

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский
университет)»
Политехнический институт
Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____ 2018 г.
«__»_____

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова
«__»_____ 2018 г.

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ**

НАУЧНО-КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Научный руководитель, д.т.н., профессор
_____ И.М. Кирпичникова
«__»_____ 2018 г.

Автор

Аспирант группы _____ П-4501 _____
_____ А.А. Малюгина
«__»_____ 2018 г.

Нормоконтролер, должность

_____ И.О. Фамилия
«__»_____ 2018 г.

Челябинск 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ....	6
1.1. Развитие энергетики в мире и в России.....	6
1.2. Экологические аспекты энергетической отрасли.....	9
Выводы по главе 1.....	14
ГЛАВА 2. ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	15
2.1. Основные показатели энергетической эффективности электростанций..	15
2.2. Энергетическая эффективность тепловых электростанций.....	19
2.2.1. Экологическая оценка тепловых электростанций Челябинской области.....	20
2.2.2. Расчет нормированной стоимости (LCOE) производства электроэнергии на Троицкой ГРЭС.....	24
2.2.3. Расчет энергетической эффективности тепловых электростанций.....	25
2.3. Оценка жизненного цикла атомных электростанций.....	27
2.4. Оценка жизненного цикла гидроэлектростанций.....	31
2.4.1. Экологические аспекты гидроэнергетики	31
2.4.2. Факторы, влияющие на LCOE произведенной энергии.....	33
Выводы по главе 2.	34
ГЛАВА 3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ.....	35
3.1. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в мире и в России.....	35
3.2. Энергетическая эффективность ветроэнергетических станций.....	39

3.2.1. Жизненный цикл ветроэнергетических станций.....	39
3.2.2. Расчет LCOE ветроэлектростанций.....	42
3.2.3. Энергетическая эффективность ветроэлектростанций.....	45
Выводы по главе 3.....	47
ГЛАВА 4. ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	48
4.1. Оценка жизненного цикла солнечных энергоустановок.....	48
4.2. Расчет LCOE солнечных электростанций.....	52
4.3. Энергетическая эффективность солнечных электростанций.....	58
4.4. Исследование солнечного потенциала Челябинской области.....	61
4.5. Срок окупаемости солнечных фотоэлектрических систем.....	67
Выводы по главе 4.....	71
ГЛАВА 5. СРАВНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И	
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ	
ЭНЕРГИИ ПО ОСНОВНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ	
ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	72
5.1. Экологические аспекты использования традиционных и возобновляемых источников энергии.....	72
5.1.1. Экологические вопросы использования ветроустановок	72
5.1.2. Экологические вопросы использования солнечных энергоустановок.....	74
5.2. Сравнение электрических станций по LCOE и энергетической эффективности	78
5.3. Сравнение разных типов электростанций по коэффициенту энергетической эффективности.....	81
Выводы по главе 5.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	85
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	87
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	93

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Существующие в настоящее время методы оценки эффективности работы энергетических объектов, в том числе и электростанций, касаются в основном стоимости произведенного киловатт-часа электроэнергии. В этом смысле тепловые, атомные и крупные гидроэлектростанции имеют неоспоримое преимущество перед электростанциями на основе возобновляемых источников энергии. В сфере большой энергетики России бытует мнение, что малая, в том числе и возобновляемая энергетика, пока экономически себя не оправдывает.

Однако на фоне мирового финансового и энергетического кризиса прогнозируется стремительное увеличение темпов развития возобновляемой энергетики. При этом существует достаточно высокая вероятность, что эти темпы превысят даже самые оптимистические прогнозы и доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии у 2020 г. достигнет 15% (без крупных ГЭС).

В последнее время в качестве критериев эффективности в мировой практике стали использовать не только экономические показатели, но и энергетические, получаемые на основе расчетов энергетической эффективности электростанций, что дает более наглядную характеристику используемым видам топлива и первичной энергии. В связи с этим, тема выпускной квалификационной работы актуальна и результаты, полученные в работе, могут быть использованы для научно - практического применения

Цель и задачи исследования

Целью данной научно-квалификационной работы является оценка энергетической эффективности традиционных электростанций и электростанций на возобновляемых источниках энергии. В качестве примера традиционных электростанций рассматривались ТЭС Челябинской области,

работающие на угле и газе. Ветровые и солнечные электростанции рассчитывались на основе опыта эксплуатации подобных объектов в других странах, и оценивалась возможность их использования в условиях Южного Урала.

Энергетическая эффективность определялась с учетом жизненного цикла ЭС, воздействием ее на окружающую среду и нормированной стоимости произведенной на электростанции энергии.

Энергетическая эффективность включает в себя рассмотрение жизненного цикла любой электростанции, включая периоды проектирования, строительства, производства комплектующих и оборудования, монтажа, эксплуатации объекта, завершения срока и утилизации объекта. Нормированная (многолетняя) стоимость электроэнергии (LCOE), произведенной за весь жизненный цикл, показывает эффективность работы объекта вне зависимости от ставок дисконтирования, тарифов на электроэнергию, инфляции и других экономических показателей.

Жизненный цикл связан с определением влияния работы электростанций, в частности, выбросов парниковых газов, на экологию окружающей среды.

Научная новизна

Впервые проведено сравнение существующих тепловых электростанций и электростанций на возобновляемых источниках энергии по энергетическим показателям эффективности с позиций энергетики, экологии и нормированной стоимости электроэнергии и определить перспективы развития и строительства электростанций в зависимости от первичной используемой энергии и топлива.

Апробация работы

По результатам проведенных исследований опубликовано 22 статьи, из них 3 – в журналах, рекомендованных ВАК, 2 - в Scopus, 1 – Web of Science. Получен в соавторстве патент на полезную модель.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1. Развитие энергетики в мире и в России

Электроэнергетика – специфическая форма хозяйствования любой страны. Она определяет ее стратегическую безопасность, успешность и уровень жизни населения. С давних времен приоритетной задачей любого государства являлось открытие, получение и владение источниками энергии. Все страны в разной мере владеют энергетическими ресурсами. В этом большую роль играют природно-климатические, экономические, социальные, политические и другие факторы.

По последним данным, для выработки электроэнергии тратится до 15 млрд. тонн условного топлива в год. Общая мощность всех действующих электростанций составляет более 2 ТВт, производство энергии на них – более, чем 18138 ТВт·ч. [1],

Лидерами в производстве энергии являются Китай, США, Индия. Россия занимает в этом списке четвертое место, опережая Японию.

Во всех странах основными электростанциями являются тепловые, которые в качестве топлива используют уголь, мазут, газ. Гидроэлектростанции по популярности находятся на втором месте. Они имеются практически на всех крупных водных артериях. Больше всего ГЭС построено и строится в США, Китае и России. Тройку наиболее эффективных энергетических направлений замыкает ядерная энергетика, потенциал которой успешно используют в развитых странах.

В энергетике Российской Федерации наблюдаются те же тенденции. По состоянию на 1 января 2018 года в России по установленной мощности тепловые электростанции занимают ведущее место (62,24%), далее – гидроэлектростанции (20,6%) и атомные (11,16%). Возобновляемые источники энергии в балансе установленных мощностей занимают четвертое (СЭС) - 0,22% и ВЭС (пятое место) – 0,06%. [2].

По данным ЕЭС России в 2017 году на станциях первых трех типов было выработано 992885,5 млн. кВт·ч электроэнергии (рис.1.1):

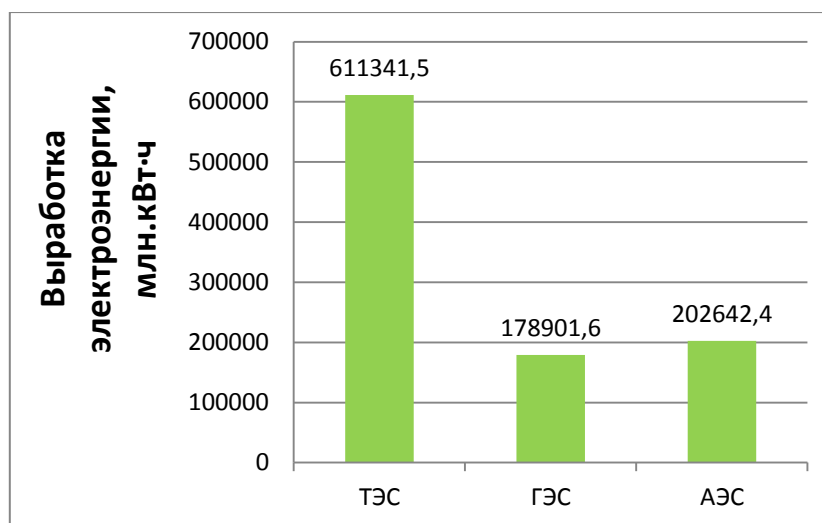


Рисунок 1.1. Выработка электроэнергии на крупных электростанциях России в 2017 году

Около 80% тепловых электростанций, расположенных в европейской части России (включая Урал) для производства энергии используют уголь, мазут и газ. Большая часть ТЭС востока страны работает на угле.

В последнее время в российском ТЭК набирают популярность объекты малой распределенной энергетики, суммарная установленная мощность которых составляет 12-17 МВт. Сейчас на ее долю приходится около 5-10% общего объема произведенной энергии.

Развитие малой генерации вполне оправдано, особенно для территорий с низкой плотностью населения и удаленностью от централизованного электроснабжения. Кроме того, многие крупные промышленные предприятия также переходят на собственную генерацию из-за высоких расходов на подключение к централизованным сетям и постоянного роста тарифов на электроэнергию. Для районов с высокой стоимостью киловатт-часа электроэнергии строительство собственных электрогенерирующих станций также экономически оправдано. Если такие объекты работают в режиме совместной выработки электрической и тепловой энергии, то их окупаемость составляет 2-3 года.

Для Единой энергетической системы России переход потребителей на использование распределенной генерации является негативным фактором и отражается на работе всей энергосистемы. При уходе крупных энергопотребляющих и финансовых предприятий, затраты на содержание энергохозяйства России ложится на плечи остальных потребителей.

Но причина состоит не в том, что распределенная энергетика развивается, а в том, что происходит это, как правило, стихийно. Для исключения такого явления необходимо изучить опыт европейских государств, где распределенная энергетика, основанная в большей части на возобновляемых источниках энергии составляет 20-30% от всей выработки электроэнергии.

В нашей стране распределенная энергетика в основном представлена газопоршневыми и газотурбинными энергоустановками, либо генераторами на дизельном топливе. Такие источники генерации используются в основном в удаленных районах Российской Федерации.

Существуют проекты солнечно-дизельных установок, которые реализуются в структуре национальных проектов. Таким проектом является строительство на территории Дальневосточного Федерального округа солнечно-дизельных электростанций суммарной мощностью 40 МВт. Всего в России к 2021 году планируется построить 100 таких гибридных электростанций [3].

В целом, строительство электростанций на возобновляемых источниках энергии на территории страны идет не очень интенсивно. Сейчас в эксплуатации находится около 20-ти солнечных электростанций, единичной мощностью, как правило, не более 25 МВт. СЭС в основном строятся в южных регионах страны, большее их количество находится в Крыму. Но в последнее время наметилась тенденция строительства солнечных электростанций и на севере России, в Якутии. Главным аргументом внедрения передовых технологий возобновляемой энергетики является

экономия энергоносителей (особенно, дорогостоящего дизтоплива) и снижение затрат на обеспечение потребителей электроэнергией.

Строительство ветропарков и ВЭС в отдаленных районах еще меньше. Однако здесь тоже появляется интерес строителей. Так, к концу 2022 года государственная корпорация Росатом планирует построить в России ветропарки суммарной мощностью 970 МВт. [4].

Мировые тенденции показывают, что малой электрогенерации отводится важнейшая роль элемента энергетики будущего. Планируется, что она будет включать в себя кроме энергогенерирующих объектов небольшой мощности еще и накопители энергии, интеллектуальные сети, энергоэффективные технологии и электромобили. Изменится и отношение потребителя: из пассивного, он превратится в активного, с возможностью генерации, накопления и реализации сэкономленной энергии.

Это планы на будущее, но уже сейчас понятно, что Российская энергетика нуждается в тотальной модернизации. Это касается, прежде всего, вывода из эксплуатации изношенного оборудования и модернизации морально устаревших энергогенерирующих объектов. Необходимы новые, «прорывные» технологии для создания принципиально новых решений. Такой модернизированный электроэнергетический комплекс страны станет прочной базой для дальнейшего развития экономики России.

Модернизация энергетической отрасли необходима еще и потому, что на сегодняшний день она является основным загрязнителем окружающей среды и источником выбросов парниковых газов в атмосферу.

1.2. Экологические аспекты энергетической отрасли

Динамичное развитие экономики любой страны во многом определяется совершенствованием и оптимизацией работы топливно-энергетического комплекса (ТЭК) [5].

Рост экономики, в свою очередь неизбежно приведет к увеличению

спроса на энергетические ресурсы. По различным прогнозам, такой темп потребления электроэнергии (примерно около 1,5% в год) сохранится до 2025 года. Это потребует введения новых энергетических мощностей для выработки электроэнергии, что увеличит негативное влияние электроэнергетики на экологию страны.

С начала индустриальной революции триста с лишним лет назад встал вопрос загрязнения атмосферного воздуха. В то время началось крупномасштабное освоение основных теплоносителей – угля, нефти и газа и с тех пор эти источники остаются основными для производства энергии. Для этого, на тепловых электростанциях ежегодно сжигается 5 млрд. тонн угля, 3 млрд. тонн нефти и 130 млрд. куб. м. природного газа [6].

Такое влияние при выбросах на ТЭЦ при сжигании органического топлива сказывается, прежде всего, на загрязнении атмосферы (выделение газов и пыли, радиоактивные и токсичные отходы, тепловой эффект), гидросферы (тепловое загрязнение водоемов, выбросы загрязняющих веществ) и литосферы (захоронение отходов атомных электростанций). Вблизи линий электропередач энергосистем создаются опасные для здоровья электромагнитные поля.

В мировых масштабах загрязнения атмосферы при производстве энергии достаточно высоки: ежегодные выбросы в атмосферу от энергоустановок составляют 200-250 млн. т. золы и около 60 млн. т. сернистого ангидрида.

На сегодняшний день экологический кризис нашей планеты стал реальной действительностью. Наряду с резким изменением климата, наблюдаются серьезные изменения состава и структуры воздуха и воды, увеличения количества землетрясений и чрезвычайных техногенных ситуаций. Параллельно с этим увеличивается количество известных человечеству заболеваний и появление новых, не известных ранее заболеваний.

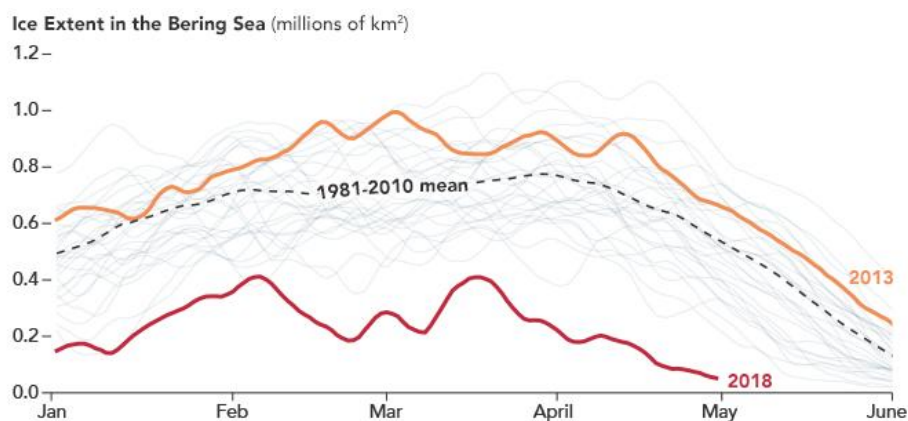
Примеров изменения климата на планете к этому времени накопилось достаточное количество. Особую тревогу вызывает таяние льдов в Гренландии и акваториях Северного ледовитого океана. На рис. 1.2 показаны фотографии изменения объемов льда в Беринговом проливе за 5 последних лет, с 2013 по 2018 год. Эти последние данные, датированные 29 апреля 2018 года и зафиксированные спутниками NASA [7].



Acquired April 29, 2013 to April 29, 2018.

Рис.1.2. Иллюстрация изменения площади льда в Беринговом проливе за 5 последних лет (фото со спутников NASA).

На рисунке 1.3 показано, как уменьшается количество льда в Беринговом проливе. В 2013 году площадь, занимаемая льдом, оставляла 679,606 квадратных километров. Прогнозируется, что к концу мая 2018 года она будет составлять лишь около 10% и составит 61,704 квадратных километров.



Acquired January 1, 1988 to April 29, 2018.

Рис.1.3. График изменения площади льдов Берингова пролива.

В 1997 году в декабре на международном саммите под эгидой ООН в Киото (Япония) был принят Протокол к Конвенции ООН по глобальным изменениям климата. В то время его подписали 159 стран, на долю которых приходилось максимальное количество выбросов.

Киотским протоколом предусматривались договоренности о сокращении выбросов вредных парниковых газов в атмосферу от промышленных объектов. Страны, подписавшие его, взяли на себя обязательства принимать необходимые меры по уменьшению таких выбросов в период с 2008 по 2012 год по отношению к 1990 году. В 2008 году Протокол ратифицировали 55 стран, на долю которых на тот момент приходилось не менее 55% всех выбросов. Доля Российских предприятий в этом объеме составляла 17,4%. В 2009 году протокол был ратифицирован 181 государством, доля которых составляла 61% мировых выбросов [8, 9,10].

Однако, ни Рамочная конвенция ООН, ни Киотский протокол, не устанавливают для стран ратифицировавших Киотский протокол, каких-либо ограничений на конкретные виды хозяйственно-экономической деятельности или производства. В Приложении к Протоколу указывается, что национальная политика стран по сокращению выбросов направлена на принятие соответствующих мер лишь на смягчение последствий изменения

климата за счет ограничения антропогенных выбросов парниковых газов и применение надежных поглотителей [11].

Из-за использования органического топлива в целях получения энергии современная технократическая цивилизация носит название углеводородной.

Известны слова К.Э. Циолковского, который еще в 1928 году сказал: "Только наше невежество заставляет нас пользоваться ископаемым топливом". Это подтверждают слова и другого нашего соотечественника Д.И. Менделеева: «Топить нефтью – все равно, что топить ассигнациями».

Для исключения или снижения техногенного влияния выбросов на окружающую среду, необходимо согласовать увеличение энергопотребления населения с производством энергии.

Это возможно двумя основными путями:

- Экономия энергии. В этом направлении человечество имеет значительные резервы. Опыт развитых стран показывает, что применение высокоэффективных технологий по ресурсо – и энергосбережению может обеспечить значительное сокращение потребления энергии, топлива и материалов.

- Использование экологически чистых возобновляемых источников энергии. На сегодняшний день мировая доля таких источников в производстве энергии составляет не более 20%, но тенденции развития этой отрасли энергетики показывают ее стремительный рост.

Для снижения уровня воздействия на экологию разрабатываются новые высокие технологии, способные создавать предпосылки обеспечения высокой энергоэффективности производства, не снижая темпов развития экономики. Назначение таких технологий – уменьшить антропогенное влияние и приостановить процесс изменения климата Планеты.

Около 90% выбросов парниковых газов в атмосферу приходится на топливно-энергетический комплекс (ТЭК). Половину выбросов вредных веществ в атмосферу и около трети выбросов в водоемы также приходится на

ТЭК. Такая тревожная экологическая ситуация в этой отрасли остается, несмотря на то, что в ряде наиболее энергоемких отраслей производство сократилось [12].

Исходя из анализа экологической ситуации планеты можно сделать вывод о том, что необходимо пересмотреть подход к обоснованию выбора того или иного типа электростанции для генерации электроэнергии. Одним из вариантов обоснования является определение энергетической эффективности электростанций за период жизненного цикла с учетом коэффициента нормированной стоимости произведенной электроэнергии.

Выводы по главе 1

1. Энергетика, являясь основной отраслью народного хозяйства любой страны, интенсивно развивается и особенно в области малой и распределенной энергетики.

2. Российская энергетическая отрасль требует модернизации и усовершенствования оборудования электростанций в части снижения выбросов парниковых газов.

3. Экологическая обстановка планеты с каждым годом ухудшается. Для решения проблем снижения выбросов необходимо использование экологически чистых возобновляемых источников энергии.

ГЛАВА 2. ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Основные показатели энергетической эффективности электростанций

Энергетическая эффективность любой электростанции (ЭС) характеризуется периодом, за который электростанция производит то количество энергии, которое было затрачено на ее сооружение. Период включает в себя все энергетические затраты, начиная от разведывательных работ источников энергии, изготовление комплектующих изделий и оборудования, монтаж и строительство станции, транспортные расходы, эксплуатацию и до утилизации объекта. Общее количество затраченной за этот период энергии еще называют связанной ($\mathcal{E}_{св}$, кВт·ч) [13].

Основная часть электроэнергии в настоящее время производится на тепловых электростанциях (ТЭС), несколько меньшее значение относится к гидроэлектростанциям (ГЭС) и далее – к атомным электростанциям (АЭС).

Электростанции на возобновляемых источниках энергии начинают стремительно развиваться не только благодаря их экологической чистоте, но и экономическим, энергетическим, социальным и другим показателям.

В данной работе проведена оценка основных типов электростанций и их сравнение по энергетической эффективности при использовании следующей формулы:

$$K_{\text{эн.эф.}} = \frac{(\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}) \cdot T_{\text{сл}}}{\mathcal{E}_{\text{св}} + \mathcal{E}_{\text{тек}} + \mathcal{E}_{\text{мон}} \cdot T_{\text{сл}}} \quad (2.1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – годовая выработка электроэнергии на станции, МВт·ч/год; $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расходы энергии на собственные нужды станции, МВт·ч/год; $T_{\text{сл}}$ – срок службы электростанции, лет; $\mathcal{E}_{\text{св}}$ – энергия, затраченная на производство оборудования и материалов, МВт·ч/год; $\mathcal{E}_{\text{тек}}$ – энергия, затраченная на

монтажные, строительные, транспортные работы и утилизацию станции, МВт·ч/год; $\mathcal{E}_{\text{топ}}$ – энергия, затраченная на топливо, МВт·ч/год

Основным показателем при определении энергетической эффективности является жизненный цикл (ЖЦ) электростанции. Жизненный цикл существующих и вновь строящихся электростанций определяется с точки зрения энергетики и экологии. В соответствии со стандартом ИСО [14], исследование ЖЦ включает в себя инвентаризацию потоков энергии за весь период эксплуатации электростанции, определение степени воздействия жизненного цикла на окружающую среду (потенциал глобального потепления) и определение нормированной стоимости производимой энергии.

Стоимость производства электроэнергии определяется за весь жизненный цикл ЭС, начиная со стадии проектирования и до ликвидации объекта. Этот показатель называется нормированной (уравновешенной) стоимостью электроэнергии, включающей все возможные инвестиции, затраты и доходы.

Нормированная стоимость производства электроэнергии (Levelized Cost of electricity (LCOE)) определяется за жизненный цикл любой электростанции по следующей формуле [15]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \$ / \text{МВт} \cdot \text{ч} \quad (2.2)$$

где: $t=1 \dots n$ – время службы станции (количество полных лет); I_t – инвестиционные затраты в год (\$, руб.); M_t – операционные затраты и затраты на содержание в год (\$, руб.); F_t – затраты на топливо, (\$, руб.); E_t – производство электроэнергии в год; r – ставка рефинансирования; n – жизненный цикл системы, лет.

Нормированная стоимость - это долгосрочная стоимость мегаватт-часа электроэнергии, которая обеспечивает стабильную цену для потребителей этой энергии, а инвестору – приемлемый уровень доходности и безубыточность его инвестиций в строительство электростанций. На сегодняшний день это самая распространенная методика оценки конкурентоспособности различных проектов электростанций. Понятие нормированной стоимости широко используется при инвестиционном анализе и тарифообразовании.

Нормированная стоимость электроэнергии обычно рассчитывается в долларах на кВт·ч или \$/МВт·ч на 20–40 лет жизненного цикла [16].

Сравнение по этому показателю всех видов электростанций покажет эффективность каждого из видов при их полном жизненном цикле. Однако при этом следует понимать, что учесть все расходы при полном ЖЦ, например, расходы на производство какой-либо детали или эффекты воздействия объекта на окружающую среду, достаточно сложно. Поэтому такой показатель будет рассчитан с определенной долей допущений и предположений.

Очевидно, что если затраты на проектирование, строительство и эксплуатацию электростанции не окупаются доходами от продаж выработанной электроэнергии, то такие электростанции экономически не оправданы.

Но не всегда эффективность использования вложенной энергии можно определить в денежном выражении. В этом случае в качестве эквивалента используется сама энергия. Для этого важно знать, какая из систем производства электроэнергии обладает наибольшей отдачей от вложенной в них энергии (энергоотдача от энергозатрат).

В стоимость любой энергии входит:

- капитальная стоимость строительства;

- стоимость топлива (если оно используется);
- фиксированные операционные издержки;
- переменные операционные издержки;
- стоимость финансирования.

Одним из факторов стоимости финансирования является риск. Также, следует учитывать коэффициент использования и географического положения местности, стоимость топлива, наличия рабочей силы и многое другое.

В таблице П.1.1 Приложения 1 приведены данные по LCOE для разных видов электростанций. Эти данные получены американской компанией в 2017 году на основе расчета и опыта эксплуатации различных типов электростанций [17].

Как видно из таблицы, нормированная стоимость мегаватта произведенной энергии имеет большее значение для угольных станций и составляет в зависимости от типа станции - \$123 и \$140.

В порядке снижения стоимости идут атомные ЭС (\$96), затем солнечные электростанции - \$74, ГЭС - \$66, ВЭС - \$56, газовые станции с \$53-\$58, и самым минимальным значением нормированной стоимости обладают геотермальные ТЭС (\$44 за мВт*ч).

Это средние значения цифр, но они отражают картину себестоимости генерируемой энергии. Из этого следует вывод, что электростанции на возобновляемых источниках энергии имеют очевидное преимущество по показателю LCOE.

Кроме того, для объектов зеленой энергетики отсутствует риск подорожания топлива. Риск инфляции за счет низких операционных расходов и риск законодательных изменений для зеленых источников также намного ниже.

Однако необходимо сказать, что например, для солнечной энергетики большое значение имеет географическая широта. Например, в пустыне

инсоляция гораздо больше, а стоимость земли там несравнимо меньше и строить СЭС в тех районах выгоднее.

2.2. Энергетическая эффективность тепловых электростанций

Оценка работы технологического оборудования и его эффективность производится в соответствии с Методическими указаниями по оценке живучести оборудования тепловых электростанций (ТЭС) [18].

В соответствие с принятыми в России законодательными актами в сфере охраны окружающей среды, для вновь строящихся объектов электрогенерации необходимо выполнять требования по экологической безопасности. Учесть воздействие на окружающую среду тепловых электростанций, построенных еще в прошлом веке, достаточно сложно и полученные результаты не всегда бывают достоверными.

Обычно в качестве топлива на ТЭС используют уголь, газ, мазут или сланцы, из которых наибольшее использование принадлежит углю. Основной мировой запас угля сосредоточен в России, Китае и США. Такое ископаемое топливо относится к невозобновляемым ресурсам, которые имеют ограничения по срокам использования. По данным Всемирного энергетического совета и оценкам разных специалистов, запасов основных источников энергии на планете хватит [19]:

- угля - на 100-300 лет;
- природного газа - на 50-120 лет;
- нефти - на 40-80 лет.

Экологические проблемы для большинства тепловых электростанций всех стран мира похожи. Типичная ТЭС мощностью 2 ГВт потребляет в течение суток 18 000 т угля и 2500 т мазута. Для производства энергии на ТЭС требуется значительное количество воды, ежесуточное потребление которой составляет 150 000 м³ и еще 7 млн. м³ на охлаждение

отработанного пара. Это приводит к тепловому загрязнению водоема-охладителя.

Работа ТЭС сопряжена с высоким радиационным и токсичным загрязнением окружающей среды. Это связано с тем, что в составе обычного угля и его золы в больших концентрациях находятся микропримеси урана и других токсичных элементов.

Предполагается, что строительство новых ТЭС или их комплексов приведет к еще большему загрязнению окружающей среды. Это может быть вызвано, например, увеличением в приземном слое концентрации CO₂ или появлением эффекта превышения скорости сжигания кислорода по сравнению со скоростью его образования в результате фотосинтеза.

Однако пока ТЭС остаются основными производителями электрической энергии. Если развитие энергетики пойдет в направлении использования именно этого вида топлива, то за этим неизбежно последуют новые серьезные экологические проблемы и связанные с этим материальные затраты.

Характеристику жизненного цикла ТЭС проведем на примере электростанций Челябинской области.

2.2.1. Экологическая оценка тепловых электростанций Челябинской области

В Челябинской области основными производителями тепловой электрической и энергии являются Южноуральская ГРЭС (ОГК-3), Южноуральская ГРЭС-2, Троицкая ГРЭС (ОГК-2) и ПАО «Фортум», в структуру которого входят Челябинские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Челябинская ГРЭС и Аргаяшская ТЭЦ [20].

Южноуральская ГРЭС и Южноуральская ГРЭС-2 в совокупности занимают первое место среди семи станций Челябинской области по установленной мощности и объёму выработки электроэнергии (более 7 млрд.

кВт·ч в год). Доля в общем объеме вырабатываемой электроэнергии составляет около 30% по области [21].

На Троицкой ГРЭС основным и резервным топливом является уголь, растопочным топливом является мазут [21].

ПАО «Фортум» является одним из крупнейших поставщиков электрической и тепловой энергии на Урале и в Западной Сибири. Он создан как российское подразделение финского энергетического концерна FORTUM [22].

Характеристика электростанций по электрической и тепловой мощности представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Мощности электростанций Челябинской области

№	Название	Мощность, МВт	
		Электрическая	Тепловая
1	ПАО «Фортум»:	2066,1	4863
	Челябинская ТЭЦ-1	232,8	1341
	Челябинская ТЭЦ-2	320	956
	Челябинская ТЭЦ-3	576,3	1140
	Челябинская ГРЭС	742	850
	Аргаяшская ТЭЦ	195	576
2	Южноуральская ГРЭС (ОГК-3),	747	395
3	Южноуральская ГРЭС-2	844,5	-
4	Троицкая ГРЭС (ОГК-2)	2234	315
Суммарная мощность		5891,6	5573

Выработка тепловой и электрической энергии производится в основном за счет использования угля или газа (таблица 2.2).

Таблица 2.2. Производство энергии на электростанциях и источник первичной энергии

№	Название	Годовое производство энергии, млрд. кВт·ч	Основной источник первичной энергии
1	ПАО «Фортум»:	6,17	Природный газ
	Челябинская ТЭЦ-1	0,53	Природный газ, уголь
	Челябинская ТЭЦ-2	1,74	Природный газ, уголь
	Челябинская ТЭЦ-3	2,48	Природный газ
	Челябинская ГРЭС	0,36	Природный газ
	Аргаяшская ТЭЦ	1,06	Природный газ
2	Южноуральская ГРЭС (ОГК-3)	2,11	Уголь Природный газ
3	Южноуральская ГРЭС-2	5,98	Природный газ, дизель
4	Троицкая ГРЭС (ОГК-2)	2,52	Уголь
Суммарное производство		16,78	

Очевидно, чем больше количество вырабатываемой энергии, тем больше будет выбросов парниковых газов в атмосферу. Количество этих газов зависит также и от вида используемого топлива. Парниковые газы отличаются степенью своего теплового воздействия эффекта, а также продолжительностью его присутствия в атмосфере. Для оценки степени воздействия различных парниковых газов вводится эквивалент с пересчетом эффекта воздействия конкретного газа в эффект уровня воздействия углекислого газа - самого опасного парникового газа. В результате такого перевода численная оценка тех или иных выбросов дается в тоннах эквивалента CO₂ (обозначение – тCO₂-экв). По данным МГЭИК (Межправительственная группа экспертов по вопросам изменения климата) значения тCO₂-экв при производстве 1 МВт электроэнергии при использовании разных видов ископаемого топлива равны (таблица 2.3).

Таблица 2. 3. Коэффициенты выбросов при производстве электроэнергии при различных ископаемых энергоносителях [23,24]

№	Энергоносители	Значение тСО ₂ -экв/МВт·ч
1	Природный газ	0,202
2	Жидкий газ	0,229
3	Топочный мазут	0,267
4	Дизельное топливо	0,267
5	Бурый уголь	0,364
6	Антрацит	0,354
7	Торф	0,382

В среднем выброс составляет около 1,4 кг на 1 кВт·ч в зависимости от вида сжигаемого топлива и содержания в нем углерода [25,26]. Как видно из таблицы, самый большой коэффициент выбросов приходится на электростанции, работающие на угле.

На рисунке 2.1 показаны выбросы CO₂ газа на энергогенерирующих предприятиях Челябинской области:

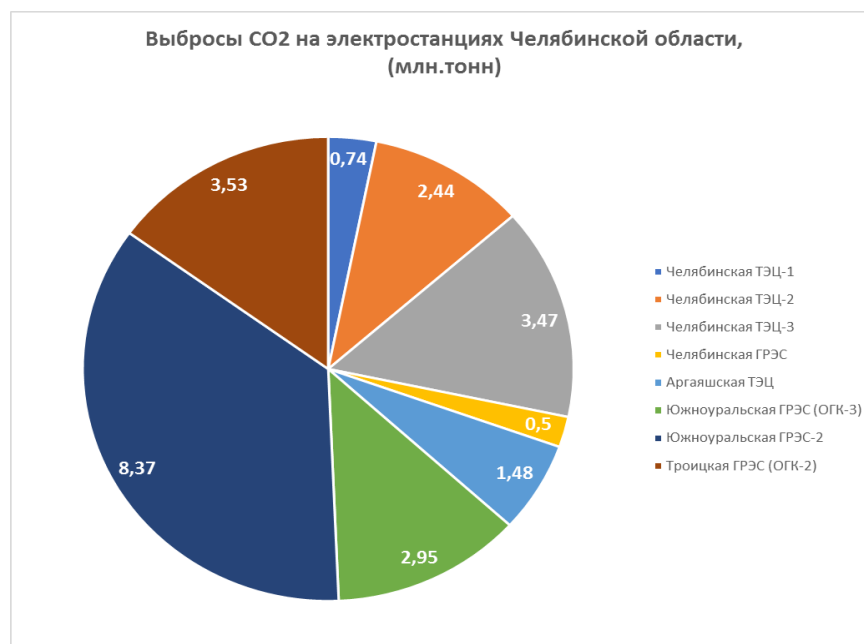


Рисунок 2.1 – Годовые выбросы CO₂, млн.т., на энергогенерирующих предприятиях Челябинской области

Как видно из рисунка, большая часть выбросов приходится на Южноуральскую ГРЭС-2 (по мощности) и на Троицкую ГРЭС – по использованию угля.

2.2.2. Расчет нормированной стоимости (LCOE) производства электроэнергии на Троицкой ГРЭС

Нормированная стоимость производства электроэнергии (LCOE) определяется за жизненный цикл ТЭС по формуле (1.2), приведенной в главе 1 [15].

Поскольку большинство электростанций Челябинской области работают на газе, расчет LCOE проведем для такого типа станций. В течение жизненного цикла ТЭС все затраты - инвестиционные, операционные и другие, распределены в интервале времени, равном обычно 20-40 лет. За $n=30$ лет Троицкая ГРЭС выработает 75,6 млрд. кВт·ч (75600000 МВт·ч) электроэнергии.

Инвестиционные затраты на 1 кВт·ч произведенной энергии составят:

$$I_t = \frac{I}{W_{30}} = \frac{569}{75,6} = \$0,007 \quad (2.1)$$

Постоянные операционные затраты для ТЭС составляют \$ 8 млн. в год.

При пересчете на 1 кВт·ч произведенной энергии и при годовой выработке электроэнергии 2520 млрд. кВт·ч, выровненные постоянные операционные затраты равны:

$$M_t = \frac{M}{W_r} = \frac{8}{2520} = \$0,003 \quad (2.2)$$

Переменные затраты для Троицкой ГРЭС составляют \$0,05.

Общие выровненные затраты на производство одного МВт-часа электроэнергии составляют:

$$Z_B = \$0,007 + \$0,003 + \$0,05 = \$0,06 \text{ или } 6 \text{ центов за кВт}\cdot\text{ч.} \quad (2.3)$$

С учетом курса доллара 63,67 (на май 2018 года), нормированная стоимость Киловатт-часа произведенной энергии составит 3,82 руб/кВт·ч.

Результаты расчета выровненных затрат за 30-летний цикл для Троицкой ГРЭС сведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4. Выравненные затраты (LCOE) для Троицкой ГРЭС

№	Показатель	Значение
1	Производство электроэнергии за 30 лет, МВт·ч	75600000
2	Инвестиционные затраты, всего, \$ млн.	569
3	Выровненные инвестиционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,007
4	Выработка электроэнергии, МВт	2520000
5	Постоянные операционные затраты в год, \$ млн.	8
6	Выровненные постоянные операционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,003
7	Переменные операционные затраты, 1 кВт·ч, \$	0,050
8	Выровненные затраты, всего на 1 кВт·ч, \$	0,06

2.2.3. Расчет энергетической эффективности тепловых электростанций

Энергетическая эффективность определяется при оценке эффективности использования всех видов топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), потребляемых и вторичных. Показателем ЭЭ является величина (удельная или абсолютная) потерь или потребления энергоресурсов, которые необходимы для производства продукции или выполнения технологического процесса.

Этот показатель зависит от вида тепловой электростанции. Они могут быть:

КЭС - конденсационные;

ТЭЦ – теплоэлектроцентрали;
ГТУ – газотурбинные установки;
ПГУ – парогазовые установки;
АЭС – атомные электростанции.

Атомные и конденсационные электростанции производят только электрическую энергию, совместная выработка электрической и тепловой энергии производится на ГТУ (газовый цикл) и ТЭЦ. И тот и другой вариант производства энергии возможен на ПГУ при комбинации парового и газового циклов. Пароводяной цикл Ренкина используется на АЭС, ТЭЦ и КЭС.

При расчете энергетической эффективности все виды топливно-энергетических ресурсов обычно приводятся к одному количественному показателю. Таким показателем может быть:

- физический эквивалент энергии, заключенный в ресурсе и соответствующий первому закону термодинамики;
- относительная работоспособность (2 закон термодинамики);
- количество теоретически полезной энергии, которая может быть получена из ТЭР в рассматриваемых условиях.

Расчет ведется в соответствии с [27]. Для тепловых электростанций основным показателем энергетической эффективности является их КПД и удельный расход топлива. При этом необходимо иметь в виду, что этот КПД имеет два значения: КПД₁ – это отношение выработанной энергии к затраченной, а КПД₂ – отношение отпущенной энергии к затраченной. Разница между этими значениями показывает потери и потребление выработанной энергии на собственные нужды.

Известно, что КПД тепловой электростанции определяется:

$$\eta_{ТЭС} = \frac{P_{э}}{B \cdot Q_H^P} \quad (2.4)$$

где: $P_{э}$ – мощность тепловой электростанции; B – расход топлива для выработки электроэнергии; Q_H^P – теплота сгорания рабочего топлива.

Тогда расход топлива на ТЭС для выработки электрической мощности $P_{\text{э}}$ определяется формулой:

$$B = \frac{P_{\text{э}}}{\eta \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}} \quad (2.5)$$

Удельный расход топлива определяется отношением полного расхода топлива к выработанной энергии за рассматриваемый период.

Электрическая мощность Троицкой ГРЭС равна 2234 МВт, среднее значение КПД тепловых электростанций составляет 36-39%, теплота сгорания топлива (угля) – 32 МДж/кг. Для этих параметров расход топлива составит $56 \cdot 10^6$ тонн угля.

2.3. Оценка жизненного цикла атомных электростанций

Определить энергетический баланс между вложенной энергией и полученной на любой электростанции, в том числе и на АЭС, очень сложно.

При разнообразии исходных данных не всегда понятно, как и до какой степени их нужно учитывать. Если, например, электроэнергию, расходуемую при обогащении урана, учесть еще возможно, то подсчитать количество электроэнергии, затраченной на строительство и эксплуатацию обогатительной фабрики и какую долю этой энергии необходимо учитывать, достаточно сложно.

Однако, Всемирной ядерной ассоциации WNA (World Nuclear Association) удалось обобщить разные расчеты, основанные на данных по добыче, обогащению и переработке топлива и с учетом некоторых допущений получить данные для разных периодов времени, включая и самые ранние. Полученные результаты расчета представлены в таблице 2.5.

При исследовании этого вопроса было установлено, что соотношение входящих энергозатрат к выработке энергии в течение всего срока жизни АЭС составляет от 1,7% до 2,7%. [28].

Таблица 2.5. Потребность в энергии для жизненного цикла АЭС

№	Статья энергозатрат	Мощность, ГВт	ТераДжоулей в год	ПетаДжоулей за 40 лет
1	Добыча ядерного топлива		50	2
2	Конверсия			9,24
3	Начальное обогащение	10		0,11
4	Обогащение при перегрузке	5,8	62	2,48
5	Производство топлива	-	-	5,76
6	Строительство и эксплуатация АЭС	-	-	24,69
7	Хранение топлива, утилизация отходов, транспорт	-	-	1,5
8	Вывод из эксплуатации, дезактивация	-	-	6
9	Всего	-	-	51
10	Выход энергии: 7ГВт·ч в год	7000	75600	3024

Эти данные были получены при расчете жизненного цикла АЭС мощностью 1 ГВт, для срока службы 40 лет [29].

Данные таблицы говорят о том, что энергетические коэффициенты зависят не только от количества использованной энергии, но и от КПД самой станции, особенно при значительных эксплуатационных энергозатратах.

По данным исследований, проведенных компанией Schneider по использованию энергии в горнодобывающей промышленности, энергозатраты при производстве урана составляют менее 1% от энергии, которая вырабатывается за один топливный цикл. Для атомной энергетики это очень хороший показатель, поскольку говорит об энергетической эффективности АЭС.

Вместе с тем, использование ядерного топлива для получения больших объемов электроэнергии сопряжено с экологическими и экономическими проблемами.

Долгое время атомные электростанции рассматривались как экологически чистые и как замена ТЭС по показателям выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Однако катастрофы в Чернобыле и на Фукусиме показали, что вопрос безопасной работы таких станций состоит не только в ограничении выбросов и еще далеко не решен. Отношение населения вследствие таких катастроф к АЭС в большинстве случаев негативное, поэтому строительство и ввод в эксплуатацию атомных станций в последнее время сократился и на ближайшие годы перспектива развития атомной энергетики непонятна.

К основным проблемам использования АЭС относятся:

1. Обеспечение безопасности реакторов. На сегодняшний день нет ни одного типа реакторов, использование которого могло бы исключить риск глобальной аварии. Она может произойти как из-за ошибки при проектировании, так и при неправильной эксплуатации. Серьезную угрозу представляет терроризм. Проблема состоит еще и в том, что невозможно спрогнозировать поведение реакторов, это познается только при опыте эксплуатации и непосредственно при аварии.

2. Утилизация радиоактивных отходов при снятии с эксплуатации реакторов АЭС. На сегодняшний день половина из работающих атомных электростанций имеет срок более 30 лет. После этого предполагается процедура снятия реакторов с эксплуатации, а радиоактивные отходы при этом необходимо утилизировать, изолировать и обеспечить их надежное хранение на длительный срок в специальных хранилищах. По расчетам специалистов, расходы на утилизацию практически равны расходам по строительству самой АЭС. А это означает, что общий коэффициент энергетической эффективности атомных электростанций будет ниже [30].

Кроме того, в отработанном ядерном топливе содержится плутоний и другие радиационные элементы, которые могут быть использованы террористами для изготовления атомного оружия с целью радиоактивного заражения местности. Поэтому в странах, где используются АЭС, необходимо контролировать весь цикл обращения с отработанным ядерным топливом. Таким контролем занимается МАГАТЭ (Международное агентство по атомной энергии), ведущая мировая организация научно-технического сотрудничества по мирному использованию ядерных технологий.

Считается, что в сравнении с тепловыми электростанциями выбросы парниковых газов и других загрязняющих веществ в атмосферу АЭС невелики. При исследовании жизненного цикла энергетических систем особое внимание обращается на их возможный вклад в глобальное изменение климата.

На тепловых электростанциях на производство 1МВт·ч электроэнергии приходится примерно 1-1,4 тонны CO₂. Вклад атомной энергетики в парниковый эффект составляет около 40 кг двуокиси углерода на 1МВт·ч. Однако использование современных диффузионных методов при обогащении урана во Франции позволило добиться выбросов CO₂ в атмосферу на уровне менее 1 кг на 1МВт·ч. [31].

Кроме того, необходимо учитывать и внешние издержки, включенные в стоимость киловатт-часа. Это такие, как воздействие загрязненного воздуха на здоровье людей, профзаболевания и несчастные случаи, на урожайность культурных растений, на здания и сооружения. В соответствии с Докладом ExternE, в чисто денежном выражении атомная энергия несет примерно 10% издержек угольной энергетики.

По видам источников энергии внешние издержки на 1кВт·ч составляют [32]:

- для атомной энергетики –0,4 евроцента на 1 кВт·ч;

- для гидроэнергетики – 0,4 евроцента на 1 кВт·ч;
- для угольной энергетики – 4 евроцента на 1 кВт·ч;
- для ветроэнергетики - 0,1 – 0,2 евроцента на 1 кВт·ч.

Эти издержки не включались в расчет возможных последствий влияния ископаемого топлива на глобальное изменение климата. При этом стоимость производства электроэнергии в странах ЕС составляет 4 евроцента за 1 кВт·ч.

Если эти издержки включить в стоимость электроэнергии, то для угольной энергетики, например, стран Евросоюза она возрастет вдвое, а для газовой энергетики увеличится на 30%.

2.4. Оценка жизненного цикла гидроэлектростанций

Основными достоинствами гидроэлектростанций (ГЭС) по сравнению с тепловыми, являются низкая себестоимость вырабатываемой электроэнергии (примерно в 4 раза ниже), окупаемость их в 3-4 раза быстрее, а в периоды пиковых нагрузок ГЭС имеют высокую маневренность и возможность аккумулирования энергии.

При всех очевидных преимуществах ГЭС, они не смогут обеспечить даже четверти потребности человечества в электроэнергии, даже при полном использовании потенциала всех рек мира.

В России на сегодняшний день используется менее 20 % гидроэнергетического потенциала, при этом имеются определенные резервы эффективности использования гидроресурсов.

2.4.1. Экологические аспекты гидроэнергетики

Гидроэлектростанции, как всегда считалось, являются экологически чистыми – ведь для производства энергии на них не требуется сжигание органического топлива. Однако установлено, что как сооружение, так и эксплуатация гидроэлектростанций приводит к значительным экологическим

проблемам. Особенно это касается ГЭС на равнинных реках. При строительстве водохранилищ для обеспечения равномерной работы ГЭС, затопляются прилегающие плодородные земли, превращаясь в естественные накопители загрязнений. На расстоянии сотен километров вокруг водохранилища изменяется климат. На реках нарушаются естественные нерестилища рыбы, места обитания водоплавающей птицы.

В самих водохранилищах могут развиваться сине-зеленые водоросли, из-за ускорения процессов эвтрофикации из-за избыточного поступления в водоем «биогенных элементов» ухудшается качество воды, нарушается функционирование экосистем, увеличиваются выбросы метана со дна водоемов.

Показателен в данном случае опыт эксплуатации Рыбинского водохранилища в 40-х годах прошлого века. При наполнении его водой было затоплено 80000 га пойменных заливных лугов, 70000 га пашни, 30000 га пастбищ и более 250000 га грибных и ягодных лесов. Вегетационный период растений сократился на 4-5 дней из-за изменения климата, увеличилась сила ветра и его повторяемость [33].

Кроме того, исследования [34,35,36], проведенные на 250-ти плотинах показали, что искусственные водохранилища являются серьезным загрязнителем атмосферы парниковыми газами. Они выбрасывают в атмосферу больше метана, чем естественные болота и озера. Выбросы CO₂ от водохранилищ ГЭС составляют более 301 млн. тонн и метана CH₄ – 18,7 млн. тонн в год. Суммарное значение этих выбросов составляет 1,3% от общего мирового объема.

Несмотря на то, что метана с поверхности водоемов выделяется меньше, и его содержание в атмосфере сохраняется до десятка лет, в то время как CO₂ находится там столетия, его вклад в глобальное изменение климата в три раза больше, чем углекислого газа.

Сооружение гидроэлектростанций на горных реках является более целесообразным. Во-первых, у таких рек более высокий гидроэнергетический потенциал и, во-вторых, при строительстве плотин меньшие площади подвергаются затоплению.

Необходимо учесть еще тот факт, что вмешательство человека в естественное движение рек может нести серьезные последствия для населения. Катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС унесла жизни 75 человек, а количество жертв при прорыве дамбы Баньцяо в Китае составило 171000 человек.

При строительстве крупнейшей в мире ГЭС «Три ущелья» было переселено более 1,2 млн. человек. Строительство Рыбинского водохранилища потребовало переселения 130000 человек, было затоплено много населенных пунктов и городов.

2.4.2. Факторы, влияющие на LCOE произведенной энергии

При расчете нормированной стоимости произведенной на ГЭС энергии очень сложно бывает учесть все удельные капитальные затраты, поскольку каждое из строений ГЭС имеет свои географические и технологические условия. Чем больше плотина, тем более крупные финансовые вложения требуются. По этому показателю имеется очень большой разброс данных. Например, Международное агентство по возобновляемой энергетике (IRENA) показывает величину удельных капитальных затрат на строительство крупной гидроэлектростанции в размере \$1050-7650 на киловатт установленной мощности, Министерство энергетики США - \$2963. При этом считается, что последующая работа ГЭС по выработке электроэнергии не связана с использованием какого-либо топлива, следовательно, себестоимость и приведенная нормированная стоимость

производства (LCOE) с учетом длительного срока эксплуатации ГЭС будет не высокой.

Однако невысокая стоимость электроэнергии очень относительна. В капитальные затраты, как правило, не входят стоимость лесоотведения, компенсации за отчуждение земель, затраты на охрану окружающей среды или они очень занижены. Не учитываются и колоссальный экологический ущерб, т.к., затопленные леса, пастбища и поля уходят безвозвратно.

С этой точки зрения малая гидроэнергетика наносит значительно меньший ущерб окружающей природе. По существующей классификации она относится к возобновляемым ресурсам. Однако и для такого вида источников энергии определить все составляющие достаточно сложно.

Поэтому в данной работе расчет нормированной стоимости производимой энергии не проводился и энергетическая эффективность крупных ГЭС не определялась.

Выводы по главе 2

1. Для оценки эффективности строительства и эксплуатации какого-либо типа необходимо определять энергетическую эффективность, характеризующуюся периодом, за который электростанция производит то количество энергии, которое было затрачено на ее сооружение.

2. Основным показателем при определении энергетической эффективности является жизненный цикл (ЖЦ) электростанции, определяемый с точки зрения энергетики и экологии.

3. Стоимость производства электроэнергии за весь жизненный цикл электростанций может быть определена не только в финансовом выражении, но и в энергетическом.

4. По сравнению с тепловыми электростанциями затраты на топливо при работе АЭС и ГЭС имеют намного меньшее значение, однако их воздействие на экологию остается достаточно высоким.

ГЛАВА 3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ

3.1. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в мире и в России

Данные аналитических обзоров состояния энергетической отрасли в мире показывают, что возобновляемая энергетика стремительно развивается. Наибольшую активность в развитии она получила в Китае, Индии, США и странах ЕС. В соответствии с принятым Евросоюзом пакетом документов по энергетической и климатической политике, доля энергии, генерируемой с использованием возобновляемой энергетики (с учетом объектов гидроэнергетики), в энергетическом балансе стран к 2020 году должна составить 20%. Это потребует, прежде всего, увеличения объема инвестиций в эту область энергетики, и может составить до \$5,4 трлн. (рисунок 3.1).

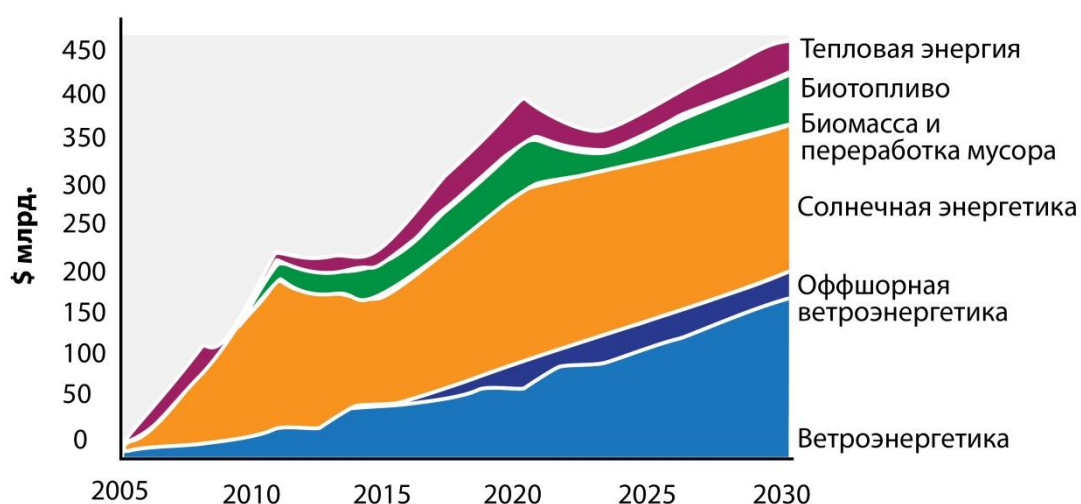


Рисунок 3.1. Инвестиции в различные виды альтернативной энергетики в млрд. долларов до 2030 г., (Bloomberg New Energy Finance).

Обеспеченность энергоресурсами является самым важным показателем энергетической безопасности страны или региона [37].

Этот показатель определяется коэффициентом самообеспеченности:

$$K_{\text{соб}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пр}}}{\mathcal{E}_{\text{потр}}} \quad (3.1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ – произведенная энергия; $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ – суммарная потребляемая энергия.

Если $K_{\text{соб}} < 1$, то страна становится зависимой от импорта энергоресурсов. Для России этот коэффициент равен 1,6; для Канады - 1,5; Великобритании – 1,2; США – 0,7; Дании – 0,5; Германии – 0,4; Японии – 0,2. [38, 39].

Этот показатель говорит о необходимости использования местных возобновляемых ресурсов энергии. На рисунке 3.2. представлен вероятностный прогноз увеличения потребления первичной энергии и доли использования ВИЭ на период до 2040 года.



Рисунок 3.2. Доля ВИЭ в мировом потреблении первичной энергии по годам (по сценарию АИР)

По прогнозам, до 2020 года может быть установлено около 1,1 ТВт мощностей установок ВИЭ, из них на ветрогенерацию континентального и

оффшорного исполнения придется до 46% и на солнечные электростанции – до 36%. Рост объемов ветроэнергетики связан с появлением новых технологических возможностей их использования, особенно в оффшорной зоне вследствие значительных скоростей ветров.

Начиная с 2021 и по 2030 год, на первый план выдут солнечные энергоустановки, их доля составит около 50%. Континентальная (оншорная) ветрогенерация будет составлять до 37%. Общая установленная мощность установок возобновляемой энергетики будет около 1,4 ТВт, а к 2030 году, с учетом гидроэнергетики, она составит 2,5 ТВт, т.е. увеличится в 9 раз.

Причинами такого стремительного развития технологий ВИЭ является:

- отсутствие необходимости в дополнительной переработке ресурсов (сырья), (кроме БиоТЭС);
- возможности широкого использования модульного принципа, позволяющего постепенно наращивать и обеспечить практически любой объем необходимой мощности (кроме гидроэнергетики и ГеоТЭС);
- механизмы государственной поддержки, действующие в США и странах Европы;
- полученные технологические достижения в области создания накопителей электроэнергии, увеличения КПД нетрадиционных электростанций и разработки новых материалов, что позволяет снижать стоимость строительства и эксплуатации комплексов ВИЭ.

До 2015 года лидером по вводу мощностей возобновляемой энергетике в мире были США. Сейчас первое место принадлежит Китаю и за ним следует Индия. В январе 2017 года Национальное агентство по энергетике Китая объявило о намерении инвестировать 363 млрд. долларов США в развитие возобновляемых источников энергии до 2020 года и создать 13 млн. рабочих мест в отрасли.

Индия планирует увеличить мощности ВИЭ до 175 гигаватт уже к 2022 году, среди которых 100 ГВт должно прийти на солнечную энергетику. В пятерку лидеров также вошли Германия и Австралия.

Учитывая эти тенденции, можно утверждать, что возобновляемая энергетика может стать эффективным средством выхода из сложившегося на сегодняшний день энергетического кризиса.

Сейчас доля возобновляемой энергетики в общем объеме выработки электроэнергии в мире составляет 18%, тепловой энергии— 24%. В России доля ВИЭ без учета крупных ГЭС составляет в производстве электроэнергии примерно 1% и около 2% тепловой энергии [40].

На рисунке 3.3. показан прогноз доли ВИЭ в производстве электроэнергии и динамика их роста в России до 2020 года.

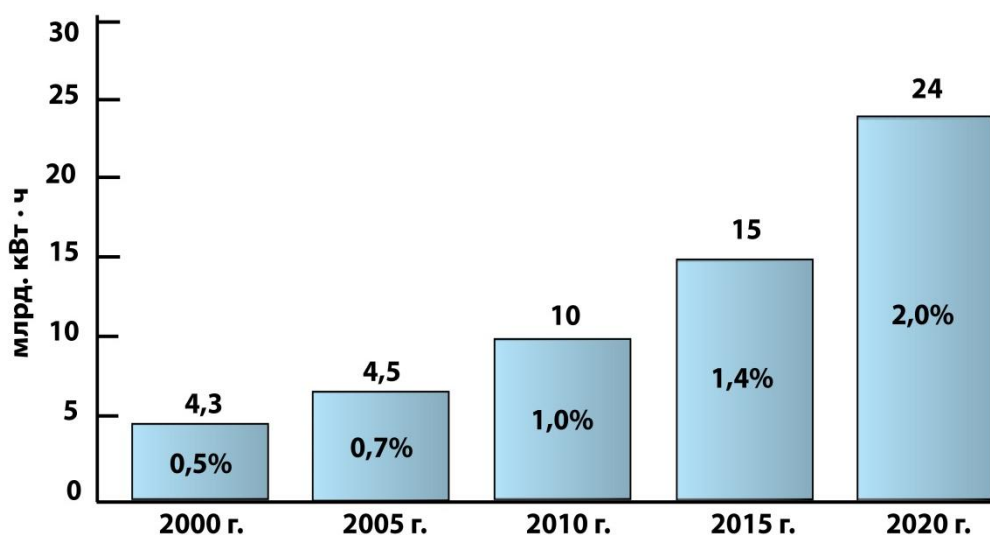


Рисунок 3.3. Прогноз доли ВИЭ в производстве электроэнергии и динамика их роста в России до 2020 года

Для определения энергетической эффективности возобновляемой энергетике целесообразно ее сравнение по этому показателю с другими видами используемых источников энергии, в частности с тепловыми электростанциями.

Кроме того, при сравнении двух видов источников энергии большое значение имеет качество потребляемой или вырабатываемой энергии, т.е., ее способность совершать технически – полезную работу. При этом, максимально полезная работа, которую совершает энергия при переходе ее до уровня параметров окружающей среды, называется эксергией. Ее примерные значения для рассматриваемых источников равны [41]:

- электроэнергия – 95% и более;
- теплота от сжигания топлива – 20-40%;
- механическая энергия:
- волновая и приливная – 65%;
- энергия малых рек и водотоков – 60%,
- тепловые солнечные коллекторы – 35%;
- ветровая энергия – 30%,
- фотоэлектрические преобразователи – 15%.

Если рассматривать эти источники для их преобразования в тепловую энергию, то наибольшей эффективностью обладает электрическая энергия. Однако ее использование, например, для целей отопления, будет очень энергозатратным. Поэтому с точки зрения эксергии, лучше использовать возобновляемые источники энергии.

3.2. Энергетическая эффективность ветроэнергетических станций

3.2.1. Жизненный цикл ветроэнергетических станций

Жизненный цикл ветроэлектростанции (ВЭС), состоит из нескольких этапов [42]:

1. Производство материалов, компонентов и электрического оборудования ВЭС
2. Строительство самой электростанции
3. Эксплуатация ветроэлектростанции
4. Утилизация

Основным элементом ветростанций является генератор, вырабатывающий электрическую энергию. В современных ВЭУ используются в основном асинхронизированные и многополюсные тихоходные генераторы. Такие типы электрических машин могут генерировать как активную, так и реактивную мощность и позволяют решать проблему регулирования напряжения сети в точках присоединения ВЭС, т.к., значительно улучшают устойчивость работы энергосистемы. Для такой работы необходимы устройства силовой электроники, выпрямители, инверторы и преобразователи в диапазоне мощностей от 1 до 5000 кВт.

К электрическому оборудованию относятся силовые кабели, как для грунтового, так и морского исполнения, на напряжение от 0,4 до 110 кВ.

К компонентам ВЭУ относятся ветротурбины, компоненты для фундамента, компоненты трансформаторов и т.д.

Производство материалов и компонентов вносит основную долю в энергозатраты. При этом доля производства башни составляет 26%, лопасти – 21%, редуктор и главный вал – 11%. По расходу энергоносителей от общих расходов энергии на материалы доля природного газа составляет 40%, нефти 34%, угля – 18%. При общих затратах энергии 0,08 МДж/кВт·ч, производство материалов и компонентов составляет 0,095 МДж/кВт·ч, возврат энергии при окончании жизненного цикла будет равен 0,025 МДж/кВт·ч. [13]

Этап строительства ветростанции включает в себя транспортировку компонентов на место монтажа, монтаж компонентов, включая фундамент, трансформаторы, кабели и сооружение дорог и т.д.

Стоимость строительства зависит от типа ветротурбины, ее мощности, места размещения и других показателей. В таблице 3.1. показаны среднестатистические данные структуры стоимости строительства ветростанции мощностью 2 МВт для Европы [43].

Таблица 3.1. Структура стоимости строительства ветроустановок мощностью 2 МВт (по среднестатистическим данным по Европе, 2007 год)

Составляющие стоимости	Средняя стоимость, евро/кВт	Процент от общей стоимости, %	Процент от стоимости ветроустановки, %
Турбина, включая транспортировку	928,7	75,6	100
Фундамент	80	6,5	8,62
Электроаппараты	18	1,5	1,94
Подключение к сети	109	8,9	11,75
Системы управления	4	0,3	0,43
Консультации	15	1,2	1,62
Территория	48	3,9	5,17
Финансовое обеспечение	15	1,2	1,62
Дорога	11	0,9	1,18
Всего	1228,7	100	132,33

Источник: EWEA

В период эксплуатации ветростанции осуществляется производство электроэнергии, сервисное обслуживание и эксплуатация, замена некоторых компонентов.

После пуска ВЭС в эксплуатацию по опыту многих стран возврат первичной энергии (энергетическая окупаемость) начинается с 6-ти месяцев до 10, что подтверждается многочисленными расчетами для установок разной мощности.

Важным показателем ВЭС за период эксплуатации является ее воздействие на окружающую среду. Основными формами воздействия являются:

- воздействие на животный и растительный мир;
- помехи теле - и радиосвязи;
- изменение природного ландшафта;
- отчуждение земель.

По существующим в разных странах нормативам, ветроэнергетические станции сооружаются на землях, не пригодных для использования в

сельскохозяйственном секторе. Если же это земля плодородная, то она может использоваться между ветроустановками для выращивания овощей и кормов для животных или как пастбище для скота (рисунок 3.4.). Для одной ветроустановки требуется площадь примерно в 25 км^2 , расстояние между ними составляет 5-10 диаметров ветроколеса, что составляет 0,5 – 1 км.



Рисунок 3.4. Пастбище на территории ветропарков

Самое известное нарекание к ветроустановкам – гибель птиц. Однако, по данным [44,45], вероятность гибели птиц от столкновения с ВЭС составляет не более одной птицы за год на установку.

Окончанием жизненного цикла ветроэлектростанций считается ее демонтаж и утилизация (превращение в лом, переплавка и т.д.)

3.2.2. Расчет LCOE ветроэлектростанций

Расчет LCOE проводится в соответствии с общепринятой методикой оценки затрат при эксплуатации энергоустановок разных типов и мощности [46].

Для ветроэлектростанций нормированная стоимость равна отношению полной стоимости, включающей в себя расходы на сооружение и

эксплуатацию ветростанции к общему объему произведенной на ВЭС электроэнергии. Это показатель минимальной стоимости, по которой электроэнергия должна продаваться в течение всего жизненного цикла объекта. [47].

Расчет нормированной стоимости произведем по той же методике, что и для тепловых электростанций. Принимаем время работы ВЭС 30 лет. По аналогии с тепловой электростанцией принимаем, что ВЭС за это время произведет 75,6 млрд. кВт·ч (75600000 МВт·ч) электроэнергии [15].

Инвестиционные затраты на 1 кВт·ч произведенной энергии составят:

$$I_t = \frac{I}{W_{30}} = \frac{3411000}{75600000} = \$0,045$$

Постоянные операционные затраты для ВЭС составляют \$ 61 млн. в год.

При пересчете на 1 кВт·ч произведенной энергии и при годовой выработке электроэнергии 2520 млрд. кВт·ч, выровненные постоянные операционные затраты равны:

$$M_t = \frac{M}{W_r} = \frac{61}{2520} = \$0,024$$

Важной особенностью эксплуатации ветроэлектростанций является то, что для их работы не требуется топливо. Это обстоятельство значительно снижает величину нормированной стоимости электроэнергии.

Общие выровненные затраты на производство одного МВт-часа электроэнергии составляют:

$$З_B = \$0,045 + \$0,024 = \$0,069 \text{ или } 6,9 \text{ центов за кВт}\cdot\text{ч.}$$

С учетом курса доллара 63,67 (на май 2018 года), нормированная стоимость Мегаватт-часа произведенной энергии составит 4,39 руб/кВт·ч.

Результаты расчета выровненных затрат за 30-летний цикл для ветроэлектростанции той же мощности, что и тепловая электростанция, сведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Выровненные затраты (LCOE) для ВЭС

№	Показатель	Значение
1	Производство электроэнергии за 30 лет, МВт·ч	75600000
2	Инвестиционные затраты, всего, \$ млн.	3411
3	Выровненные инвестиционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,045
4	Выработка электроэнергии, МВт	2520000
5	Постоянные операционные затраты в год, \$ млн	61
6	Выровненные постоянные операционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,024
7	Переменные операционные затраты, 1 кВт·ч, \$	0,000
8	Выровненные затраты, всего на 1 кВт·ч, \$	0,069

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что нормированная стоимость мегаватт-часа энергии, произведенной на ветроэлектростанции имеет практически то же значение, что и для энергии, полученной на газовой тепловой электростанции, несмотря на то, что инвестиционные затраты при строительстве ВЭС во много превосходят аналогичные затраты на ТЭС.

Это объясняется тем, что переменные операционные затраты (топливная составляющая) для таких станций равна нулю, т.к. в качестве первичного источника служит ветер.

В отчете консалтинговой фирмы Lazard [48] на основе расчета LCOE было показано, что производство электроэнергии на ветроэлектростанциях стало дешевле (рисунок 3.5)

Как видно из рисунка, нормированная стоимость выработки 1 МВт·часа на ветроэлектростанциях с 2009 по 2015 год снизилась почти в 3 раза, с \$101-\$169 до \$32-\$72.

Проведенные в данной работе расчеты LCOE для ВЭС показали корреляцию с данными, представленными на рисунке.

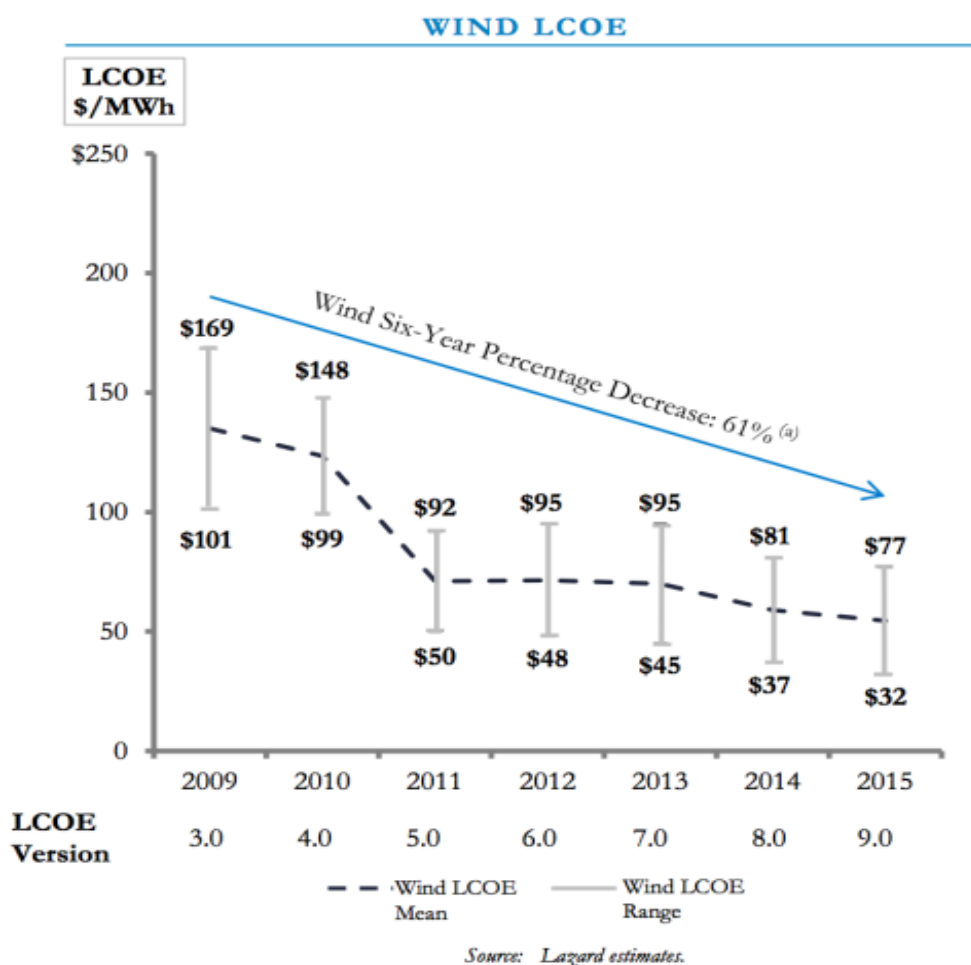


Рисунок 3.5. Динамика снижения нормированной стоимости Мегаватт-часа на ветроэлектростанциях [48]

3.2.3. Энергетическая эффективность ветроэлектростанций

Энергетическая эффективность ветроэлектростанций характеризуется периодом, в течение которого ВЭС будет производить такое количество энергии, которое было затрачено за весь жизненный цикл электростанции.

Расходы энергии включают в себя:

- расходы на сооружение ветростанции (производство материалов для изготовления самой ветроустановки, аппаратов, проводов, кабелей, приборов и трансформаторов в цепи до точки присоединения к энергосистеме);

- расходы на производство оборудования и транспортировку этих материалов на завод-изготовитель и далее, на место изготовления ветротурбины;

- расходы на транспорт ветроустановки от места изготовления до места монтажа;

- расходы на монтаж ветроэнергетической станции;

- расходы на собственные нужды ВЭС за весь срок эксплуатации.

Утилизация ВЭС тоже сопряжена с расходами электроэнергии. При этом надо учитывать, что часть использованных материалов (черные и цветные металлы) могут быть отправлены на переплавку и тогда часть расходов, потраченная на их производство, вычитается из баланса затраченной энергии.

Совокупное значение затраченной энергии называют связанной энергией $\mathcal{E}_{\text{св}}$ (кВт·ч) [49]. Отношение связанной энергии к среднегодовому производству энергии на ветроэнергетической станции $\mathcal{E}_{\text{пр}}$, (кВт·ч/год) определяет срок ее энергетической окупаемости $T_{\text{эн.ок}}$.

$$T_{\text{эн.ок}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{св}}}{\mathcal{E}_{\text{пр}}}, \text{ лет} \quad (3.2)$$

Среднегодовое производство электроэнергии на ВЭС зависит от места расположения ветростанции и ветровых характеристик этой местности. Этими характеристиками определяется коэффициент использования установленной мощности КИУМ.

В таблице 3.3. приведены примеры расчета энергетической окупаемости двух типов ветроустановок мегаваттного класса по мощности и КИУМ.

Таблица 3.3. Срок энергетической окупаемости ветроустановок
(без учета утилизации)

Тип ВЭУ	NORDEX	Vestas V82
Мощность, МВт	2	1,65
КИУМ	0,4	0,41
Срок службы, лет	25	20
Срок энергетической окупаемости, лет	0,76	0,6

Необходимо отметить, что за весь срок эксплуатации (25 лет) ветроустановка NORDEX вырабатывает энергии более, чем в 32 раза больше, чем затрачено за весь жизненный цикл. Для ВЭС с ветротурбинами Vestas V82 за 20 лет эксплуатации эта цифра составляет более 33.

Это примерные цифры по энергетической окупаемости, т.к., точное значение расходов энергии учесть очень сложно. Однако даже эти цифры говорят о конкурентных преимуществах ветровых электростанций по сравнению с тепловыми ЭС.

Выводы по главе 3

1. Возобновляемая энергетика в мире развивается высокими темпами, чему способствует ее энергетические и экологические показатели.
2. Для энергобезопасности страны необходима самообеспеченность энергетическими ресурсами. Россия, имеющая показатель самообеспеченности более единицы, для сохранения своей энергетической независимости должна активно использовать местные природные ресурсы.
3. Анализ LCOE показал тенденцию снижения нормированной стоимости произведенной энергии, которая по проведенным расчетам на сегодняшний день составляет \$0,069.
4. За период жизненного цикла ветроэлектростанциями вырабатывается в десятки раз больше энергии, чем было затрачено на их сооружение.

ГЛАВА 4. ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4.1. Оценка жизненного цикла солнечных энергоустановок

В общем объеме ВИЭ особую роль играет солнечная энергетика, на примере которой произведем оценку жизненного цикла.

Жизненный цикл существующих и вновь строящихся электростанций, в том числе и солнечных, определяется не только с точки зрения энергетики, но и экологии [50].

В настоящее время наблюдается тенденция интенсивного роста введения мощностей вновь строящихся солнечных электростанций. К примеру, в 2004 году их суммарная мощность составляла 1,4 ГВт, а уже через 6 лет, в 2010 году она возросла более, чем в 16 раз и составила 22,7 ГВт. В соответствие с прогнозами [51], такой рост сохранится, и к 2030 году достигнет 1480 ГВт установленной мощности, и 4600 ГВт – к 2050 году.

С учетом такой тенденции, необходимо и важно сделать оценку жизненного цикла как существующих, так и новых фотоэлектрических станций.

Межправительственная группа экспертов по изменению климата оценила выбросы основных парниковых газов (CO_2 , CH_4 , N_2O и др.) и пришла к выводу, что их повышенное содержание в атмосфере Земли приводит к повышению среднегодовой температуры планеты, что приводит к возникновению серьезных природных катаклизмов (тайфунов, засухи, затоплению территорий в результате увеличения количества осадков и др.). Однако оценить количественно эти выбросы достаточно сложно, т.к. они визуальны невидимы.

Одним из способов расчета и определения основных выбросов с целью принятия в дальнейшем мер по их снижению, является оценка жизненного цикла ФЭП [52].

При расчете жизненного цикла необходимо учитывать широкий спектр переменных, что усложняет получение точных и достоверных результатов.

Исследование и анализ исследуемого фактора состоит из следующих этапов (рисунок 4.1):

1. Определение цели и области обследования.
2. Анализ обследования.
3. Оценка воздействия на окружающую среду.
4. Интерпретация.
5. Выводы и рекомендации.



Рисунок 4.1. Этапы исследования жизненного цикла

Жизненный цикл солнечной электростанции регламентирован стандартами ISO 14040 и ISO14044 [53] и включает в себя период от разработки первичной энергии до момента выведения СЭС из эксплуатации и утилизации ее компонентов и оборудования (рисунок 4.2) [54].

Период разработки первичной энергии (этап добычи топлива) для солнечных электростанций не рассматривается, т.к., производство электрической энергии при преобразовании солнечной радиации на СЭС топливо не используется.

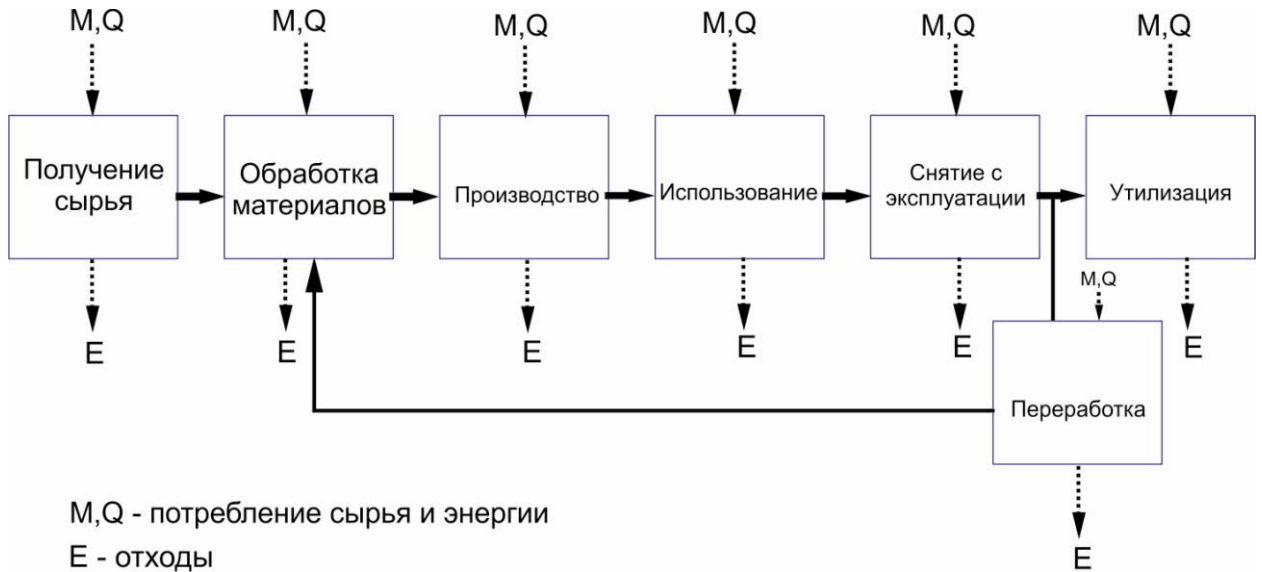


Рис.4.2. Структура жизненного цикла солнечных электростанций

Важным этапом жизненного цикла СЭС, который необходимо учитывать, является строительство заводов по переработке первичного сырья и производству солнечных модулей. Далее, в жизненный цикл включается рассмотрение вопросов подготовки территорий для размещения солнечных батарей, их транспортировку на эту территорию, монтаж модулей и вспомогательного оборудования, наладка производственного процесса и генерация энергии. Завершение жизненного цикла определяется этапом вывода СЭС из эксплуатации.

При использовании кремниевых технологий большое количество энергии тратится на очистку и переработку металлургического кремния (Si) до класса чистоты более 99,999999% (солнечная градация).

Тонкопленочные технологии производства солнечных модулей на основе CdTe, A-Si и CIGS, требуют меньших затрат энергии. Это объясняется тем, что толщина активной зоны преобразования солнечной энергии в солнечных элементах при этом примерно в 100 раз меньше, чем толщина такой же зоны в кремниевых солнечных элементах. Кроме того, необходимые для производства солнечных модулей такие металлы, как

кадмий или теллур получают в основном как сопутствующие продукты в процессах выплавки меди или других компонентов. [55].

Учет затрат энергии на первом этапе эксплуатируемых в настоящее время СЭС практически невозможно, поскольку большинство из них были введены в эксплуатацию при использовании ранних стадий технологий производства кремния.

Другим важным показателем эффективности работы фотоэлектрических станций, по которому сравниваются все технологии производства тепловой и электрической энергии, является интенсивность выбросов CO₂. Однако применительно к солнечным электростанциям этот показатель будет минимальным или несколько условным, т.к., производство электроэнергии на них не сопряжено с выбросами парниковых газов в атмосферу. В этом смысле использование фотоэлектрических станций для решения экологических вопросов будет наиболее оправданным и перспективным.

Для уже существующих СЭС длительность жизненного цикла оценить достаточно сложно. Как правило, для таких станций по данным МЭА (Международного энергетического агентства), длительность в среднем составляет 30 лет.

Таблица 4.1 Продолжительность жизненного цикла СЭС [56]

Фотоэлектрические солнечные модули	30 лет для отработанных технологий производства
Инверторы	15 лет для автономного использования и жилых зданий; 30 лет с 10%-ой заменой каждые 10 лет для крупных установок.
Солнечные батареи	30-60 лет для наземной установки на металлических опорах
Кабельные соединения	30 лет

С увеличением срока эксплуатации начинает снижаться эффективность работы фотоэлектрических элементов и примерно через 30 лет серьезно встанет вопрос их замены или утилизации. Такая проблема начнет серьезно сказываться уже после 2020 года, когда объем отходов от использования солнечных модулей составит порядка 132750 тонн. [58]. Это, прежде всего, будет наблюдаться в Германии, которая в предыдущие годы являлась лидером по введению мощностей солнечной энергетики. Для нее количество солнечных модулей, подлежащих утилизации, может составить более 42 тыс. тонн в год. Около 90% отходов от модулей составляет стекло, переработка остальных составляющих – кабелей и полупроводниковых материалов также требуют серьезных затрат.

На сегодняшний день не существует законодательных и регламентирующих документов по утилизации отходов производства солнечных модулей и электрооборудования. Поэтому требуется не только принятие срочных законодательных актов и регулирующих мероприятий по выведению из эксплуатации оборудования солнечной энергетики, но и создание дополнительных предприятий по утилизации таких элементов и оборудования.

Необходимо учитывать, что такие мероприятия создадут дополнительные выбросы парниковых газов в атмосферу и это факт еще предстоит оценить при определении жизненного цикла СЭС.

4.2. Расчет LCOE солнечных электростанций

Как было показано ранее, электростанции на возобновляемых источниках энергии имеют очевидное преимущество по показателю LCOE.

Для солнечной энергетики большое значение имеет географическая широта. Известно, что в пустыне инсоляция гораздо больше, а стоимость земли там несравнимо меньше и строить СЭС в тех районах выгоднее. Это обусловило стремительный рост строительства солнечных электростанций в

южных странах. В таких странах, как Китай, Индия, странах Африки и Ближнего Востока самые существенные инвестиции делаются в возобновляемую, и, в частности, в солнечную энергетику.

Расчет нормированной стоимости электроэнергии производится по формуле (2.2) главы 2.

Инвестиционные затраты на выработку можно получить по данным о выработке электроэнергии на солнечных электростанциях, введенных в эксплуатацию на территории Российской Федерации (таблица 4.2). Как видно из таблицы, они составляют в среднем 2,5 руб/кВт·ч.

Таблица 4.2. Инвестиционные затраты на производство 1 кВт·ч электроэнергии солнечными электростанциями

СЭС, регион	Объем инвестиций, млн. руб.	Годовая выработка электроэнергии МВт·ч.	Выработка электроэнергии за 30 лет, МВт·ч.	Инвестиционные затраты на 1 кВт·ч, руб.
Кош-Агачская, Республика Алтай	500	7500	225 000	2,2
Бугульчанская, Башкирия	500	7500	225 000	2,2
Орская, Оренбургская обл.	3000	36667	1 100 010	2,7
Абаканская, Хакасия	600	7500	225 000	2,7

Операционные затраты также можно определить по опыту эксплуатации европейских и американских СЭС. Для солнечных станций мощностью от 5 МВт они составляют от 21 до более 80 евро/кВт, при средних значениях 40–70 евро/кВт в год; для солнечных станций мощностью от 100 кВт — 60–90 евро/кВт [59].

Операционные затраты включают в себя затраты на оплату труда, на техническое обслуживание и ремонт оборудования.

Важным преимуществом объектов возобновляемой энергетики является то, что в процессе производства электроэнергии они не используют топливо, т.е., составляющая F_t равна нулю, что, несомненно, сказывается на LCOE вырабатываемой энергии.

Показатель нормированной стоимости энергии дает представление об общих экономических параметрах на определенном, достаточно продолжительном интервале времени. По данным Международной ассоциации возобновляемой энергетики [60], средние мировые величины выровненных затрат варьируются в очень широком диапазоне и для солнечных электростанций составляют:

- средние затраты: 131 \$/МВт·ч;
- минимальные 53\$/МВт·ч;
- максимальные 279 \$/МВт·ч.

Эти данные коррелируются с расчетом LCOE (рисунок 4.3) по данным эксплуатируемых электростанций с 2009 по 2015 год, которые были представлены в отчете Консалтинговой фирмы Lazard за десятилетний период [48].

Произведем расчет LCOE по аналогии с ТЭС и ВЭС для той же мощности солнечной электростанции за период 30 лет. Принимаем, что за это время СЭС произведет электроэнергии 75,6 млрд. кВт·ч (75600000 МВт·ч) [15]:

Инвестиционные затраты на 1 кВт·ч произведенной энергии составят:

$$I_t = \frac{I}{W_{30}} = \frac{8356000}{75600000} = \$0,11$$

Постоянные операционные затраты для СЭС составляют \$ 53 млн. в год.

При пересчете на 1 кВт·ч произведенной энергии и при годовой выработке электроэнергии 2520 млрд. кВт·ч, выровненные постоянные операционные затраты равны:

$$M_t = \frac{M}{W_T} = \frac{53}{2520} = \$0,021$$

Важной особенностью эксплуатации солнечных электростанций является то, что для их работы не требуется топливо. Это обстоятельство значительно снижает величину нормированной стоимости электроэнергии.

Общие выровненные затраты на производство одного МВт-часа электроэнергии составляют:

$$Z_B = \$0,11 + \$0,021 = \$0,13 \text{ или } 13 \text{ центов за кВт}\cdot\text{ч.}$$

С учетом курса доллара 63,67 (на май 2018 года), нормированная стоимость Мегаватт-часа произведенной энергии составит 8,34 руб/кВт·ч.

Результаты расчета выровненных затрат за 30-летний цикл для солнечной электростанции той же мощности, что и ТЭС, сведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3. Выравненные затраты (LCOE) для СЭС

№	Показатель	Значение
1	Производство электроэнергии за 30 лет, МВт·ч	75600000
2	Инвестиционные затраты, всего, \$ млн	8356
3	Выровненные инвестиционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,11
4	Выработка электроэнергии, МВт	2520000
5	Постоянные операционные затраты в год, \$ млн	53
6	Выровненные постоянные операционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,021
7	Переменные операционные затраты, 1 кВт·ч, \$	0,000
8	Выровненные затраты, всего на 1 кВт·ч, \$	0,13

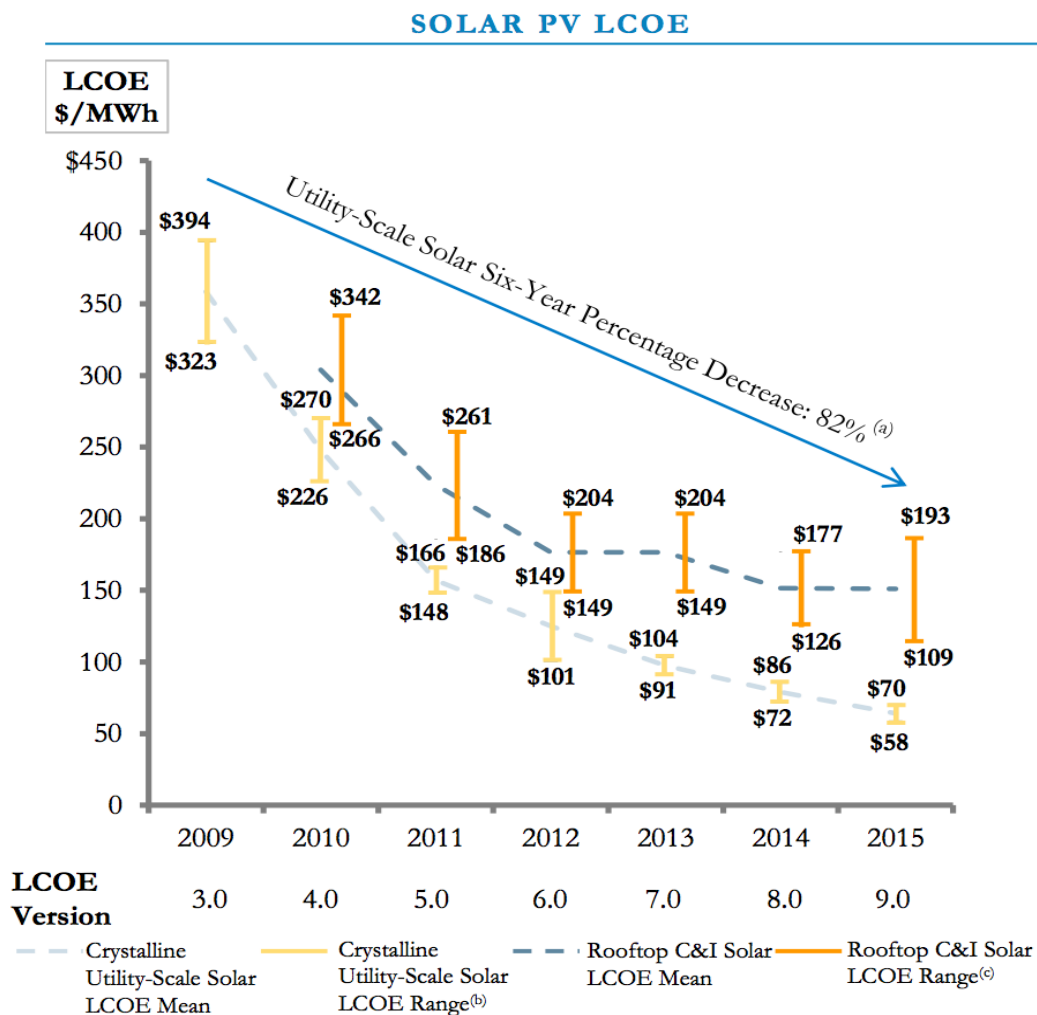


Рисунок 4.3. Себестоимость производства электроэнергии на солнечных электростанциях

На рисунке представлена себестоимость производства электроэнергии на солнечных электростанциях с учётом всех затрат (строительство электростанции, содержание зданий и сооружений, топлива) в течение всего жизненного цикла СЭС.

Как видно из рисунка, за шесть лет эксплуатации СЭС в мире себестоимость произведенного мегаватт-часа электроэнергии сократилась почти на 82%, до 58 \$/МВт·ч. Эти расчеты подтверждаются и анализом

лаборатории Беркли (Калифорния, США) по стоимости электроэнергии, производимой за счет солнечных ЭС. При этом в некоторых странах Европы эта тенденция наблюдается даже без государственного субсидирования объектов возобновляемой энергетики.

Проведенные данные показывают, что если тенденции снижения себестоимости сохранятся, то скоро экономически выгодно будет строить солнечные электростанции даже вместо наиболее дешевых газотурбинных электростанций. Кроме того, строить новые СЭС может быть более выгодно, чем продолжать использовать существующие атомные или тепловые электростанции.

Расчет LCOE солнечной электростанции с использованием программы U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL) calculator's. [61] был проведен для следующих исходных данных:

- срок жизни проекта - 20 лет;
- ставка дисконтирования - 6%;
- коэффициент использования мощности - 35%;
- капитальные затраты - \$1500/кВт;
- постоянные затраты - \$ 45/кВт/год;
- переменные затраты – 0;
- коэффициент использования топлива – ноль;
- стоимость топлива - ноль.

Данные о расходах на эксплуатацию приведены в Отчете о расходах NREL 2012. Учетная ставка - это текущее среднее значение для проектов по возобновляемым источникам энергии в Европе и Северной Америке.

Значение LCOE для солнечной электростанции составило \$ 57/МВт·ч.

Это также подтверждает представленные на рисунке 4.3. данные по сниженному значению себестоимости мегаватт-часа на СЭС. [62]

4.3. Энергетическая эффективность солнечных электростанций

Широкому внедрению объектов возобновляемой энергетики на сегодняшний день препятствует, в большей мере, неоднозначное отношение к ним со стороны крупных генерирующих компаний и не информированность в этом вопросе большей части населения.

В связи с этим возникает необходимость обоснования использования возобновляемых источников и, в частности, солнечной радиации в процессах производства электрической и тепловой энергии. При обосновании необходимо учитывать и рассматривать все составляющие эффективности внедрения солнечных электростанций (СЭС), среди которых энергетическая и социально-экологическая эффективность. [63]

Энергетическая эффективность для СЭС определяется сроком окупаемости станции, в который входит учет расхода энергии на геодезию местности, производство материалов для солнечных элементов, оборудования станции, транспортировку, монтаж, утилизацию отработанных элементов и затраты на собственные нужды. За весь жизненный цикл солнечной электростанции количество электроэнергии, выработанной на ней, в десятки раз превышает количество энергии, затраченной на ее создание и эксплуатацию.

Этот показатель энергоэффективности солнечных электростанций достаточно высок по сравнению с атомными и тепловыми электростанциями, на которых в течение всего срока службы происходит постоянное потребление энергетических ресурсов для производства электрической энергии.

Если сравнивать солнечные электростанции с тепловыми, работающими на угле и газе, с экологической стороны, то очевидно, что выбросы парниковых газов от работающих ТЭС значительно превышают аналогичные выбросы от СЭС.

В таблице 4.4. показаны значения эмиссии основных загрязняющих веществ в атмосферу от СЭС и традиционных тепловых электростанций по полному циклу производства электроэнергии, г/кВт·ч. [64].

Таблица 4.4 . Эмиссия основных загрязняющих веществ в атмосферу

Выбросы	ЭС на угле	ЭС на природном газе	СЭС
CO ₂	1026	402	26-38
CH ₄	1,2	0,2	0,13-0,27
N ₂ O	1,8	0,3	0,06-0,13

Анализ полученных данных об эмиссии парниковых газов на тепловых электростанциях России и США показал, что эмиссия вредных выбросов от фотоэлектрических станций от 35 до 100 раз меньше, чем от угольных [65].

Таким образом, в экологическом отношении СЭС в процессах преобразования солнечной радиации в электрическую энергию, являются наиболее чистыми. Однако при производстве самих солнечных модулей, их хранении и утилизации существуют проблемы, наиболее серьезной из которых как для человека, так и окружающей среды является процесс получения кремниевых солнечных элементов. Разведывание и добыча кремнезема, содержащего высокий процент сырья солнечной градации, также является недостатком этапа производства солнечных модулей.

Принято считать, что введение новых энергетических мощностей требует использования большего количества земельных площадей. Расчеты показывают, что если всю мировую энергетику перевести на использование солнца, то потребуется около 0,9 млн. квадратных километров, что будет составлять лишь 2% от всех земель, используемых в сельском хозяйстве (51 млн. км²) [57]. Расчет проведен для модулей с коэффициентом использования солнечной энергии 10%. Учитывая стремительный рост

технологий производства высокоэффективных модулей, в ближайшем будущем эта цифра может значительно уменьшиться.

Известно, что самое интенсивное солнечное излучение приходится на южные районы земли, которые не используются в активном сельскохозяйственном обороте, строительство СЭС в них будет технически и экономически оправдано.

Из опыта эксплуатации башенных и фотоэлектрических станций известно, что в местах их использования происходит значительное изменение климата, почвы, растительного покрова местности. Из-за разности температур поверхности почвы (затенение с одной стороны и нагрев с другой) меняется направление и скорость местных ветров.

Но если рассматривать в целом, отрицательное влияние солнечных электростанций и оборудования на человека и окружающую среду значительно меньше, чем у традиционных ТЭС, АЭС и ГЭС.

Несмотря на существующие экологические проблемы, использование солнечных электростанций имеет высокий социально значимый эффект, заключающийся в том, что снижение вредных выбросов на СЭС положительно сказывается на здоровье населения.

На станциях повышаются условия труда и уровня жизни за счет современных технологий и социально-бытовых условий проживания населения и развития местной инфраструктуры.

При проектировании, строительстве и эксплуатации СЭС создаются дополнительные рабочие места для населения. Например, в Китае, количество человек, занятых непосредственно в возобновляемой энергетике, составляет чуть более одного миллиона, а в мире – около 4 миллионов.

Таким образом, солнечная энергетика, как стремительно развивающаяся отрасль, имеет все предпосылки для того, чтобы занять свое достойное место в общей системе генерирования электрической энергии.

4.4. Исследование солнечного потенциала Челябинской области

Для определения возможности строительства солнечных электростанций на территории Челябинской области необходимо изучить потенциал поступления солнечной энергии. Такая работа была проведена для западной части области – Саткинского района.

Этот район выбран для исследования не случайно. Город Сатка, решением Министерства строительства Российской Федерации включен в список «Умных городов» России [66]

«Умность» города предполагает, прежде всего, использование экологически чистой возобновляемой энергетики. В связи с этим, строительство СЭС на территории Саткинского района является достаточно перспективным.

Кроме того, в 2017 году город Сатка, как административный центр района, вошёл в число моногородов РФ, которым выделили средства для развития в разных сферах производства, образования, культуры, инфраструктуры и др. Данная программа финансирования позволяет улучшить уровень жизни населения, в том числе и за счет использования чистых источников энергии. Предполагается, что это приведет к улучшению экологической обстановки и к увеличению популяризации муниципального района, и без того развитого в туристической сфере [67].

Одним из наиболее интересных объектов, который привлекает туристов, является первая для нашей страны гидроэлектростанция, которая располагается. На территории Саткинского муниципального района (СМР) находится Порожская ГЭС, - достопримечательность, расположенная на порогах реки Большая Сатка, которая в 1996 году приобрела статус памятника истории. Эта старейшая в России ГЭС, которая была создана в 1908 году. Но, несмотря на это, она до сих пор является действующей и обеспечивает местное население электричеством [68]. Гидроэлектростанция

относится к объектам малой гидроэнергетики, использующим потенциал небольшой реки.

Саткинский район был образован 4 ноября 1926 года, его площадь составляет 2412,07 кв. км. Население, по данным на 01.10.2018 года, - 79 890 человек.

Район расположен на северо-западе Челябинской области. Протяженность района с севера на юг – 60 км, с запада на восток – 45 км. С севера Саткинский район граничит с Кусинским районом, с юга – с Катав-Ивановским районом, на востоке – с городом Златоуст и на западе – с Республикой Башкортостан [69].

Его координаты: 54,962° северной широты и 58,955° восточной долготы.

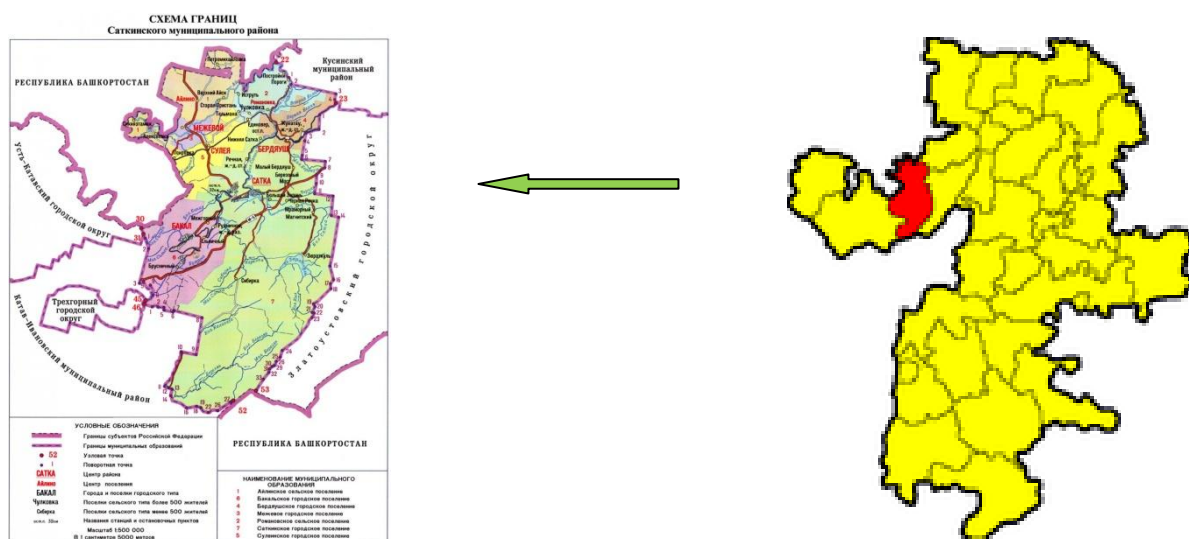


Рисунок 4.4. Схема границ Саткинского муниципального района и его расположение на карте Челябинской области.

Климат Саткинского района сурово континентальный, зафиксированная максимальная температура составляла 36°C, минимальная – 56°C, т.е., образом, амплитуда температур равна 92°C. Июль является самым теплым месяцем года, январь - самым холодным.

Эти климатические данные являются предпосылкой для определения энергетического потенциала местных природных источников энергии.

Исходя из географического положения района, основной поток солнечной радиации поступает в весенне-осенние и летние и месяцы. По данным Челябинской метеостанции порядка 76% солнечной энергии приходится на месяцы с апреля по сентябрь и 24% на декабрь - март. Существует корреляция между суммарной годовой солнечной энергией и количеством полученной при этом теплоты. Это количество оценивается через сумму годовых положительных температур. Для территории СМР средние значения сумм положительных температур ($t > 0$) за последние годы наблюдений составляет 3145°C.

Солнечная энергия может быть использована для целей теплоснабжения и получения электрической энергии. И в том и другом случае необходимо знать валовый и технический потенциал солнечной энергии, на основе которых можно просчитать экономический потенциал и определить целесообразность использования солнечной энергии для получения тепловой и электрической энергии для энергоснабжения объектов на территории Саткинского района.

Валовый (теоретический) потенциал солнечной энергии представляет собой годовой объем энергии, содержащейся в данном источнике при полном ее превращении в полезно используемую энергию.

Для определения количества поступающей солнечной радиации использовались данные Атласа ветрового и солнечного климата России, а также данные исследований ЮУрГУ. Значение суммарной солнечной радиации в течение года, поступающей на горизонтально ориентированную поверхность для широты 54,962° составляет от 1050 до 1100 кВт·ч /м² для всей территории Саткинского района, общая площадь которого составляет 2 412 км².

Валовый потенциал солнечной энергии определяется по формуле:

$$W_B = E \cdot S = 1576,1 \cdot 2412 \cdot 10^6 = 3806 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{год} \quad (4.1)$$

где S – площадь территории СМР, E - суммарное годовое поступление солнечной радиации, кВтч/ (m^2 год) [70].

Значение E получено при суммировании месячных значений солнечной радиации для площадки, расположенной под углом к горизонту, равным географической широте местности, т.е., 55^0 . Эти значения представлены в таблице 4.5. [71].

Таблица 4.5. Поступление солнечной радиации на территорию Саткинского района в течение года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$E, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$	114,6	116,3	150,6	129,1	128,2	137,6	145,2	147,5	154,3	147,8	97,9	107,9
Итого за год $E=1576,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/(\text{м}^2/\text{год})$												

Технический потенциал определяется как часть валового, преобразование которого в полезную энергию может быть реализовано при современном уровне развития техники и оборудования и соблюдении требований по охране окружающей среды.

Рассмотрим значение технического потенциала для производства электрической энергии.

Важным параметром при определении технического потенциала является площадь территории (S_T), на которой теоретически могли бы быть размещены солнечные энергоустановки. Эта площадь определяется общей площадью района за вычетом площадей, занятых под сельскохозяйственные угодья, производственные предприятия, города, поселки, лесные насаждения и т.д.

Общая площадь СМР составляет 241207 га, из них 1674 га. приходится на застроенную территорию. Сельскохозяйственные угодья и лесные площади составляют соответственно 36682 га и 179082 га.

Таким образом, теоретически площадь, на которой могут размещаться солнечные энергоустановки, составляет 23769 га или 237,7 км²

Для преобразования солнечной энергии в электрическую служат фотоэлектрические преобразователи (солнечные модули). Примем к рассмотрению солнечные модули на основе поликристаллического кремния с КПД преобразования 15%.

Технический потенциал определяется по валовому потенциалу с учетом КПД и доли площади, занимаемой солнечными установками. Рабочая (воспринимающая) площадь солнечных энергоустановок с учетом коэффициента заполнения фотоэлектрических модулей принимается равной 0,1 % от площади, однородной по уровню солнечной радиации для рассматриваемого региона, т.е., примерно 2,4 км².

Технический потенциал рассчитывается как произведение валового потенциала солнечной энергии местности на площадь, занимаемую фотоэлементами, и на их КПД:

$$W_T = W_B \cdot S_T \cdot \eta = 3806 \cdot 10^9 \cdot 0,1 \cdot 0,15 = 57,1 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{год} \quad (4.2)$$

В тоннах условного топлива (т.у.т) это будет:

$$57,1 \cdot 10^9 \cdot 0,34 = 19,4 \cdot 10^9 \text{ т.у.т.}$$

Исходя из опыта эксплуатации, площадь, занимаемая солнечными фотоэлектрическими установками, может быть не более 0,1%, т.е., солнечную электростанцию из солнечных батарей можно разместить на территории, не более, чем на 2,4 км². Из опыта эксплуатации СЭС на такой площади можно разместить электростанцию мощностью более 31 МВт.

Экономический потенциал – это часть технического потенциала, при преобразовании которой в полезно используемую энергию экономически оправдано и целесообразно при существующем уровне цен на ископаемое

сырье, электрическую и тепловую энергию, на оборудование и материалы, транспорт, оплату труда и т.д.

Экономический потенциал солнечной энергетики для рассматриваемого района принимается равным 0,05% от всего годового потребления электрической энергии (по данным Росстата) и, как правило, не превышает 2% от технического потенциала с переводом его в тонны условного топлива [72].

Для СМР величина экономического потенциала составляет $1,14 \cdot 10^9$ кВт·ч/год, т.е., более одного миллиарда.

Так как территория, на которой возможна установка СЭС равно $2,4 \text{ км}^2$, можно найти количество солнечных модулей для этой площади. Во внимание берем солнечные модули из монокристаллического кремния ФСМ-190 со следующими характеристиками: мощностью 190 Вт на напряжение 24В постоянного тока, габариты 1586x806x35. То есть площадь одного составляет $1,27 \text{ м}^2$. Для обеспечения всей территории потребуется около 1890 солнечных модулей. На март 2018 года стоимость одного двухстороннего модуля этой модели составляет 27 тыс. рублей. На размещение всех установок потребуется 51 млн. рублей. [73].

Чтобы предположить, какой мощности СЭС целесообразно строить на рассматриваемой территории, сравним ее с действующими станциями, основанные на преобразовании солнечной энергии в электрическую, и расположенные примерно на той же широте, что и Саткинский район. Таковыми являются Бурибаевская и Кош-Агачская СЭС, эксплуатируемые, соответственно в районе Башкортостана и Алтайской области. У обеих станций установленная мощность приближена к 10 МВт. Конечно, количество солнечных модулей, установленных на территориях СЭС различны, и при этом стоит отметить, что солнечные модули отличаются и по моделям, а, следовательно, и по характеристикам. Но так как вырабатываемая мощность и той, и другой электростанции одинаковы,

можно сделать вывод, что и мощность солнечной электростанции в Саткинском районе будет соответствовать этим данным.

Следовательно, строительство СЭС в данной местности является целесообразным.

4.5. Срок окупаемости солнечных фотоэлектрических систем

Срок окупаемости солнечных фотоэлектрических систем (ФЭС), является одним из основных параметров, характеризующих эффективность их использования.

Срок окупаемости фотоэлектростанций определяется интенсивностью солнечной радиации на конкретной территории, видом используемого оборудования, типом солнечных модулей, коэффициентом преобразования солнечной энергии в электрическую, периодом службы гелиостанции, местом ее эксплуатации и др.

Далее рассмотрен примерный срок окупаемости солнечной электростанции, которая предполагается к установке в Саткинском районе Челябинской области.

Интенсивность солнечного излучения для территории Челябинской области составляет от $1050 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ на севере и $1250 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ на юге. (рисунок 4.5).

Среднемесячная вероятность продолжительности солнечного сияния равна $0,4 - 0,6$. [74].

В работе солнечных электростанций используется принцип преобразования энергии фотонов в электрическую энергию с помощью кремниевых фотоэлектрических систем. Солнечный элемент, являющийся основным в системе, обычно состоит из двух или более слоев полупроводниковых материалов с добавлением специальных примесей.

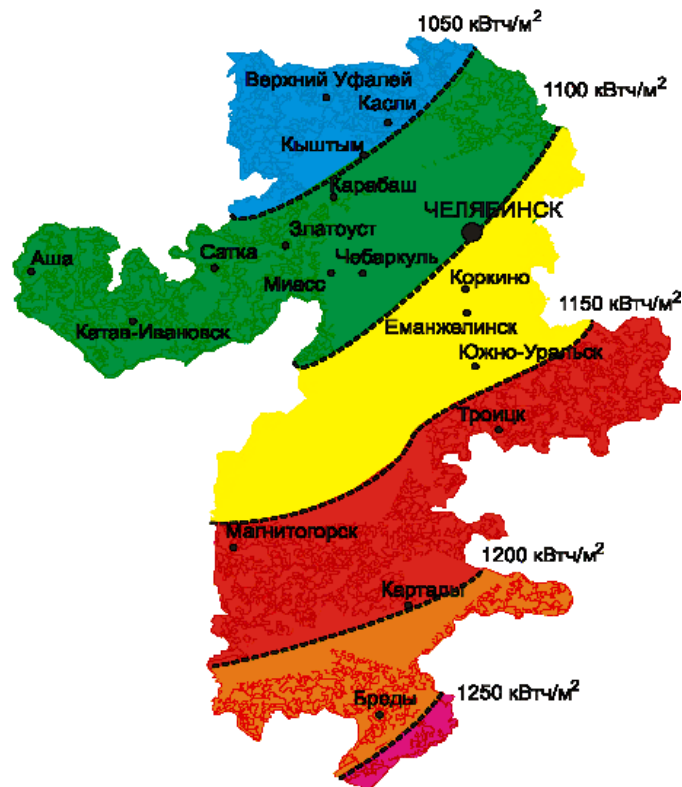


Рисунок 4.5. Зоны Челябинской области по поступлению солнечной радиации

Характеристики материалов элементов подбираются так, чтобы на переходе двух слоев (*p-n*-переход) создавалось постоянное электрическое поле. При облучении поверхности солнечного элемента фотонами, в полупроводниковых слоях возбуждаются электроны. Часть электронов преодолевают *p-n*- переход и далее перемещаются к проводящим контактам ячейки солнечного элемента. Если к контакту присоединить нагрузку, по ней потечет электрический ток.

Мощность солнечного элемента пропорциональна количеству солнечных фотонов, падающих на ячейку.

Коэффициент использования энергии солнца в солнечных элементах определяется видом полупроводникового материала, количеством слоев и наличием примеси в них. Обычно для генерирования электрической энергии используется поликристаллический кремний с КПД 7% ... 18%. Для монокристаллических солнечных модулей он выше, но стоимость таких

модулей при этом значительно возрастает. От величины КПД в значительной степени зависит эффективность использования солнечных электростанций, поэтому разработчики много усилий прикладывают именно к повышению КПД устройств. Пока рекордное значение КПД, равное 40% было получено только в лабораторных условиях [75].

В реальных же условиях это получить сложно, однако при стремительно развивающихся солнечных технологиях это может быть достигнуто уже в ближайшее время.

Мощность солнечной электростанции $P_{\text{ФЭС}}$ при КПД $\eta_{\text{ФЭ}} = 14\%$ на кремниевых фотоэлементах определяется по выражению:

$$P_{\text{ФЭС}} = E_{\Gamma} \cdot n \cdot F_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{ФЭ}}, \text{ Вт.} \quad (4.3)$$

где E_{Γ} - максимальная облученность солнечных модулей фотонами; n - количество модулей в составе солнечной батареи; F_{Γ} - активная площадь поверхности модулей.

Для солнечной батареи ФЭС, состоящей из $n=260$ модулей, расположенной на площади $F_{\Gamma}=64 \text{ м}^2$ и максимальной облученности солнечных модулей $E_{\Gamma}=550 \text{ Вт/м}^2$, мощность фотоэлектрической станции составит 1,28 МВт.

Если значение КПД принято равным $\eta_{\text{ФЭ}}=40\%$, значение мощности увеличится до 3,66 МВт. Это значение мощности уже будет сравнимо с мощностью башенных солнечных электростанций с системой гелиостатов и паротурбинной установкой для выработки электроэнергии.

Опыт эксплуатации фотоэлектрических солнечных систем в других странах показывает, срок их службы, как правило, не превышает 20 лет. За этот период система вырабатывает такое же количество энергии, которое было затрачено на ее сооружение.

Срок службы солнечных модулей значительно зависит от старения солнечных модулей и их деградации. Например, для кремниевых модулей ухудшение их работы наблюдается на 0,5% в течение года. Это является серьезной проблемой для солнечной энергетики, над которой работают многие исследователи. Целью таких исследований является разработка модулей, имеющих в конце срока эксплуатации до 80% своей первоначальной эффективности.

Срок энергетической окупаемости СЭС, определяется по формуле:

$$T_{\text{ЭН.ОК}} = \frac{\text{Э}_{\text{СВ}}}{\text{Э}_{\text{ПР}}}, \text{ лет} \quad (4.4)$$

Он определяется интенсивностью солнечного излучения в рассматриваемом регионе, мощности энергоустановок, капитальных затрат и тарифов на электроэнергию.

Солнечные электростанции рекомендуется строить в местах, удаленных от источников централизованного электроснабжения.

Для различных объектов возобновляемой энергетики этот срок будет разный. Например, для фотоэнергетической станции мощностью 62 МВт с максимальным КПД солнечных модулей 16%, энергетическая окупаемость составляет около 6-ти лет. Это значение получено для условий Испании и Португалии со среднегодовым приходом солнечной радиации 1900 кВт·ч/м² в год.

Для местности с приходом солнечной энергии 1700 кВт·ч/м² в год в зависимости от вида солнечного модуля (монокристаллический, поликристаллический или аморфный) срок энергетической окупаемости составляет соответственно от 2,2 до 0,75 лет (таблица 4.6). [76,77,78].

Таблица 4.6. Срок энергетической окупаемости СЭС для стран Южной Европы с приходом солнечной радиации 1700 кВт·ч/м² в год

Материал СЭ	Моно-кристалличес	Поли-кристалличес-	Аморфный кремний	Теллур кадмия
-------------	-------------------	--------------------	------------------	---------------

	кий кремний	кий кремний		
КПД солнечных элементов, %	14	13,2	12	10,9
Срок окупаемости, лет	2,2	2	1,7	0,75

Основной составляющей связанной энергии в данном случае является технологический процесс производства кремния солнечной градации и самих солнечных элементов.

Таким образом, проведенные теоретические исследования показали, что энергетический срок окупаемости, как наиболее важный параметр эффективности внедрения солнечных энергоустановок, имеет тенденции к снижению, что позволит СЭС занять свое достойное место в энергетической системе производства энергии.

Выводы по главе 4

1. За период жизненного цикла солнечных электростанций большую часть затрат составляет производство солнечных модулей.
2. Солнечные электростанции по уровню выбросов парниковых газов являются самыми экологичными среди рассматриваемых типов электростанций.
3. Анализ валового, технического и экономического потенциала солнечной энергетики Челябинской области показал, что на территории возможно размещение солнечных электростанций мощностью до 10 МВт.
4. Срок энергетической окупаемости СЭС зависит от материала солнечных модулей и составляет от 0,75 до 2,2 лет

ГЛАВА 5. СРАВНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ ПО ОСНОВНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

5.1. Экологические аспекты использования традиционных и возобновляемых источников энергии

Экологические проблемы использования основных типов электростанций были рассмотрены в главах 2, 3 и 4 и являются очевидными. Для того, чтобы оценить энергетические станции на возобновляемых источниках энергии, необходимо также рассмотреть их с позиций экологии.

На первый взгляд, такие установки не наносят существенного влияния на окружающую среду из-за минимальных выбросов парниковых газов в атмосферу. Но существуют и другие критерии, по которым это можно оценить (воздействие на животный и растительный мир, на человека, влияние на водные и земельные ресурсы и др.).

5.1.1. Экологические вопросы использования ветроустановок

Для объектов ветроэнергетики воздействие на животный мир выражается в возможной гибели птиц при непосредственном столкновении их с ветротурбиной. Исследователи группы NWCC (National Wind Coordinating Committee) [79] установили, что на каждый мегаватт установленной мощности ВЭУ в год погибает более 11-ти птиц и более 43-х летучих мышей. Однако, для видовой популяции это не представляет серьезной опасности. Другой стороной использования ВЭУ является тот факт, что при работе изменяется природный поток воздушных масс, что приводит к разрушению среды обитания животных, птиц и насекомых.

Специальные мероприятия (оптимальный выбор места расположения ветроустановки, отключение ВЭУ на период миграции птиц или снижения скоростей ветра) могут значительно снизить случаи смертности птиц.

Установки морского базирования, по сравнению с наземными, обладают меньшими показателями по травмированию и гибели птиц, но могут привести к снижению популяции рыбы и других морских обитателей.

Ветроустановки являются источниками шума, инфра- и ультразвука, что может вызывать негативное влияние на самочувствие и здоровье человека. В социальном плане такое влияние может выражаться в нарушении естественного природного ландшафта, появлении эффекта мерцания при вращении лопастей и др., имеют место случаи падения ветроустановки или травмирование людей при обслуживании или ремонтных работах. Однако при правильном расположении ветроустановок, соблюдении правил эксплуатации и производственной дисциплины, негативное воздействие ВЭУ на людей может быть сведено до минимума [80].

Ветроэнергетические установки и ветропарки могут быть как наземного (оншорные), так и морского (оффшорные) базирования. При расположении на земной территории задействуется участок суши площадью, равной 5-10 диаметрам ветроколеса ВЭУ при расположении кабеля и коммуникаций под землей. Из расчета на один мегаватт проектной мощности ВЭУ общая площадь земельного участка составляет обычно от 12 до 57 га. При этом не вся территория задействована для работы ВЭУ, часть ее может использоваться для пастбищ или каких-либо хозяйственных нужд.

ВЭУ морского базирования обычно занимают большую площадь, т.к. обычно имеют большую площадь и, соответственно, габариты, а также кабели, проложенные по дну моря. Их негативное влияние может сказываться на рыболовстве, туризме, добыче морского песка и гравия, а также создавать помехи судоходству.

Воздействие ветроэнергетики на водные ресурсы также незначительно. Производство электроэнергии на ВЭУ не требует затрат воды, как это происходит на ТЭС, она нужна только при строительстве фундамента ветротурбины и при производстве некоторых комплектующих. Все это

учитывается при расчете жизненного цикла ВЭС, который показывает, что объем выбросов CO₂ составляет 10-20 грамм на каждый киловатт-час произведенной электроэнергии [81].

5.1.2 Экологические вопросы использования солнечных энергоустановок

Степень влияния солнечной энергетики на окружающую среду в значительной степени зависит от мощности солнечных установок и их конструкции. Крупными гелиоэнергетическими установками являются солнечные коллекторы (для получения тепловой энергии), фотоэлектрические станции (для получения электрической энергии) и солнечные концентраторы для повышения эффективности использования солнечных лучей.

Сами генерирующие солнечные установки практически не оказывают какого-то серьезного влияния на животный и растительный мир. Крупные солнечные электростанции, как правило, строятся в необитаемых животными местах, например, в пустыне. Однако при производстве кремниевых элементов используются вредные и токсичные вещества (соляная и серная кислота, ацетон, фтористый водород и др.), которые требуют строгого соблюдения правил безопасности.

Площадь, занимаемая солнечными энергоустановками, зависит от их типа и мощности. Устройства малой мощности позволяют располагать их на крышах зданий или интегрировать в конструкции и элементы зданий. Промышленное производство электроэнергии на крупных СЭС требует использование больших площадей и составляет обычно для фотоэнергетических станций 1,5-4,0 га на мегаватт, для тепловых ЭС с солнечными концентраторами – 1,5 – 6,0 га на мегаватт. Но и в этом случае воздействие на человека, флору и фауну будет незначительным, т.к., СЭС располагается на территориях, не используемых для нужд сельского хозяйства, на полигонах ТБО, вдоль инфраструктурных объектов и т.д.

Вода в процессе эксплуатации СЭС используется в процессе производства солнечных элементов и при очистке солнечных модулей от загрязнения. В некоторых конструкциях солнечных коллекторов предусмотрено использование воды в качестве теплоносителя и может достигать до 2,5 тыс. литров на мегаватт-час [82].

Объемы выбросов CO₂ для фотоэлектростанций составляет 36-80 грамм на киловатт-час произведенной энергии, для тепловых ЭС с концентраторами – 30-90 г/кВт·ч.

В таблицах 5.1-5.3 представлены обобщенные данные по использованию земель, воды и выбросам CO₂ на электростанциях различного типа.

Таблица 5.1. Сравнение площадей, занимаемых электростанциями [83]

№	Вид первичного источника	Среднее значение занимаемой площади, (м ² /МВт/год)	Диапазон значений занимаемой площади (м ² /МВт/год)
1	Уголь	2400	310-8300
2	Природный газ	1500	220-2700
3	Гидроэнергетика	265000	325-1200000
4	Ядерная энергия	630	200 - 12000
5	Жидкое топливо	870	150-8300
6	Солнечная энергия	100000	80000-130000
7	Ветроэнергетика	1700000	Нет данных

В таблице 5.2. представлены данные по использованию воды на энергетических станциях различных типов при производстве энергии

Таблица 5.2. Расход воды при производстве 1 МВт·ч электроэнергии на различных электростанциях [84]

№	Вид электростанции	Расход воды, л/МВт·ч
---	--------------------	----------------------

1	Ветроэнергетическая установка	0-4
2	Фотоэлектрическая солнечная установка	0-122
3	Тепловая СЭС с концентратором	16-3900
4	Геотермальная электростанция	0-19000
5	Атомная электростанция	370-2700
6	ТЭС на биотопливе	130-3600
7	Угольная ТЭС	15-4000
8	Газовая ТЭС	0-4300

Под расходом понимается забор воды из какого-либо источника и ее дальнейшее использование путем испарения, охлаждения и т.д.

Наиболее важным экологическим показателем для всех энергетических предприятий, в том числе и для электростанций на возобновляемых источниках энергии, является количество выбросов CO₂.

По данным отчета [85,86] уровни выбросов парниковых газов для различных видов генерации составляют (рисунок 5.1).

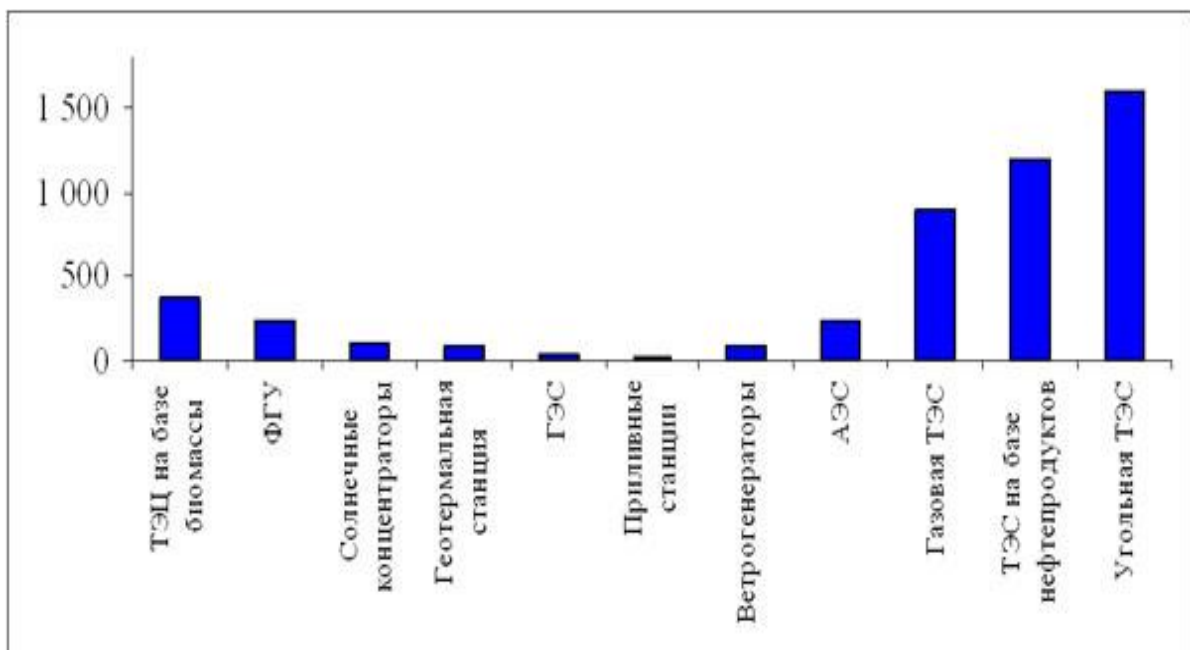


Рисунок 5.1. Выбросы парниковых газов в период жизненного цикла энергетических объектов для различных видов энергоносителей (г/кВт·ч в CO₂ –эквиваленте) (максимальные значения показателей)

При производстве электроэнергии с использованием ВИЭ по оценке жизненного цикла (ОЖЦ) коэффициенты выбросов имеют следующее значение (таблица 5.3) [87].

Таблица 5.3. Значения коэффициентов выбросов CO₂ для электростанций на ВИЭ

№	Вид первичной энергии	Значение CO ₂ /МВт·ч	
		Стандартный коэффициент выбросов	При ОЖЦ
1	Солнечная энергия	0	0,020-0,050
2	Ветровая энергия	0	0,025
3	Гидроэнергия	0	0,01-0,10
4	Биоэнергия	0	0,255

Как видно из таблицы, коэффициент выбросов для сертифицированной зеленой электроэнергии при применении стандартных коэффициентов выбросов равняется нулю. В случае использования коэффициентов выбросов ОЖЦ учитываются все выбросы, связанные с проектированием, разработкой, созданием и эксплуатацией генерирующих электростанций на возобновляемых источниках энергии.

Экологические преимущества электростанций на возобновляемых источниках энергии проявляются, прежде всего, в минимальном количестве выбросов парниковых газов в атмосферу.

При мощности в один Мегаватт ветроустановки, солнечной станции или малой ГЭС они производят 1,5-2,0 млн. кВт·ч электроэнергии. Такое замещение на энергетическом рынке позволяет предотвратить выбросы CO₂ для тепловых электростанций:

- теплоэлектростанции на угле – от 1,7 до 2,3 тыс. тонн;
- теплоэлектростанции на нефтепродуктах – от 1,1 до 1,5 тыс. тонн;
- теплоэлектростанции на газе – от 0,8 до 1,1 тыс. тонн.

Следовательно, с позиций снижения экологической нагрузки на

планету использование возобновляемых источников для получения электрической и тепловой энергии является вполне оправданным и имеет перспективы для их дальнейшего использования в широком масштабе.

5.2. Сравнение электрических станций по LCOE и энергетической эффективности

В предыдущих главах была определена нормированная стоимость мегаватт-часа электроэнергии, произведенной на различных электростанциях. Для сравнения и анализа эти данные сведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4. Выравненные затраты (LCOE) для основных типов электростанций

№	Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
1	Производство электроэнергии за 30 лет, МВт·ч	75600000	75600000	75600000
2	Инвестиционные затраты, всего, \$ млн	569	3411	8356
3	Выравненные инвестиционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,007	0,045	0,11
4	Выработка электроэнергии, МВт·ч	2520000	2520000	2520000
5	Постоянные операционные затраты в год, \$ млн	8	61	53
6	Выравненные постоянные операционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,003	0,024	0,021
7	Переменные операционные затраты, 1 кВт·ч, \$	0,050	0,000	0,000
8	Выравненные затраты, всего на 1 кВт·ч, \$	0,06	0,069	0,13
9	LCOE \$/МВт·ч	60	69	130

В рублевом выражении по курсу доллара на май 2018 года нормированная стоимость киловатта произведенной энергии на ТЭС и ВЭС примерно равны и составляют 3,82 руб/кВт·ч. и 4,39 руб/кВт·ч. соответственно. На два порядка выше, 8,34 руб/кВт·ч, стоимость произведенного киловатт-часа на солнечных электростанциях за счет первоначальных инвестиционных затрат (рисунок 5.2).

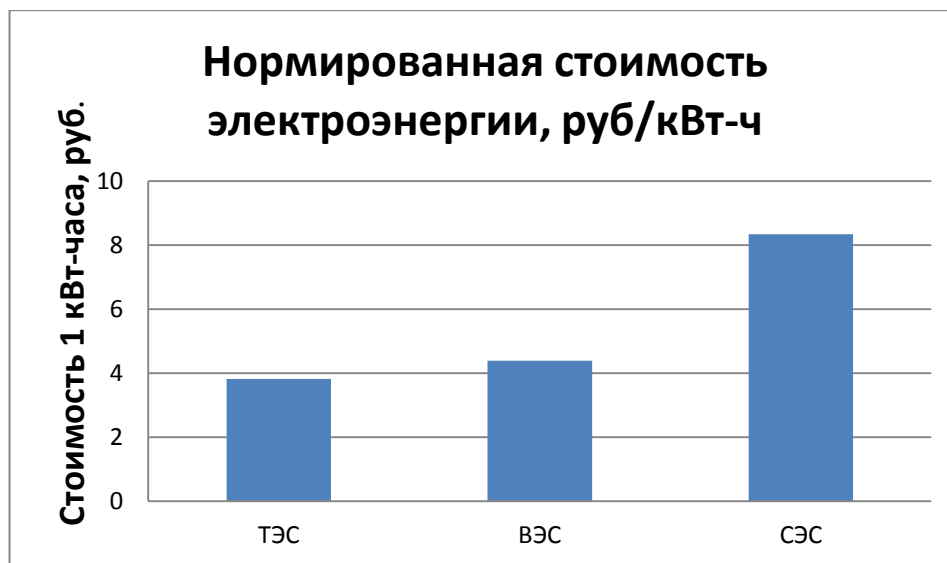


Рисунок 5.2. Показатель LCOE для трех видов электростанций

Эти данные говорят о том, что на сегодняшний день, стоимость произведенной на электростанциях энергии за счет солнечной энергии для России пока еще остается достаточно высокой, но уже имеет тенденцию к снижению и тот же порядок цифр, как и в традиционной энергетике.

Полученные в расчете цифры подтверждают данные при исследовании LCOE различных типов электростанций, проведенном инвестиционным банком Lazard [88]. В нем указывается, что средние значения LCOE в зависимости от вида генерации составляют:

- для угольных ЭС - 65–150 \$/МВт·ч;
- дизельных ЭС — 212–281 \$/МВт·ч;
- газотурбинных ЭС — 68–101 \$/МВт·ч;

- парогазовых — 52–78 \$/МВт·ч;
- ветроэнергетики - 32–77 \$/МВт·ч;
- большой солнечной энергетики — 50–70 \$/МВт·ч,

В отчете этой же компании по сравнению разброса нормированной стоимости возобновляемых и традиционных источников энергии за 2016 год эти цифры остались практически на том же уровне (рисунок 5.3) [89]

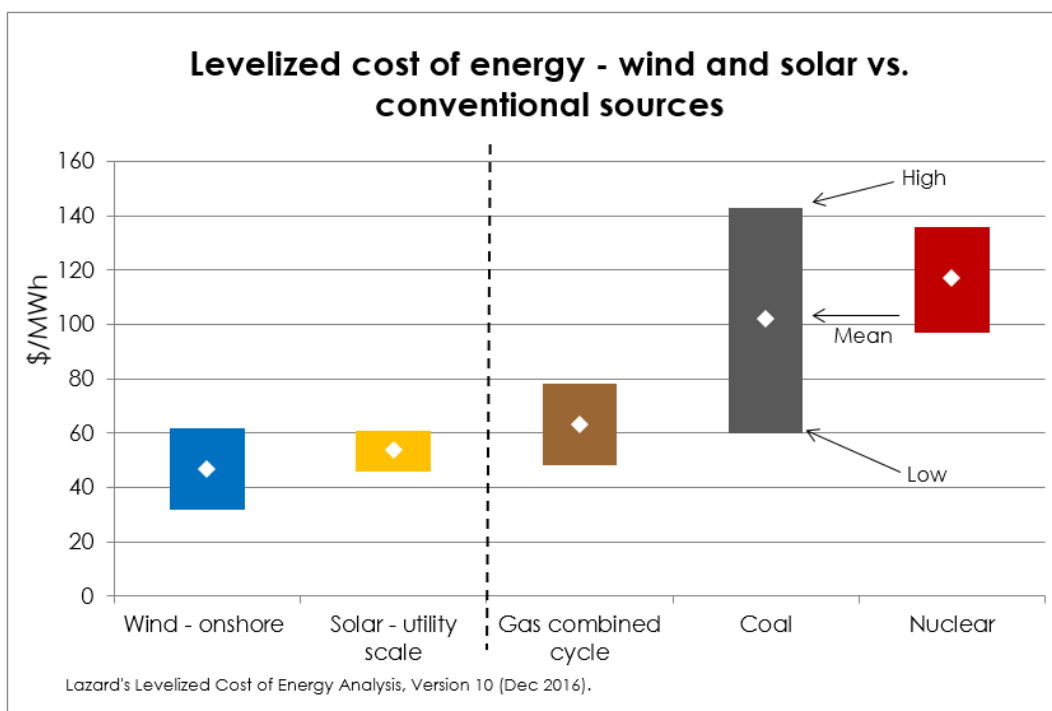


Рисунок 5.3. Разброс нормированной стоимости на традиционных и возобновляемых источниках энергии, \$/МВт·час

Из рисунка видно, что интервал LCOE для материковой (оншорной) ветроэнергетики составляет \$30 - \$60/МВт·ч, для солнечной кремниевой энергетики \$46 - \$53/МВт·ч и \$43 - \$48/МВт·ч для тонкопленочных технологий. Это уже ниже, чем стоимость самой доступной из традиционных способов электрогенерации – парогазовой, имеющей LCOE \$42 - \$78/МВт·ч.

В отчете [90] указывается, что, несмотря на то, что наблюдается тенденция снижения темпов удешевления технологий возобновляемой энергетики, разрыв между традиционной и возобновляемой генерацией все равно будет увеличиваться.

5.3. Сравнение разных типов электростанций по коэффициенту энергетической эффективности

Сравнение электростанций по энергетической эффективности, расчеты которой представлены в главах 3, 4 и 5 проводилось по показателям составляющих формулы (1.1). Основным показателем эффективности является использование топлива. Для тепловых электростанций в среднем для производства 1000 МВт мощности требуется 370 тонн угля. Следовательно, для ТЭС мощностью 2234 МВт (мощность Троицкой ТЭС), понадобится 826,6 тонн.

Сравнение солнечных и ветровых электростанций по этому показателю говорит об их глобальном преимуществе перед тепловыми, т.к., эта составляющая в производстве электроэнергии на СЭС и ВЭС равна нулю. При постоянстве всех остальных составляющих и $\mathcal{E}_{\text{топ}} = 0$, коэффициент энергетической эффективности будет значительно больше единицы (таблица 5.5).

Таблица 5.5 Сравнение коэффициента энергетической эффективности разных типов электростанций по затратам на топливо

СЭС, ВЭС, ГЭС	ТЭС, АЭС
$\mathcal{E}_{\text{топ}} = 0$	$\mathcal{E}_{\text{топ}} \gg 0$
$K_{\text{эн.эф.}} \gg 1$	$K_{\text{эн.эф.}} < \text{КПД} < 1$

Для ТЭС такое соотношение будет обратным. Топливная составляющая является основной в общем объеме затрат и тогда $K_{\text{эн.эф.}}$ всегда будет < 1 . Коэффициент полезного действия ТЭС составляет в среднем 36-39%.

Важнейшим критерием энергетической эффективности электростанции является период, в течение которого она будет генерировать такое же

количество электроэнергии, какое было затрачено на ее строительство, монтаж, эксплуатацию и другие, связанные с работой станции затраты.

Этой, так называемой связанной энергией, определяется срок энергетической окупаемости любой электростанции. [76]:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\mathcal{E}_c}{\mathcal{E}_\Pi}, \text{ лет.}$$

где \mathcal{E}_c – связанная электроэнергия, кВт·ч; \mathcal{E}_Π - среднее годовое значение производства электроэнергии электростанцией, кВт·ч/год.

Для тепловых электростанций числитель всегда будет намного больше знаменателя, т.к., для производства энергии необходимы постоянно затрачивать топливо. Как показал расчет для Троицкой мощностью 2234 МВт с годовой выработкой электроэнергии 2520000 МВт·ч потребуется $56 \cdot 10^6$ тонн угля. Эту цифру всегда нужно будет учитывать при расчете связанной энергии \mathcal{E}_c . Преобразование этой энергии в электрическую, всегда будет с коэффициентом меньше единицы.

Таким образом, для Троицкой ГРЭС и других тепловых электростанций, срок энергетической окупаемости теоретически равен бесконечности.

Для объектов возобновляемой энергетики (солнечных и ветровых электростанций) этот срок будет разный, но в любом случае, будет иметь вполне конкретный период окупаемости.

Если рассматривать солнечную электростанцию для условий Южного Урала мощностью 10 МВт с поступлением солнечной радиации от 1050 кВт·ч/м² до 1250 кВт·ч/м² и коэффициентом преобразования солнечных лучей в фотоэлектрических элементах 15%, то срок ее экономической окупаемости составит примерно от 15 до 25 лет. Такой разброс определяется, прежде всего, видом используемых солнечных модулей и количеством солнечных дней в регионе.

Срок энергетической окупаемости, когда станция начнет вырабатывать то количество энергии, которое затрачено на ее создание для СЭС составляет 0,75 до 2,2 лет. Такой срок окупаемости говорит о серьезном преимуществе

гелиоэнергетики по сравнению с тепловыми электростанциями по показателям энергетической эффективности.

Такие же высокие показатели имеют и ветроэнергетические станции. Их работа зависит от среднегодовых скоростей ветра местности и конструкции применяемых ВЭУ. После пуска ветроэлектростанции в эксплуатацию, энергетическая окупаемость начинается с 6-ти и до 10 месяцев (Таблица 5.6)

Таблица 5.6. Сроки энергетической окупаемости электростанций

Тип электростанции	Срок энергетической окупаемости, лет
ТЭС	∞
ВЭС	0,5 -0,83
СЭС	0,75 до 2,2

Таким образом, проведенное сравнение традиционных тепловых электростанций с электростанциями на возобновляемых источниках энергии показали несомненное преимущество последних по показателям экологичности и, особенно, энергетической эффективности. Учитывая тенденции снижения стоимости производимой энергии, такие станции помогут решить человечеству проблемы энергетического и экологического кризиса.

Выводы по главе 5

1. Электростанции на возобновляемых источниках энергии не наносят существенного влияния на окружающую среду из-за минимальных выбросов парниковых газов в атмосферу. Это основной показатель при определении энергетической эффективности.

2. Сравнение электростанций по нормированной стоимости показало, что стоимость киловатт-часа полученной энергии составляет 3,82 руб/кВт·ч. – на ТЭС, 4,39 руб/кВт·ч. на ВЭС и 8,34 руб/кВт·ч на солнечных электростанциях.

Большее значение LCOE для солнечных электростанций объясняется высокими затратами на капитальные вложения при строительстве станции.

5. Срок энергетической окупаемости станций на ВИЭ равен от 0,75 до 2,2 лет для СЭС и 6-ти до 10 месяцев для ВЭС. Аналогичный срок для тепловых ЭС имеет величину, близкую к бесконечности, т.к., для производства электроэнергии всегда требуется использование топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной научно-квалификационной работе показано, что энергетическая отрасль народного хозяйства развивается и основным производителем электрической энергии, как в мире, так и в России, являются тепловые электростанции, работающие на угле, газе, ядерном топливе. Их работа сопровождается негативным воздействием на окружающую среду, которое выражается в экологических изменениях на планете.

Для решения вопросов обеспечения как энергетической, так и экологической безопасности необходимо использовать возобновляемые источники энергии, имеющие по данным показателям перспективы развития для всех стран.

Вопрос о целесообразности использования того или иного вида первичной энергии можно решить по результатам сравнения основных типов электростанций по показателям энергетической эффективности.

Проведенное в данной работе сравнение существующих тепловых электростанций и электростанций на возобновляемых источниках энергии по энергетическим показателям эффективности с позиций энергетики, экологии и нормированной стоимости электроэнергии позволило сделать следующие выводы:

1. Основным показателем работы электростанций является энергетическая эффективность, характеризующуюся периодом, за который электростанция производит то количество энергии, которое было затрачено на ее сооружение.

2. Энергетическая эффективность определяется за весь жизненный цикл электростанции, от проектирования до вывода из эксплуатации, определяемый с точки зрения энергетики и экологии.

3. Расчет нормированной стоимости произведенной энергии (LCOE) показал, что для ветроэлектростанций и ТЭС она одинакова, для

солнечных ЭС – в два раза больше, что связано с большими капитальными вложениями в строительство станции.

4. По сравнению с тепловыми электростанциями затраты на топливо при работе АЭС и ГЭС имеют намного меньшее значение, однако их воздействие на экологию остается достаточно высоким. Затраты на топливо на ВЭС и СЭС при их эксплуатации равны нулю, что является их несомненным преимуществом.

5. За период жизненного цикла на СЭС и ВЭС вырабатывается в десятки раз больше энергии, чем было затрачено на их строительство.

6. Срок энергетической окупаемости станций на ВИЭ равен от 0,75 до 2,2 лет для СЭС и 6-ти до 10 месяцев для ВЭС. Аналогичный срок для тепловых электростанций имеет величину, близкую к бесконечности, т.к., для производства электроэнергии всегда требуется использование топлива. В этом смысле можно сказать, что энергетически ТЭС не окупаются никогда.

Таким образом, проведенные исследования показали несомненные преимущества электростанций на возобновляемых источниках энергии с позиций энергетической окупаемости. Однако, это не означает, что всю энергетику нужно переводить на этот вид энергии. Традиционная (топливная) энергетика еще какое-то время будет лидером в производстве тепловой и электрической энергии, но при проектировании и создании новых электростанций необходимо учитывать экологические, экономические и энергетические тенденции в мире.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. <http://www.elektro-expo.ru/ru/articles/2016/elektroenergetika-mira-i-rf/>
2. <http://eenergy.media/2018/03/02/energetika-rossii-mezhdu-proshlym-i-budushhim>
3. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». Утверждена 15 апреля 2014 г. постановлением Правительства Российской Федерации № 321 <https://minenergo.gov.ru/node/323>
4. <http://www.rosatom.ru/production/vetroenergetika/>
5. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»// Собрание законодательства РФ. — 30.11.2009. — № 48. — Ст. 5836.
6. Маслов Л.И. Киотский протокол – новые возможности для России. Экологический вестник России. Экономика изменения климата. №10, 2007, 12- 15
7. <https://climate.nasa.gov/news/2726/historic-low-sea-ice-in-the-bering-sea/>
8. Федеральный закон “О ратификации рамочной Конвенции ООН об изменении климата” от 4 ноября 1994 года, N 34-ФЗ. “Рамочная Конвенция ООН об изменении климата от 9 мая 1992 года
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.02.99 года № 163 о подписании Киотского протокола. “Киотский протокол, принятый на третьей Конференции Сторон Рамочной Конвенции ООН об изменении климата”
10. <http://www.km.ru/referats/4891AE2134D6408EAA4B96A5A04036A2>
11. Голицын А.И. Промышленная экология и мониторинг загрязнения природной среды – М.: Издательство ОНИКС, 2007 – 257 с.
12. <http://www.km.ru/referats/4891AE2134D6408EAA4B96A5A04036A2>
13. Безруких П.П. Об индикаторах состояния энергетики и эффективности возобновляемой энергетики в условиях экономического кризиса/ Вопросы экономики., 2014, т.8.
14. ИСО 14040/44, ISO 14040: 2006, ISO 14044: 2006.
15. [New Generation Resources in the Annual Energy Outlook, 2017 Annual Energy Outlook](#)
16. http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c5_rus/materials/docs
17. U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2017 January 2017 DOE /EIA- 0383 (2017)

- 18.СО 153-34.17.456-2003 Методические указания по оценке живучести оборудования тепловых электростанций/ Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 N 270
- 19.Bloomberg L.P. What OPEC's Oil U-Turn Missed: Peak Demand Keeps Getting Close.- 2016 r
- 20.<https://www.fortum.ru/stancii-filiala-ural>
- 21.<http://irao-generation.ru/stations/yuralg/>
- 22.<https://news.fortum.ru/company/oao-fortum/>
- 23.Как разработать «План действий по устойчивому энергетическому развитию» (ПДУЭР) в городах Восточного Партнерства и Центральной Азии — Руководство. Часть II – Базовый кадастр выбросов, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014, - 65 с.
24. http://www.soglasheniemerov.eu/IMG/pdf/seap_guidelines_part3_ru.pdf
25. Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Лакомкин В.Ю. Энергосбережение и выбросы парниковых газов (СО₂): учебное пособие/ СПбГТУРП.– СПб., 2014. – 52 с.
26. Двинин Д. Ю., Каримуллина, Д. Р. Эмиссия парниковых газов от электроэнергетической отрасли Челябинской области// <http://www.allbest.ru>
27. ГОСТ 51387-99. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.
28. <http://www.world-nuclear.org> .
- 29.Татьяна Данилова. Сколько энергии стоит энергия? <http://atomicexpert-old.com/content/skolko-energii-stoit-energiya>
- 30.<http://biofile.ru/bio/22743.html>
- 31.<http://atomicexpert-old.com/content/skolko-energii-stoit-energiya>
- 32.<http://atomicexpert.com/page1082260.html>
- 33.Шейдина Ольга. Влияние гидроэнергетики на окружающую среду. Часть 1 – Пожиратели земель //2012: <http://zeleneet.com/vliyanie-gidroenergetiki-na-okruzhayushhuyu-sredu-chast-1-pozhirateli-zemel/2030/>
- 34.Li, S., & Zhang, Q. (2014). Carbon emission from global hydroelectric reservoirs revisited. Environment Science Pollution, 13636-13641
- 35.Demarty, M., & Bastien, J. (2011). GHG emissions from hydroelectric reservoirs in tropical and equatorial regions: Review of 20 years of CH₄ emission measurements. Energy Policy, 4197-4206
36. Li, S., & Lu, X. X. (2012). Uncertainties of carbon emission from hydroelectric reservoirs. Natural Hazards, 1343-1345

37. Безруких П.П. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики. ГУ «Институт энергетической стратегии», Презентация, 2009.
38. Доклад о ходе исследования ЕЭК ООН по вопросу устойчивой энергетической политики в целях уменьшения рисков в сфере энергетической безопасности. ECE/ENERGY/2008/2. 10 September 2008
39. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
40. <http://www.greenpeace.org/russia/ru/campaigns/nuclear/accidents/chernobyl/25yrs/renewable-energy>
41. REN21. Renewable Energy Policy for the 21-st Century. Renewables. Global Status Report. 2005 ÷ 2013
42. Ермоленко Б.В., Ермоленко Г.В., Рыженков М.А. Экологические аспекты ветроэнергетики//Теплоэнергетика, 2011, №11
43. Безруких П. П., Возобновляемая энергетика как одно из оснований инновационного развития России и мера преодоления кризиса //Электрика. – 2010. – № 6.– С. 3–13.
44. WWW.nationalwind.org/
45. WWW.bards.fws.gov/mortality-foct-sheet.pat
46. Баринаева В.А., Ланьшина Т.А. Нормированная стоимость электроэнергии в России: ВИЭ против дизельных электростанций.- М.: ИПЭИ РАНХ и ГС, 2016
47. <http://docplayer.ru/53367751-Normirovannaya-stoimost-elektroenergii-v-rossii-vie-protiv-dizelnyh-elektrostantsiy.html>
48. <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-analysis-100>
49. Сидоренко Г.И., Михеев П.Ю. Оценка энергетической эффективности жизненных циклов энергетических объектов на основе ВИЭ// Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» №01-03 (213-215) 2017, с.101-110/
50. Маслеева О.В., Пачурин Г.В. Жизненный цикл ВИЭ: экологическая составляющая //Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, 2015 г., № 7, с. 20-23
51. http://www.rusnano.com/upload/images/sitefiles/files/2014-01-14_Business-Magazine.pdf
52. K. Branker, M. J.M. Pathak, J. M. Pearce, “A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity”, Renewable & Sustainable Energy Reviews 15, pp.4470-4482 (2011).]

53. International standard ISO. 14040 Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework Second edition 2006-07-01, Published in Switzerland, P.28
54. Малюгина А.А. «О жизненном цикле солнечных электростанций»/Малюгина А.А.// Вестник ЮУрГУ. серия «Энергетика». – Т. 17, № 1, Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – С. 88-91.
55. Малюгина А.А. «Аналитический обзор фотоэлектрических станций и элементов их конструкции»/Возмилов А.Г., Малюгин С.А., Малюгина А.А., Смирнов А.А.//Научный журнал «GLOBUS-технические науки».2015(12). С.33-41
56. Masakazu Ito. Life Cycle Assessment of PV Systems Tokyo Institute of Technology, Japan
57. Березкин М.Ю. Укрощение солнца.// Наука и жизнь, 2013, №12, с.13-19
58. Кучеров А. В., Шибилева О. В. Использование солнечных батарей с учетом рециклинга // Молодой ученый. — 2014. — №11. — С. 166-168.
59. <http://newsland.com/community/4765/content/ekonomika-vozobnovliaemoi-energetiki-v-mire-i-v-rossii/6051991> Дата обращения 14.04.2018.
60. International Renewable Energy Association, IRENA) [IRENA [Элект. ресурс]. Режим доступа: resourceirena. irena.org/gateway/dashboard. Дата обращения 14.04.2018
61. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe.html>
62. <https://bezgin.su/articles/140-jenergetika/56974-energy-matters-vozmozhnost-perevesti-chili-na-100-obespechenie-vozobnovljaemoy-jenergiey>
63. Дубинин Д. В., Лаевский В.Е. Энергетическая эффективность работы солнечных батарей в реальных режимах эксплуатации//Известия Томского политехнического университета. 2015. Т. 326. № 3, с.58-62
64. Безруких П.П. Эффективность возобновляемой энергетики. Мифы и факты // Вестник аграрной науки Дона, № 29 / том 1 / 2015
65. Малюгина А.А. «Оценка энергетической эффективности возобновляемой энергетики» / Кирпичникова И.М., Малюгина А.А.// Наука ЮУрГУ [Электронный ресурс]: материалы 67-й научной конференции. Секции технических наук – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 29 апреля 2015, с. 1137-1142.
66. <https://realty.ria.ru/urban/20180424/1519278276.html>
67. <http://chelyabinsk.er.ru/news/2017/6/21/proekt-gorodskaya-sreda-obsudili-na-forume-monogorodov-v-satke/>. Дата обращения 15.04.2018

68. https://ru.wikipedia.org/wiki/ГЭС_«Пороги». Дата обращения 13.04.2018
69. <http://satadmin.ru/obshchie-svedeniya-i-geograficheskoe-polozhenie/>. Дата обращения 15.04.2018
70. Саплин Л.А., Шерьязов С.К., Пташкина-Гирина О.С., Ильин Ю.Б. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников: Учебное пособие. Челябинск: ЧГАУ, 2000.-194 с.
71. Малюгина А.А. «Использование солнечной энергетики в сельском хозяйстве» / Кирпичникова И.М., Малюгин С.А., Малюгина А.А // Электротехнические комплексы и системы управления, Воронеж-2015/2(38) – с.76-79
72. ГОСТ Р 51594-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения. Дата введения 2001-01—01
73. Малюгина А.А., Возмилов А.Г., Малюгин С.А. «Повышение эффективности использования солнечной энергии в автономных системах энергоснабжения сельского хозяйства» // Вестник ЧГАА, Т.69, 2014, с. 10-13.
74. Кирпичникова, И.М. О возможности использования возобновляемых источников энергии в Челябинской области [текст]/ И.М.Кирпичникова // Вестник Энергосбережения Южного Урала, Челябинск, №2, 2007. с.58-68
75. Methodology Guidelines on Life-Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity//International energy agency photovoltaic power systems programmeiea PVPS Task 12, Subtask 20, LCA/- Report IEA-PVPS T12-03:2011, November 2011
76. Безруких П.П. Об индикаторах состояния энергетики и эффективности возобновляемой энергетики в условиях экономического кризиса/ Вопросы экономики., 2014, т.8.
77. Малюгина А.А. Социально-экологическая и энергетическая эффективность солнечных электростанций/Сборник докладов научно-практической конференции «Солнечный город: энергоэффективность, энергобезопасность, надежность, экологичность», 10 ноября 2016 г., Челябинск, с.12-13.
78. Малюгина А.А. «Срок окупаемости солнечных фотоэлектрических систем»/Малюгина А.А.// Сборник материалов II Всероссийской (с международным участием) молодежной научно-практической конференции «Введение в энергетику», секция «Теплоэнергетика (возобновляемые источники энергии)», Кемерово, 23-25 ноября 2016

79. National Wind Coordinating Committee (NWCC), “Wind turbine interactions with birds, bats, and their habitats: A summary of research results and priority questions”, 2010, pp. 4-5.
80. “The potential Health Impact of Wind Turbines”, Chief Medical Officer of Health, Report, May 2010.
81. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, p. 540.
82. US Environmental Protection Agency, “Best practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills”, February, 2013, pp.20-22.
83. Черняховская Ю.В. Методология оценки стоимости электроэнергии от различных генерирующих источников: анализ зарубежного опыта./Русатомсервис, 11.08 2017.
84. Матвеев И.Е. Экологическая оценка использования ВИЭ / <http://www.energy-fresh.ru/analitics/?id=6054>.
85. International Reference Centre for the Life Cycle of Products, Processes and Services, 2015.
86. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”, 2011, p. 732
87. Как разработать «План действий по устойчивому энергетическому развитию» (ПДУЭР) в городах Восточного Партнерства и Центральной Азии — РУКОВОДСТВО ЧАСТЬ II — БАЗОВЫЙ КАДАСТР ВЫБРОСОВ, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014, - 65 с.
88. Lazard’s levelized cost of energy analysis — version 9.0. Lazard, 2015. 20 p.
89. <http://atomicexpert.com/page1082260.html>
90. [Levelized cost of energy analysis — 11.0](#).]

Таблица П.1.1

Table 1b. Estimated LCOE (simple average of regional values) for new generation resources, for plants entering service in 2022

Plant Type	Capacity Factor (%)	U.S. Average LCOE (2016 \$/MWh) for Plants Entering Service in 2022					Total System LCOE	Levelized Tax Credit ¹	Total LCOE including Tax Credit
		Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment				
Dispatchable Technologies									
Coal 30% with carbon sequestration ²	85	94.9	9.3	34.6	1.2	140.0	NA	140.0	
Coal 90% with carbon sequestration ²	85	78.0	10.8	33.1	1.2	123.2	NA	123.2	
Natural Gas-fired									
Conventional Combined Cycle	87	13.9	1.4	40.8	1.2	57.3	NA	57.3	
Advanced Combined Cycle	87	15.8	1.3	38.1	1.2	56.5	NA	56.5	
Advanced CC with CCS	87	29.5	4.4	47.4	1.2	82.4	NA	82.4	
Conventional Combustion Turbine	30	40.7	6.6	58.6	3.5	109.4	NA	109.4	
Advanced Combustion Turbine	30	25.9	2.6	62.7	3.5	94.7	NA	94.7	
Advanced Nuclear	90	73.6	12.6	11.7	1.1	99.1	NA	99.1	
Geothermal	91	32.2	12.8	0.0	1.5	46.5	-3.2	43.3	
Biomass	83	44.7	15.2	41.2	1.3	102.4	NA	102.4	
Non-Dispatchable Technologies									
Wind – Onshore	39	47.2	13.7	0.0	2.8	63.7	-11.6	52.2	
Wind – Offshore	45	133.0	19.6	0.0	4.8	157.4	-11.6	145.9	
Solar PV ³	24	70.2	10.5	0.0	4.4	85.0	-18.2	66.8	
Solar Thermal	20	191.9	44.0	0.0	6.1	242.0	-57.6	184.4	
Hydroelectric ⁴	59	56.2	3.4	4.8	1.8	66.2	NA	66.2	

¹The tax credit component is based on targeted federal tax credits such as the production or investment tax credit available for some technologies. It only reflects tax credits available for plants entering service in 2022. Not all technologies have tax credits, and are indicated as "NA" or not available. The results are based on a regional model and state or local incentives are not included in LCOE calculations. See text box on page 2 for details on how the tax credits are represented in the model.

²Due to new regulations (CAA 111b), conventional coal plants cannot be built without CCS because they are required to meet specific CO₂ emission standards. Two levels of CCS removal are modeled, 30% and 90%. The coal plant with 30% removal is assumed to incur a 3 percentage-point adder to its cost-of-capital to represent the risk associated with higher emissions from a plant of that design.

³Costs are expressed in terms of net AC power available to the grid for the installed capacity.

⁴As modeled, hydroelectric is assumed to have seasonal storage so that it can be dispatched within a season, but overall operation is limited by resources available by site and season.

Source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2017, January 2017, DOE/EIA-0383(2017).