,01	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,6			1446,3	10,21	425,22	035,44	6,53
	Общая стоимость	1881,73								

Таблица 2.7П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 7:30% угольных паротурбинных (уголь тип 6b) и 70 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термозкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	7	3,87	263	5,83	42,04	34,67	4,13	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	12	0,24	165,6	0,61	52,44	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	71,16	0,26	24,95	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	12	0,235	165,6	0,61	52,44	37,0	7,07	
		11,86	3	0,671	106,74	0,39	36,66	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	19	0,233	262,2	0,97	80,62	37,3	7,09	
		11,86	7	0,667	249,06	0,92	85,03	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	12	0,238	165,6	0,61	52,01	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,6			1446,3	10,21	421,93	035,44	6,50
	Общая стоимость завода	1878,44								

Таблица 2.8П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 8:50% угольных паротурбинных (уголь тип 4b) и 50 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термодинамический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	11	2,85	412,5	9,16	81,83	34,67	4,85	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	9	0,24	124,2	0,46	39,34	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	9	0,235	124,2	0,46	38,52	37,0	7,07	
		11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	14	0,233	193,2	0,71	59,41	37,3	7,09	
		11,86	5	0,667	177,9	0,66	60,74	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	9	0,238	124,2	0,46	39,0	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	124,2	0,46	39,34	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,62			1296,36	12,43	365,03	035,29	6,32
	Общая стоимость завода	1673,82								

Таблица 2.9П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 9: 50% угольных паротурбинных (уголь тип 5b) и 50 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термодинамический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	11	3,13	412,5	9,16	81,1	34,67	4,82	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	9	0,24	124,2	0,46	39,34	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	9	0,235	124,2	0,46	38,52	37,0	7,07	
		11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	14	0,233	193,2	0,71	59,41	37,3	7,09	
		11,86	5	0,667	177,9	0,66	60,74	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	9	0,238	124,2	0,46	39,0	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	124,2	0,46	39,34	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,62			1296,36	12,43	364,31	035,27	6,31
	Общая стоимость	1673,1								

Таблица 2.10П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 10:50% угольных паротурбинных (уголь тип 6а) и 50 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термодинамический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	11	3,55	412,5	9,16	71,24	34,67	4,38	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	9	0,24	124,2	0,46	39,34	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	9	0,235	124,2	0,46	38,52	37,0	7,07	
		11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	14	0,233	193,2	0,71	59,41	37,3	7,09	
		11,86	5	0,667	177,9	0,66	60,74	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	9	0,238	124,2	0,46	39,0	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	124,2	0,46	39,34	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,62			1296,36	12,43	354,45	035,27	6,20
	Общая стоимость завода	1663,24								

Таблица 2.11П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 11:50% угольных паротурбинных (уголь тип 6в) и 50 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	11	3,87	412,5	9,16	66,06	34,67	4,14	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	9	0,24	124,2	0,46	39,34	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,76	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	9	0,235	124,2	0,46	38,52	37,0	7,07	
		11,86	2	0,671	71,16	0,26	24,44	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	14	0,233	193,2	0,71	59,41	37,3	7,09	
		11,86	5	0,667	177,9	0,66	60,74	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	9	0,238	124,2	0,46	39,0	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	124,2	0,46	39,34	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		569,62			1296,36	12,43	349,26	035,27	6,14
	Общая стоимость	1658,05								

Таблица 2.12П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 12: 70% угольных паротурбинных (уголь тип 4в) и 30 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термодинамический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	16	2,85	600	13,32	119,02	34,67	4,85	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	5	0,24	69	0,26	21,85	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,85	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	5	0,235	69	0,26	21,85	37,0	7,07	
		11,86	0	0,671	0	0	0	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	7	0,233	96,6	0,36	29,70	37,3	7,09	
		11,86	4	0,667	142,32	0,53	48,59	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	5	0,238	69	0,26	21,85	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		571,64			1114,92	15,23	284,0	035,05	5,86
	Общая стоимость	1414,25								

Таблица 2.13П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 13: 70% угольных паротурбинных (уголь тип 5b) и 30 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	16	3,13	600	13,32	117,97	34,67	4,82	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	5	0,24	69	0,26	21,85	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,85	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	5	0,235	69	0,26	21,85	37,0	7,07	
		11,86	0	0,671	0	0	0	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	7	0,233	96,6	0,36	29,70	37,3	7,09	
		11,86	4	0,667	142,32	0,53	48,59	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	5	0,238	69	0,26	21,85	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		571,64			1114,92	15,23	282,94	035,02	5,84
	Общая стоимость	1413,09								

Таблица 2.14П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 14: 70% угольных паротурбинных (уголь тип ба) и 30 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термозкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	16	3,55	600	13,32	103,62	34,67	4,38	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	5	0,24	69	0,26	21,85	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,85	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	5	0,235	69	0,26	21,85	37,0	7,07	
		11,86	0	0,671	0	0	0	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	7	0,233	96,6	0,36	29,70	37,3	7,09	
		11,86	4	0,667	142,32	0,53	48,59	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	5	0,238	69	0,26	21,85	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		571,64			1114,92	15,23	268,60	035,02	5,64
	Общая стоимость завода	1398,75								

Таблица 2.15П – Инвестиционные и эксплуатационные затраты и показатели эффективности объектов малой распределенной энергетики, размещенных в провинциях Республики Вьетнам

Вариант 15: 70% угольных паротурбинных (уголь тип 5b) и 30 % гибридных газотурбинных мини-ТЭС										
Тип	Наименование провинции или города	Мощность, МВт	Количество мини-ТЭС	Расход топлива на 1 мини-ТЭС, кг/с	Первоначальные инвестиции, млн. долл. США	Стоимость эксплуатации и обслуживания в год, млн. долл. США	Затраты на топливо в год, млн. долл. США	Эксергетический КПД, η_{ex} %	Термоэкономический КПД, ф, %	
Угольные паротурбинные	Хай Фонг+ Куанг Нинь	25	16	3,87	600	13,32	96,08	34,67	4,14	
Гибридные мини-ТЭС	Бин Дуонг	4,6	5	0,24	69	0,26	21,85	36,3	7,02	
		11,86	0	0,685	0	0	0	32,8	6,75	
	Да Нанг	4,6	5	0,239	69	0,26	21,85	36,4	7,02	
		11,86	0	0,679	0	0	0	33,0	0	
	Хэн Хоа	4,6	5	0,235	69	0,26	21,85	37,0	7,07	
		11,86	0	0,671	0	0	0	33,5	6,81	
	Нинь Туан	4,6	7	0,233	96,6	0,36	29,70	37,3	7,09	
		11,86	4	0,667	142,32	0,53	48,59	33,7	6,82	
	Хо Ши Мин	4,6	5	0,238	69	0,26	21,85	36,6	7,04	
		11,86	0	0,678	0	0	0	33,1	0	
	Суммарные (средние) значения		571,64			1114,92	15,23	261,06	35,02	5,53
	Общая стоимость	1391,21								