

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого  
Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли  
Высшая инженерно-экономическая школа

Работа допущена к защите

Директор  
Высшей инженерно-экономической  
школы

\_\_\_\_\_ Д.Г. Родионов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
РАБОТА БАКАЛАВРА**

**ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ  
ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА  
КОНДЕНСАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С  
УСТРОЙСТВАМИ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
В УСЛОВИЯХ ПЕРЕМЕННОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ**

по направлению подготовки \_\_\_\_\_ 38.03.01 Экономика  
(код и наименование направления подготовки)  
направленность (профиль) \_\_\_\_\_ 38.03.01\_14 Экономика энергетики  
(код и наименование направленности (профиля)  
образовательной программы)

Выполнил студент  
гр. 3733801/71401

\_\_\_\_\_ Р.Д. Мансуров

Руководитель  
доцент ВИЭШ  
к.т.н,

\_\_\_\_\_ М.А. Тузников

Консультант  
по нормоконтролю

\_\_\_\_\_ Т.М. Бугаева  
Санкт-Петербург  
2021

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation  
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University  
Institute of Industrial Management, Economics and Trade  
Graduate School of industrial economics

The work is admitted to defend

Head of the Graduate School  
of industrial economics

\_\_\_\_\_ D.G. Rodionov  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021

**GRADUATE QUALIFICATION PAPER  
BACHELOR'S THESIS**

**RESEARCH OF THE CONDITIONS UNDER WHICH THE NEW  
CONSTRUCTION OF A STEAM POWER PLANT WITH  
ELECTRIC ENERGY STORAGE SYSTEM WORKING IN A  
VARIABLE LOAD PROFILE IS ECONOMICALLY FEASIBLE**

Field of study \_\_\_\_\_ 38.03.01 Economics  
(code and name)

Educational program \_\_\_\_\_ 38.03.01\_14 Energy economics  
(code and name)

Completed by student  
gr. 3733801/71401 \_\_\_\_\_ R.D. Mansurov

Supervisor  
Associate Professor at the GSIE,  
Cand. Sc. (Technical Sciences) \_\_\_\_\_ M.A. Tuznikov

Consultant  
for standards compliance \_\_\_\_\_ T.M. Bugaeva

St. Petersburg  
2021

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА  
ВЕЛИКОГО**

**Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли  
Высшая инженерно-экономическая школа**

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ВИЭШ,  
д.э.н., профессор  
\_\_\_\_\_ Д.Г. Родионов  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

студенту Мансурову Руслану Дамировичу, 3733801/71401  
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: «Исследование условий инвестиционной привлекательности нового строительства конденсационной электростанции с устройствами аккумулирования электроэнергии в условиях переменного графика нагрузки»
2. Срок сдачи студентом законченной работы: « 31 » мая 2021 г.
3. Исходные данные по работе: Законодательные, методические, инструктивные материалы по теме. Материалы производственной практики. Монографии, учебники, справочники по теме. Статьи и другие периодические издания. Материалы INTERNET – публикаций..
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Введение: обоснование актуальность выбранной темы. Глава 1: рассмотрение физических основ, принципов и обзор современных технологий аккумулирования, электроэнергии в промышленных масштабах. Глава 2: разработка метода и расчётной методики для моделирования условий инвестиционной привлекательности нового строительства электростанции с устройствами промышленного аккумулирования электроэнергии. Глава 3: расчётное моделирование условий инвестиционной привлекательности нового строительства электростанции с устройствами промышленного аккумулирования электроэнергии. Заключение: выводы по работе.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): Пояснительная записка с таблицами графиками и диаграммами, презентация работы.
6. Консультанты по работе:
7. Дата выдачи задания «1» марта 2021 г.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

*подпись*

(Тузников М.А.)

*расшифровка*

Задание принял к исполнению «1» марта 2021 г.

Студент

\_\_\_\_\_

*подпись*

(Мансуров Р.Д.)

*расшифровка*

## РЕФЕРАТ

На 67 с., 6 рисунков, 13 таблиц, 3 приложения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, КЭС, СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ, LI-ИОН АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ, РЕЖИМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ВЫРАВНИВАНИЕ ГРАФИКА НАГРУЗКИ, ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ.

Тема выпускной квалификационной работы: «Исследование условий инвестиционной привлекательности нового строительства конденсационной электростанции с устройствами аккумулирования электроэнергии в условиях переменного графика нагрузки».

Данная работа посвящена выявлению условий, при которых новое строительство конденсационной электростанции с устройствами аккумулирования электроэнергии является целесообразным с инвестиционной точки зрения. В процессе исследования были решены следующие задачи:

1. Рассмотрение физических основ и принципов аккумулирования электроэнергии в промышленных масштабах, проведение обзора современных технологий;

2. Разработка метода и расчётной методики для моделирования условий инвестиционной привлекательности нового строительства электростанции с устройствами промышленного аккумулирования электроэнергии;

3. Расчётное моделирование условий инвестиционной привлекательности нового строительства электростанции с устройствами промышленного аккумулирования электроэнергии.

Исследование проведено на основании данных, полученных в ходе расчетного моделирования с использованием разработанной методики (модели).

В результате исследования выявлены условия, при которых новое строительство КЭС с Li-ion накопителями электроэнергии является экономически обоснованным.

Полученные результаты могут быть применены генерирующими компаниями для оценки целесообразности нового строительства конденсационной электростанции с устройствами аккумулирования электроэнергии.

## ABSTRACT

67 pages, 6 figures, 13 tables, 3 appendices

**KEYWORDS: STEAM POWER PLANTS, ENERGY STORAGE SYSTEMS, LI-ION BATTERIES, POWER PLANT OPERATION MODE, LOAD CURVE FLATTENING, EVALUATION OF INVESTMENT PROJECTS.**

The topic of this bachelor thesis is “Research of the conditions under which the new construction of a steam power plant with electric energy storage system working in a variable load profile is economically feasible”.

This work identifies the conditions under which the new construction of a steam power plant with electric energy storage devices is advisable from an investment point of view. The research solves the following tasks:

1. Review of the physical foundations and principles of a utility scale electric energy storage, review of modern technologies;
2. Development of a method and calculation methodology for modeling the conditions of investment attractiveness of a new construction of a power plant with utility scale electric energy storage devices;
3. Computational modeling of the conditions of economic feasibility of a new construction of a power plant with utility scale electric power storage system.

The study was conducted on the basis of data obtained during the computational modeling using the methodology (model) developed in this work.

As a result of the study, the conditions under which the new construction of a steam power plant with Li-ion power storage devices is economically feasible are identified.

The results obtained can be applied by generating companies to assess the feasibility of a new construction of a steam power plant with electric energy storage devices.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ .....	9
1.1. Электростанции. Принцип работы и особенности КЭС .....	9
1.2. Особенности генерации электрической энергии .....	14
1.3. Аккумуляирование энергии для сглаживания генерации .....	18
1.4. Анализ рынка промышленных аккумуляторов .....	22
2 РАЗРАБОТКА РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСЛОВИЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА кэс С УТРОЙСТВАМИ ПРОМЫШЛЕННОГО АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....	24
2.1 Трансформация графика нагрузки .....	25
2.2 Расчет выравненного уровня нагрузки .....	27
2.3 Расчет установленной электрической мощности КЭС .....	28
2.4 Расчет емкости и мощности аккумуляторных батарей .....	29
2.5 Расчет выработки и отпуска электроэнергии .....	31
2.6 Расчет показателей эффективности КЭС .....	31
2.7 Построение денежного потока. Расчет NPV, IRR, PI .....	32
3 РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С УТРОЙСТВАМИ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....	37
3.1 График нагрузки и установленная мощность .....	37
3.2 Емкость аккумуляторных батарей и учет потерь .....	40
3.3 Капитальные вложения .....	42
3.4 Срок реализации. Распределение инвестиций .....	43
3.5 Доходы .....	43
3.6 Расходы .....	45
3.7 Показатели эффективности .....	48
3.8 Исследований условий .....	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	58
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	62
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	67

## ВВЕДЕНИЕ

Одой из особенностей работы конденсационных электростанций в энергосистеме России является функционирование в маневренном режиме. С одной стороны, КЭС выполняют важнейшую роль в покрытии пиковых и полупиковых нагрузок, а также обеспечивают резерв, но с другой стороны, такой режим работы существенно снижает их эффективность.

Повышение эффективности КЭС при сохранении их ключевой функции в энергосистеме – актуальная задача, решение которой позволит снизить расход условного топлива. В свою очередь, это окажет не только экономический эффект, но еще и приведет к снижению углеродного следа, оставляемого конденсационными электростанциями.

Существует способ увеличения эффективности КЭС за счет применения устройств аккумулирования электроэнергии на конденсационных электростанциях. В часы ночного провала графика нагрузки происходит запасание электроэнергии, которая затем отпускается в сеть для покрытия пиковых нагрузок. Использование аккумуляторов позволяет снизить установленную мощность КЭС, поскольку выравнивается график выработки электроэнергии.

Несмотря на возможные выгоды, открытым остается вопрос экономической целесообразности строительства КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии.

Целью данной работы является исследование условий инвестиционной привлекательности нового строительства конденсационной электростанции с устройствами аккумулирования электроэнергии в условиях переменного графика нагрузки.

В ходе данной работы решены следующие задачи:

1. Рассмотрены физические основы и принципы аккумулирования электроэнергии в промышленных масштабах, проведен обзор современных технологий;

2. Разработана методика для моделирования условий инвестиционной привлекательности нового строительства электростанции с устройствами промышленного аккумулирования электроэнергии;

3. На основании результатов, полученных в ходе расчетного моделирования, проведено исследование условий инвестиционной привлекательности нового строительства КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии.

# 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

## 1.1. Электростанции. Принцип работы и особенности КЭС

Электрические станции — это совокупность установок, оборудования и аппаратуры, которые непосредственно применяются для производства электроэнергии, а также необходимые для этого сооружения здания, расположенные на определенной территории.

Существует условное деление электростанций на традиционные и нетрадиционные, в зависимости от используемого вида топлива (источника энергии). Среди традиционных выделяют:

- Тепловые электростанции (ТЭС): работают на органическом топливе, как уголь, мазут, газ или торф;

- Атомные электростанции (АЭС): вырабатывают электроэнергию при помощи ядерного реактора;

- Гидравлические электрические станции (ГЭС): используют в качестве источника энергию водного потока.

Среди нетрадиционных выделяют:

- Ветроэлектростанции (ВЭС): для выработки электроэнергии используют перемещение воздушных масс;

- Солнечные электростанции (СЭС): для генерации электричества используют солнечное излучение;

- Геотермальные электростанции (ГеоТЭС): используют тепловую энергию подземных источников (например, гейзеров) для производства электрической энергии;

- Приливные электростанции (ПЭС): используют энергию приливов и отливов.

В России наиболее распространены традиционные электростанции. На их долю приходится около 99%, оставшийся 1% приходится на нетрадиционную энергетику [1]. По данным Минэнерго России, на конец 2019 года общая установленная мощность энергосистемы Российской Федерации составляет 246 ГВт, из них на долю тепловых электростанций приходится около 66,8%, гидравлических – 20,2%, атомных – 12,3% [2]. Свыше 90% всех производственных мощностей России объединено в Единую энергетическую систему (ЕЭС), охватывающую большую часть территории нашей страны и являющейся одной из самых крупных в мире централизованно-управляемых энергосистем.

Теплоэнергетика занимает лидирующее место, что является исторически сложившейся и экономически оправданной



закономерностью развития российской энергетики. Тепловые электростанции (ТЭС), действующие на территории России, можно классифицировать по следующим признакам:

- по источникам используемой энергии – органическое топливо, геотермальная энергия, солнечная энергия;

- по виду выдаваемой энергии – конденсационные, теплофикационные;

- по использованию установленной электрической мощности и участию ТЭС в покрытии графика электрической нагрузки – базовые (не менее 5000 ч использования установленной электрической мощности в году), полупиковые или маневренные (соответственно 3000 и 4000 ч в году), пиковые (менее 1500-2000 ч в году).

В свою очередь, тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, различаются по технологическому признаку:

- паротурбинные (с паросиловыми установками на всех видах органического топлива: угле, мазуте, газе, торфе, сланцах, дровах и древесных отходах, продуктах энергетической переработки топлива и т.д.);

- дизельные;

- газотурбинные;

- парогазовые.

Наибольшее развитие и распространение в России получили тепловые электростанции общего пользования, работающие на органическом топливе (газ, уголь), преимущественно паротурбинные.

В настоящее время доля производства тепловой генерации составляет около 70% в общем объеме производства электрической энергии в стране. Общая установленная мощность теплофикационных энергоблоков на 2011 год составляет около 150 ГВт. Основными видами топлива для тепловых электростанций являются газ и уголь [1].

Современные тепловые электрические станции имеют преимущественно блочную структуру. ТЭС с блочной структурой составляется из отдельных энергоблоков. В состав каждого энергоблока входят основные агрегаты — турбинный и котельный и связанное с ними непосредственно вспомогательное оборудование. Турбина вместе с котлом, питающим ее паром, образует моноблок.

Переход к блочной структуре ТЭС обусловлен в основном применением промежуточного перегрева пара и необходимостью упрощения схемы главных паропроводов и трубопроводов питательной воды, а также требованиями обеспечения четкой системы автоматизации и регулирования основных агрегатов и их вспомогательного оборудования.

Главные трубопроводы энергоблоков не имеют соединения между собой. Общими для энергоблоков ТЭС являются лишь вспомогательные линии, служащие для пусковых операций, подвода добавочной воды и других целей.

Тепловые электростанции различаются на конденсационные электростанции, сокращенно – КЭС и теплоэлектроцентрали, сокращенно – ТЭЦ.

Основными особенностями КЭС являются: удаленность от потребителей электрической энергии, что определяет в основном выдачу мощности на высоких и сверхвысоких напряжениях, и блочный принцип построения электростанции. Мощность современных КЭС обычно такова, что каждая из них может обеспечить электрической энергией крупный район страны. Отсюда еще одно название электростанций этого типа – государственная районная электрическая станция (ГРЭС).

Каждый энергоблок КЭС представляет собой как бы отдельную электростанцию со своим основным и вспомогательным оборудованием и центром управления – блочным щитом. Связей между соседними энергоблоками по технологическим линиям на современных КЭС обычно не предусматривается. Построение КЭС по блочному принципу дает определенные технико-экономические преимущества, которые заключаются в следующем:

- упрощается и становится более четкой технологическая схема электростанции, вследствие чего увеличивается надежность работы и облегчается эксплуатация;
- уменьшается, а в отдельных случаях может вообще отсутствовать, резервное тепломеханическое оборудование;
- сокращается объем строительных и монтажных работ;
- уменьшаются капитальные затраты на сооружение электростанции;
- обеспечивается удобное расширение электростанции, причем новые энергоблоки при необходимости могут отличаться от предыдущих по своим параметрам.

Современные КЭС имеют энергоблоки в диапазоне 200-800 МВт каждый. Применение крупных агрегатов позволяет обеспечить быстрое наращивание мощностей электростанций, приемлемые себестоимость электрической энергии и стоимость установленного киловатта мощности электростанции.

Наибольшие энергетические потери на КЭС имеют место в основном пароводяном контуре, а именно в конденсаторе, где отработавший в турбине пар, еще содержащий большое количество

тепла, отдает оставшееся тепло циркуляционной воде. Тепло с циркуляционной водой уносится в охлаждающие водоемы, т.е. теряется. Эти потери в основном и определяют КПД электростанции, составляющий даже для самых современных КЭС не более 40 - 42%. [1]

Для привода электрических генераторов на ТЭС в России применяют, как правило, паровые турбины мощностью до 1200 МВт и газовые турбины мощностью до 100–150 МВт. Паротурбинные электростанции, вырабатывающие один вид энергии — электрическую, оснащают турбинами конденсационного типа.

Серийные газотурбинные установки (ГТУ) обладают невысокой экономичностью, потребляют, как правило, высококачественное топливо (жидкое или газообразное). При малых капитальных затратах на сооружение они характеризуются высокой маневренностью, поэтому в некоторых странах, например в США, их используют в качестве пиковых энергоустановок. ГТУ имеют по сравнению с паровыми турбинами повышенные шумовые характеристики, требующие дополнительной звукоизоляции машинного отделения и воздухозаборных устройств. Воздушный компрессор потребляет значительную долю (50–60%) внутренней мощности газовой турбины. Вследствие специфического соотношения мощностей компрессора и газовой турбины диапазон изменения электрической нагрузки ГТУ невелик. Единичная мощность установленных газовых турбин не превышает 100–150 МВт, что значительно меньше требуемой единичной мощности крупных энергоблоков.

Основные преимущества ГТУ для энергосистемы заключаются в их мобильности. В зависимости от типа установки ее время пуска и нагружения составляет 5–20 мин. ГТУ характеризуются более низкой удельной стоимостью (на 50–80% меньше, чем у базовых энергоблоков), высокой степенью готовности к пуску, отсутствием потребности в охлаждающей воде, возможностью быстрого строительства ТЭС при малых габаритах электростанции и незначительном загрязнении окружающей среды. Вместе с тем ГТУ имеют невысокий КПД производства электроэнергии (28–30%), заводское изготовление их сложнее, чем паровых турбин, они нуждаются в дорогих и дефицитных видах топлива. Эти обстоятельства определили и наиболее рациональную область использования ГТУ в энергосистеме в качестве пиковых и обычно автономно запускаемых установок с использованием установленной мощности 500–1000 ч/год.

Сочетание паротурбинной и газотурбинной установок, объединяемых общим технологическим циклом, называют парогазовой

установкой (ПГУ) электростанции. Соединение этих установок в единое целое позволяет снизить потерю теплоты с уходящими газами ГТУ или парового котла, использовать газы за газовыми турбинами в качестве подогретого окислителя при сжигании топлива, получить дополнительную мощность за счет частичного вытеснения регенерации паротурбинных установок и в конечном итоге повысить КПД парогазовой электростанции по сравнению с паротурбинной и газотурбинной электростанциями. Применение ПГУ для сегодняшней энергетики — наиболее эффективное средство значительного повышения тепловой и общей экономичности электростанций на органическом топливе. Лучшие из действующих ПГУ имеют КПД до 46%, а проектируемые — до 48–49%, т.е. выше, чем на проектируемых МГД–установках.

На электростанциях, вырабатывающих и отпускающих два вида энергии — электрическую и тепловую, устанавливают паровые турбины с конденсацией и регулируемые отборами пара, частично — турбины с противодавлением. Такие тепловые электростанции называют теплоэлектроцентралями: на органическом топливе — ТЭЦ, на ядерном топливе — АТЭЦ.

На ТЭЦ и АТЭЦ осуществляют комбинированное производство и отпуск двух видов энергии — электрической и тепловой. Централизованное теплоснабжение потребителей с использованием отработавшей теплоты турбин и выработкой электроэнергии на базе теплового потребления называют 20 теплофикацией. Турбины соответствующего типа называют теплофикационными.

Мощность ТЭЦ составляет свыше 36 % мощности тепловых электростанций страны. Более 60 % электроэнергии на ТЭЦ вырабатывается на базе теплового потребления. Благодаря использованию отработавшей теплоты ТЭЦ обеспечивают большую экономию топлива, расходуемого на производство электроэнергии в стране [3].

В отличие от КЭС теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электрической энергией и теплом. являясь, как и КЭС, тепловыми электростанциями, они отличаются от последних использованием тепла «отработавшего» в турбинах пара для нужд промышленного производства, а также для отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электрической энергии и тепла достигается значительная экономия топлива по сравнению с

раздельным энергоснабжением, т. е. выработкой электрической энергии на КЭС и получением тепла от местных котельных. Поэтому ТЭЦ получили широкое распространение в районах (городах) с большим потреблением тепла и электрической энергии.

Технология производства электрической энергии на КЭС и ТЭЦ практически не отличаются, к тому же, когда ТЭЦ не отпускает тепло (например, летом или сразу же после ввода в эксплуатацию, когда тепловые сети еще не готовы), она работает просто как КЭС. Главное отличие ТЭЦ от ТЭС состоит в наличии на ТЭЦ водонагревательной (теплофикационной) сетевой установки или сетевых подогревателей. Остывшая в теплоприемниках тепловой сети обратная сетевая вода поступает к сетевым насосам. Насосы повышают давление сетевой воды, исключая ее закипание при нагреве в сетевых подогревателях и обеспечивая ее прокачку через сетевые подогреватели. Нагрев сетевой воды в них осуществляется теплотой конденсации пара, отбираемого из паровой турбины. Нагретая до требуемой температуры сетевая вода подается обратно в магистраль прямой сетевой воды к потребителям тепла.

ТЭЦ обладают низкой маневренностью при работе в режиме когенерации, поэтому в отличие от КЭС, они способны лишь незначительно изменять объем вырабатываемой электрической энергии при параллельной выработке тепла.

## **1.2. Особенности генерации электрической энергии**

По сравнению с другими отраслями промышленности, производство электрической и тепловой энергии обладает рядом особенностей:

1. Производство электрической энергии, ее распределение и преобразование в другие виды энергии осуществляются практически в один и тот же момент времени, т.е. электрическая энергия нигде не аккумулируется.

2. Быстрота протекания переходных процессов в электроэнергетической системе. Волновые процессы совершаются в тысячные или даже миллионные доли секунды; процессы, связанные с короткими замыканиями, включениями и отключениями, качаниями, нарушениями устойчивости, совершаются в течение долей секунды или нескольких секунд.

3. Тесная связь со всеми отраслями промышленности (связью, транспортом и т.п.). Эта особенность резко повышает актуальность обеспечения надежности работы энергосистемы и требует создания в энергосистемах достаточного резерва мощности во всех ее элементах.

С учетом особенностей энергетики, тепловая электрическая станция, ее оборудование и технологические схемы должны удовлетворять ряду технических и экономических требований. Среди них:

- надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей в соответствии с графиками нагрузок. Соответствие показателей качества энергии (частота, напряжение электрического тока, давление и температура пара и воды) установленным нормам.

- обеспечение требований безопасности, нормальных условий труда персонала, а также охраны окружающей среды, включающие требования противопожарной безопасности, противоаварийной и биологической защиты.

Обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения требует наличия дорогих резервных генерирующих мощностей либо сложной географически распределенной энергосистемы.

Электростанции могут находиться вблизи потребителей и, наоборот, могут быть удалены от них на значительные расстояния. И в том, и в другом случае передача электрической энергии от электростанции к потребителю осуществляется по электрическим линиям (ЛЭП). Однако, когда потребители удалены от электростанции, передачу электрической энергии приходится осуществлять при повышенном напряжении. Тогда между электростанцией и потребителями необходимо сооружать повышающие и понижающие подстанции (ПС).

В России большая часть наиболее экономичных топливно-энергетических ресурсов находится в азиатской части страны, а основная часть потребителей электрической энергии в настоящее время сосредоточена в центральной части, на юге, западе и Урале. В связи с этим возникает необходимость переброски на большие расстояния значительных потоков электрической энергии. Это требует строительства мощных линий электропередачи высокого напряжения.

Электрические станции в отдельных районах нашей страны, объединены линиями электропередачи высокого напряжения (ВЛ) в единую энергетическую систему страны (ЕЭС). В энергосистемы входят электрические станции, подстанции с повышающими и понижающими трансформаторами, линии электропередачи. Основной поток электроэнергии передается по воздушным ВЛ. Несмотря на их недостатки, это пока самый экономичный вид транспорта электроэнергии. Потери в линиях электропередачи и электрических сетях, достигают 8 – 9 % от передаваемого количества электроэнергии.

Объединение электростанций и отдельных энергоблоков в ЕЭС имеет ряд преимуществ. Повышается надежность энергоснабжения и сокращается размер резервной мощности. Уменьшается общий максимум нагрузки по сравнению с суммой максимумов в отдельных энергосистемах вследствие их одновременности. Развитие ЕЭС позволило реализовать определенное снижение установленной мощности вследствие совмещения максимума нагрузок [3].

Режимная особенность энергетики заключается в неравномерности энергопотребления – сезонной, месячной, недельной и суточной. В этих условиях важнейшей задачей являются оптимальное распределение нагрузки между электростанциями и агрегатами электростанции. Критериями такого распределения является минимум затрат на производство.

Типичный суточный график имеет два пика: утренний и вечерний. Такой график имеет три зоны:

- базовую, когда нагрузка остается постоянной;
- полупиковую, в которой есть спад нагрузки в ночные часы;
- пиковую, включающую оба пика нагрузки.

Объединение электростанций в ЕЭС позволяет осуществлять перетоки энергии из одной энергосистемы в другую для покрытия неравномерности суточной нагрузки.

Типы электростанций, выделяемые по использованию мощности и участию в покрытии графика электрической нагрузки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Типы электростанций по участию в покрытии нагрузки.

Тип электростанции	Годовое число часов использования установленной мощности
Базовые	Более 5000
Полупиковые	3000 - 4000
Пиковые	Менее 1500

К базовым электростанциям относятся в первую очередь АЭС, наиболее современные и мощные КЭС, в значительной мере ТЭЦ, а также ГЭС без регулирования стока воды. Для покрытия максимума (пика) нагрузки целесообразно использовать газотурбинные установки достаточной единичной мощности. Ведутся работы по созданию воздушных аккумулирующих установок, нагнетающих воздух под давлением примерно до 6 МПа в подземные емкости в ночные часы, а днем, в часы пик, использующих этот воздух для выработки

электроэнергии в воздушных или газовых турбинах. Для снятия пиков нагрузки широко применяют гидроэлектростанции (ГЭС) с регулируемым стоком воды. Сооружают гидроаккумулирующие сточные электростанции (ГАЭС), закачивающие воду в верхние водохранилища и использующие ее энергию днем, в часы пиков нагрузки.

В полупиковой области электрической нагрузки могут работать энергоблоки до 300 МВт. Работа АЭС в этой области встречает значительные трудности.

Для работы в полупиковой области нагрузок создают полупиковые энергоблоки, в частности мощностью до 500 МВт с параметрами пара 13 МПа, 510/510°С. Ведутся работы по использованию КЭС с энергоблоками 500 и 800 МВт в таком режиме. В полупиковой области возможна работа энергоблоков 150 и 200 МВт; в этой и пиковой областях широко используют электростанции с агрегатами меньшей мощности (100 МВт и менее). Для повышения эффективности действующих электростанций конденсационные турбины мощностью 100 МВт и менее, а также 150 и 200 МВт переводят на работу с ухудшенным вакуумом для работы в качестве теплофикационных.

Современное мощное и экономичное оборудование используют первоначально в базовом режиме. С течением времени оно вытесняется из области базовой нагрузки более новым и совершенным оборудованием последовательно в полупиковую и даже пиковую области нагрузок. Наиболее изношенное неэкономичное оборудование подлежит демонтажу.

Значительная суточная и недельная неравномерность электропотребления оказывает отрицательное воздействие на показатели работы ЭЭС:

- снижение числа часов использования установленной мощности, что отрицательно сказывается на конечных результатах деятельности;

- увеличение удельных расходов топлива за счет неравномерного режима работы оборудования;

- ускорение износа оборудования; ухудшение качества электрической и тепловой энергии, отпускаемой потребителям, и т. п.

Для повышения экономической эффективности энергетического хозяйства производят преднамеренное изменение конфигурации графиков электрических нагрузок ЭЭС. Это изменение (снижение максимума и повышение минимума нагрузки) принято



называть регулированием (выравниванием или уплотнением) графиков нагрузок.

Регулирование графиков электрических нагрузок позволяет ликвидировать ряд недостатков, изложенных выше, а также снизить рабочую мощность ЭЭС и, следовательно, капитальные вложения в развитие энергетических мощностей.

### **1.3. Аккумуляция энергии для сглаживания генерации**

Накопление электроэнергии в периоды провала нагрузок позволяет снизить ее себестоимость, что представляет экономический интерес как для генерирующих компаний, так и для потребителей. Под данные задачи необходимы буферные накопители с высоким ресурсом и относительно низкой удельной стоимостью. Кроме того, подобные накопители наряду с газотурбинными установками простого цикла, имеющими КПД примерно 35 %, крайне полезны для стабилизации частоты сети при пиковых нагрузках или при авариях на генерирующих объектах.

Применение промышленного накопления энергии имеет целый ряд положительных эффектов.

Во-первых, аккумуляция позволяет оптимизировать процесс генерации электроэнергии путем выравнивания графика нагрузки наиболее дорогого генерирующего оборудования. В дополнение дорогостоящая тепловая генерация может быть избавлена от роли регулятора. В свою очередь, это ведет к снижению расходов углеводородного топлива, росту коэффициента использования установленной мощности электростанций, повышает надежность энергоснабжения и снижает потребности в строительстве новых мощностей.

Во-вторых, накопители электрической энергии позволяют исключить избыточное количество генерирующих мощностей, оптимизировать режим работы электростанций, обеспечить спокойное прохождение ночного минимума и дневного максимума нагрузок.

В-третьих, электроэнергия становится дешевле для потребителя, повышается надежность энергоснабжения, появляется возможность обеспечения работы критического оборудования при перебоях с питанием и создания резерва на случай аварий.

Кроме того, происходит снижение пиковой нагрузки на электрические подстанции и сокращение затрат на модернизацию сетевой инфраструктуры.

Таким образом, аккумуляция электроэнергии в промышленных масштабах приводит к существенным выгодам как для

генерирующих предприятиях и сетевых компаний, так и для потребителей. Рассмотрим рынок накопителей энергии и выделим наиболее популярные технологии.

На данный момент 99% промышленного накопления энергии (132,2 ГВт) происходит на гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС). Среди прочих технологий, на которые приходится 1% накопления, можно выделить накопители на сжатом воздухе, сульфидных натриевых аккумуляторных батареях и литиевых аккумуляторных батареях.

Несмотря на распространенность ГАЭС, они обладают рядом существенных недостатков. Так, строительство новых ГАЭС ограничивается природными и географическими факторами. Например, наличием подходящих для их сооружения мест, имеющих перепад высот не менее 100 м. Стоит также отметить, что гидроаккумулирующие электростанции и устройства, использующие технологии сжатого воздуха могут быть ограничено задействованы в процессе сглаживаний краткосрочных колебаний нагрузки, несмотря на возможность аккумулировать существенные объемы энергии в течение нескольких часов.

К привычным гидроаккумулирующим станциям, аккумулирующим системам на сжатом воздухе, маховикам, свинцово-кислотным и никель-кадмиевым аккумуляторам добавляются быстро прогрессирующие в своем развитии водородные и литий-ионные аккумулирующие системы. Сравнение основных характеристик различных типов запасаения энергии представлено в таблице А.1 (приложение А). Как видно из таблицы, аккумуляторы обладают оптимальным соотношением параметров для применения на объектах генерации в целях сглаживания графиков нагрузки. Высокая энергоемкость, возможность к масштабированию и относительно низкая стоимость выделяет данный вид накопителей.

Аккумуляторы являются модульным, бесшумным и относительно дешевым устройством. Привлекательным вариантом их также делает, удобство и быстрота установки. Крупные аккумуляторные системы используют инвертор для преобразования постоянного тока аккумулятора в переменный ток поддерживаемой сети. Общая эффективность такой системы обычно находится в диапазоне 60–80%.

Относительно низкая эффективность преобразования объясняется тем, что аккумуляторы запасают энергию при помощи электрохимического процесса. Каждый цикл преобразования энергии неизбежно сопровождается выделением тепла, что уменьшает КПД

преобразования и требует контроля температуры для предотвращения уменьшения долговечности или термического повреждения аккумулятора.

Другой проблемой является ограниченный жизненный цикл аккумулятора. Он определяется как число циклов заряда/разряда, которое батарея может обеспечить, и является фиксированной величиной для каждого типа аккумуляторов. Более того, жизненный цикл зависит от типичной глубины разряда, которой аккумулятор подвергается при работе. При относительно невысоких показателях глубины разряда жизненный цикл не изменяется, но может ухудшиться при глубоком разряде.

Литий-ионные аккумуляторы, развиваясь наиболее интенсивно, находят все большее применение в промышленной аккумуляции. Они работают по следующему принципу. При заряде аккумулятора происходит интеркаляция<sup>1</sup> ионов лития в анодный материал (обычно используется углеродный анод). При разряде ионы лития деинтеркалируются и переносятся на катод, а высвободившиеся электроны формируют электрический ток во внешней цепи. Основные параметры литий-ионных аккумуляторов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры промышленных литий-ионных аккумуляторов.

Параметр	Литий-ионный аккумулятор
Удельная энергоемкость, Вт·ч/кг	от 70 до 180
Саморазряд	сильная зависимость от температуры
Ресурс, количество циклов	от 2000 до 10000
Капитальные затраты, долл./кВт·ч	от 500 до 4000
Допустимая глубина разряда, %	от 70 до 95
КПД, %	от 85 до 95

Для аккумуляторов данного типа характерны следующие преимущества:

1. высокая энергоемкость (плотность накопления энергии, Вт·ч/кг);
2. глубокие циклы заряда-разряда;
3. отсутствие «эффекта памяти».

<sup>1</sup> Интеркаляция — обратимое включение молекулы или группы между другими молекулами или группами.

Однако в то же время есть и недостатки, выраженные в зависимости ресурса и стоимости таких аккумуляторов от типа электрохимических систем, применяемых на катоде и аноде. Кроме того, ресурс таких аккумуляторов зависит от температуры и режимов эксплуатации. Повышение температуры при эксплуатации или даже при хранении существенно снижает ресурс большинства аккумуляторов и увеличивает скорость саморазряда.

Стоит отметить, что оценки практических приложений показывают, что в большинстве случаев Li-ion накопители в практических приложениях дают значительный экономический выигрыш, несмотря на большую стоимость.

Основным требованием, предъявляемым к работающим в составе автономной энергосистемы аккумуляторам, является обеспечение требуемого срока службы. Аккумуляторы могут обеспечить ограниченное количество циклов заряд-разряд, после чего их емкость снижается и требуется их замена.

Выделяют несколько факторов, оказывающих существенное влияние на ожидаемый срок службы аккумулятора. Во-первых, это токи заряда и разряда, превышающие оптимальные для данного аккумулятора. Во-вторых, это работа при отрицательных температурах. Подобный режим эксплуатации негативно сказывается на продолжительности службы аккумулятора и отдаваемой им емкости. Работа аккумулятора при температуре  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  приводит к снижению емкости до 60 % от номинальной и уменьшению ожидаемого срока службы аккумулятора на 40 %.

Деградация Li-ion накопителей имеет ряд особенностей. Деградация аккумулятора может происходить в процессах циклирования и хранения, причем механизм этих процессов различен. В процессе хранения она обычно малозначительна в связи с непрерывным циклированием системы. Кроме того, режим заряда-разряда более щадящий, чем, например, в случае электромобилей. Типична ситуация только одного в день (часто неполного) цикла заряд-разряд продолжительностью в несколько часов каждый, то есть накопители в энергетике работают в режиме малых токов, в отличие от типичного для электромобилей режима высоких токов. Для A123 и LG Chem скорость деградации увеличивается при увеличении токов заряда/разряда. Одновременно с этим тепловой режим является заметно более щадящим в связи со стационарностью системы, что приводит к более медленной деградации самого накопителя. Для A123 и Samsung наблюдается эффект увеличения скорости деградации при росте

рабочей температуры, в которых рассматривается зависимость скорости деградации от условий эксплуатации.

Таким образом, при выборе технологии аккумулирования энергии на КЭС должно учитываться основное правило электроснабжения: обеспечение надежности, характеризующееся непрерывностью и исполнением требований по качеству. Кроме того, необходимо принимать во внимание стоимость накопления энергии и сложность технологии. Литий-ионные накопители обладают оптимальным соотношением характеристик для использования на КЭС. Достаточно высокая удельная энергоемкость (70-190 Вт·ч/кг) свидетельствует о возможности более компактного размещения модулей. Высокий ресурс (количество циклов в среднем около 5000-6000) и отсутствие эффекта памяти характеризуют литий-ионные накопители как относительно долговечные и надежные системы накопления энергии. Сравнительно высокий КПД (85-95%) свидетельствует об эффективности, при этом средний уровень капитальных затрат (0,5-4 тыс. USD) отражает относительную доступность технологии. Существенным минусом является высокая зависимость от температуры. При нарушении условий работы аккумуляторов значительно сокращается ресурс. Однако данный недостаток устраняется при работе литиевых аккумуляторов в помещениях с возможностью поддерживать заданные температурные параметры.

#### **1.4. Анализ рынка промышленных аккумуляторов**

Мощность электрических накопителей в странах ЕС, в США и в Китае по различным сценариям Международного энергетического агентства, к 2050 году возрастет от двух до восьми раз. В России после 2022 года прогнозируется новый инвестиционный цикл в энергетике. Потенциальная ниша для новых энергообъектов оценивается в 15–30 ГВт. Инвестиции могут составить \$500–700 млрд к 2035 году. При этом выиграть от применения накопителей смогут практически все участники рынка.

Хранение электроэнергии названо McKinsey Global Institute одной из 12 прорывных технологий, которые существенным образом изменят глобальную экономику.

На сегодняшний день существуют примеры успешной реализации проектов промышленного аккумулирования электрической энергии на основе Li-ion батарей. Так, в 2017 году в Китае (Ханчжоу) был произведен ввод в эксплуатацию первой модульной аккумуляторной электростанции с предустановленными батареями

производства Narada. Данная установка имеет мощность 250 кВт и емкость 1 МВт·ч, при этом ожидается срок службы 10 лет. Примечательно, что электростанция состоит из готового фундамента и стандартного контейнера. Это отражается на крайне малых сроках строительства (может быть возведена в течение недели), а также позволяет, расширить накопительные мощности в короткий срок.

В 2019 году в Китае в провинции Цзянсу начала работать аккумуляторная электростанция с мощностью 100 МВт и емкостью 200 МВт·ч. На момент запуска она было крупнейшей в мире. Электростанция с такими параметрами позволяет ежедневно давать 400 МВт·ч электроэнергии и позволяет эффективно решать проблему нехватки электроэнергии в часы пиковой нагрузки.

В августе 2020 года в Калифорнии введена в строй крупнейшая аккумуляторная система накопления энергии Gateway Energy Storage мощностью 250 МВт. Эксперты оценивают емкость данной системы в 1-1,5 ГВт·ч. Основная задача данного накопителя – повышение надежности регионального энергоснабжения.

Таким образом, рынок аккумуляторных батарей имеет большой потенциал для развития. Уже сегодня можно наблюдать успешные проекты использования эффективных и компактных Li-ion батарей, способных выравнять суточную нагрузку, а также обеспечивать надежность энергоснабжения. Стоит рассмотреть более детально возможные сценарии применения промышленных Li-ion аккумуляторов на КЭС.

В целом сама возможность реализации подобных проектов будет зависеть от инвестиционной привлекательности внедрения аккумуляторов. Во второй главе к рассмотрению будет предложена модель, позволяющая произвести расчет основных показателей инвестиционного проекта по новому строительству КЭС. На основании этой модели в третьей главе будут выявлены условия, при которых целесообразным является инвестирование капитала в новое строительство КЭС с системами накопления энергии.

## **2 РАЗРАБОТКА РАСЧЕТНОЙ МЕТОДИКИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСЛОВИЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА КЭС С УСТРОЙСТВАМИ ПРОМЫШЛЕННОГО АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Как было отмечено в первой главе, в основном покрытие пиков и полупиков суточной нагрузки осуществляется за счет работы КЭС в маневренном режиме. Данная особенность функционирования энергетической системы приводит к тому, что КЭС демонстрируют меньшую эффективность по сравнению с остальными типами электростанций. Во-первых, работа КЭС в маневренном режиме предполагает наличие резерва мощности, который задействуется для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок и не задействуется в остальное время, что обуславливает сравнительно низкий коэффициент использования установленной мощности. Таким образом, электростанции функционируют в менее экономичном режиме. Во-вторых, существенное изменение нагрузки в течение суток на КЭС приводит к ускоренному износу оборудования, а также к увеличению расходов на его ремонт и обслуживание. Использование систем накопления энергии на основе Li-ion аккумуляторов может оказаться решением, позволяющим сохранить преимущества КЭС для энергосистемы – маневренность, при этом повысив их экономическую эффективность. Ключевым вопросом является сопоставимость выгод, получаемых от внедрения аккумуляторов с затратами на их установку и обслуживание.

Предварительно был выдвинут ряд гипотез, которые будут подтверждены или опровергнуты в результате расчетов, произведенных с использованием разработанной в данной главе модели. Данные гипотезы изначально обусловили целесообразность проведения исследования.

Первая гипотеза: существенное различие в удельных капитальных вложениях на строительство единицы установленной мощности КЭС с паросиловой установкой и системы накопления энергии (1100-1200 \$/кВт и 350-600 \$/кВт·ч соответственно) свидетельствует о том, что строительство КЭС меньшей мощности, но с аккумуляторными батареями позволит снизить общие капиталовложения.

Вторая гипотеза: меньшая установленная мощность КЭС с аккумуляторными батареями предполагает не только снижение капитальных затрат на этапе строительства, но еще и уменьшение эксплуатационных

расходов (таких как расходы на ремонт), что повышает инвестиционную привлекательность такого проекта.

Третья гипотеза: емкость аккумуляторных батарей будет напрямую зависеть от графика нагрузки, и в определенных условиях она может оказаться существенно больше установленной мощности КЭС, что сделает капитальные затраты на строительство проекта КЭС с аккумуляторами сопоставимыми с капитальными затратами на строительство КЭС большей мощности, но без аккумуляторов.

Четвертая гипотеза: проект КЭС с аккумуляторами будет демонстрировать более низкие показатели эффективности вложения капитала за счет того, что срок службы Li-ion аккумуляторов существенно ниже срока эксплуатации КЭС и по этой причине потребуются замена аккумуляторов, что увеличит общие инвестиции в проект.

Для исследования условий, при которых вложение капитала в установку промышленных аккумуляторов на КЭС будет экономически целесообразно, была построена модель, позволяющая рассчитать и сравнить два инвестиционных проекта. Первый проект (далее КЭС 1) предполагает новое строительство КЭС, полностью обеспечивающую необходимую нагрузку в заданных условиях без использования аккумуляторов. Второй проект (далее КЭС 2) – новое строительство КЭС меньшей установленной мощности, но с применением аккумуляторов, позволяющих обеспечивать полное покрытие нагрузки в тех же условиях.

## **2.1 Трансформация графика нагрузки**

Построение модели начинается с определения места строительства КЭС, поскольку от этого зависит график нагрузки. Оба проекта рассматриваются для строительства на Северо-Западе России в Ленинградской области, поэтому инвестиционная привлекательность обеих КЭС будет оцениваться в условиях данного региона.

На практике суточный график нагрузки является динамическим параметром, и изменяется каждые сутки ввиду особенностей производства и потребления энергии. Кроме того, суммарное суточное потребление электроэнергии, формирующее график нагрузки выражается в абсолютных значениях и обычно измеряется в МВт·ч, что само по себе отражает только общую зависимость, при этом условия работы каждой электростанции могут отличаться. В связи с этим для построения модели было принято решение рассматривать среднегодовое потребление электроэнергии, которое для каждого часа суток рассчитывается по формуле (1).



$$W_j^{abc} = \sum_{i=1}^f W_{ij} / f \quad (1)$$

где  $W_j^{abc}$  – среднегодовое потребление электроэнергии в  $j$  час суток в абсолютном выражении, МВт·ч.;

$W_{ij}$  – потребление электроэнергии в  $i$  день года в  $j$  час суток, МВт·ч.;

$f$  – количество дней с зафиксированным почасовым потреблением электроэнергии.

Переход от абсолютных значений к относительным позволяет сохранить функциональную зависимость суточного изменения нагрузки, при этом появляется возможность рассчитать средний режим работы для КЭС любой мощности в заданном регионе. Преимуществом введения данных суточной нагрузки в виде коэффициентов является также возможность воспроизвести уникальные условия нагрузки, в которых будет работать КЭС, что увеличивает сценарии применения данной расчетной модели. Коэффициенты нагрузки для каждого часа рассчитываются по формуле (2):

$$W_j^{\text{коэф}} = W_j^{abc} / W_{max} \quad (2)$$

где  $W_j^{\text{коэф}}$  – среднегодовое потребление электроэнергии в  $j$  час суток, заданное коэффициентом, доли от  $W_{max}$ ;

$W_j^{abc}$  – среднегодовое потребление электроэнергии в  $j$  час суток в абсолютном выражении, МВт·ч.;

$W_{max}$  – максимальное среднегодовое потребление электроэнергии за час суток, МВт·ч.

Поскольку данная расчетная модель позволяет определить целесообразность инвестирования средств в КЭС с аккумуляторами любой мощности и емкости, расчетная нагрузка для каждого часа суток (при построении среднегодового графика нагрузки) зависит от установленной мощности КЭС и определяется по формуле (3). Максимальная рабочая мощность КЭС 1 ( $N_{\text{раб}}^{\text{КЭС}1}$ ) определяется по формуле (6) в п.2.3.

$$N_j = W_j^{\text{коэф}} \times N_{\text{раб}}^{\text{КЭС}1} \quad (3)$$

где  $N_j$  – расчетная нагрузка, приходящаяся на  $j$  час суток, МВт;

$W_j^{\text{коэф}}$  – среднегодовое потребление электроэнергии в  $j$  час суток, заданное коэффициентом, доли от  $W_{max}$ ;

$N_{\text{раб}}^{\text{КЭС}1}$  – максимальная рабочая мощность КЭС 1, МВт.

## 2.2 Расчет выравненного уровня нагрузки

Наличие заданного графика нагрузки позволяет перейти к расчету выравненного уровня нагрузки. Выравнивание достигается за счет аккумуляции электроэнергии в часы провала нагрузки и выдачи саккумуляированной энергии в часы пикового потребления. Пусть  $N_B$  – выравненный уровень нагрузки. Критерий выравнивания – равенство суммы секторов, где  $N_j$  больше  $N_B$  сумме секторов, где  $N_j$  меньше  $N_B$  записывается уравнением (4).

$$\sum_{j=1}^{24} (N_B - N_j) = 0 \quad (4)$$

где  $N_B$  – выравненный уровень нагрузки, МВт;

$N_j$  – расчетная нагрузка, приходящаяся на  $j$  час суток, МВт.

Тогда выравненный уровень нагрузки рассчитывается по формуле (5):

$$N_B = \sum_{j=1}^{24} N_j / 24 \quad (5)$$

где  $N_B$  – выравненный уровень нагрузки, МВт;

$N_j$  – расчетная нагрузка, приходящаяся на  $j$  час суток, МВт.

Стоит отметить, что аккумуляция энергии в Li-ion батареях предполагает потери. В среднем они составляют 5% [14]. Кроме того, функционирование системы накопления энергии предполагает возникновение расходов на собственные нужды. Расходы на собственные нужды состоят в основном из затрат на электроэнергию для поддержания необходимой температуры эксплуатации аккумуляторов [21].

Таким образом, помимо потенциально доступного для аккумуляции объема энергии, выравненный уровень генерации должен также учитывать потери электроэнергии, возникающие в аккумуляторах и расходы на собственные нужды. Генерация электроэнергии в периоды провала нагрузок должна быть больше выравненного уровня на величину потерь и расходов электроэнергии на собственные нужды в аккумуляторах. Расчет потерь для определения необходимого уровня генерации электроэнергии представлен в п.2.5.

График нагрузки, а также выравненный уровень, учитывающий дополнительные объемы генерации электроэнергии, позволяют перейти

к определению установленной мощности КЭС без аккумуляторов и КЭС с аккумуляторами.

### 2.3 Расчет установленной электрической мощности КЭС

Установленная мощность электростанции — это наибольшая активная электрическая мощность, с которой электростанция может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование [15]. Для первого проекта установленная мощность в расчетной модели задается исследователем.

Связь максимальной рабочей мощности КЭС 1 и установленной мощности КЭС 1 описывается уравнением (6). Необходимо отметить, что  $R$  (резерв мощности) является коэффициентом, позволяющим в первую очередь более точно задавать величину фактической используемой мощности (т.е. максимальной рабочей мощности). Резерв мощности складывается из двух компонентов: фактического резерва, определяемого системным оператором, и поправочного коэффициента, который задается исследователем и позволяет изменять общую величину резерва так, чтобы  $N_{\text{раб}}^{\text{КЭС}}$  была приближена к фактически достижимым параметрам:

$$N_{\text{раб}}^{\text{КЭС 1}} = N_{\text{уст}}^{\text{КЭС 1}} \times (1 - R) \quad (6)$$

где  $N_{\text{раб}}^{\text{КЭС 1}}$  – максимальная рабочая мощность КЭС 1, МВт;

$N_{\text{уст}}^{\text{КЭС 1}}$  – установленная мощность КЭС 1, МВт;

$R$  – резерв мощности, %.

Поскольку КЭС 2 работает в выравненном режиме, максимальная рабочая мощность электростанции с аккумуляторами рассчитывается по формуле (7):

$$N_{\text{раб}}^{\text{КЭС 2}} = N_{\text{в}} + Z \quad (7)$$

где  $N_{\text{раб}}^{\text{КЭС 2}}$  – максимальная рабочая мощность КЭС 2, МВт;

$N_{\text{в}}$  – выравненный уровень нагрузки, МВт;

$Z$  – потери в аккумуляторах, МВт.

Для второго проекта установленная мощность КЭС рассчитывается по формуле (8):

$$N_{\text{уст}}^{\text{КЭС 2}} = N_{\text{раб}}^{\text{КЭС 2}} \times (1 + R) \quad (8)$$

где  $N_{\text{уст}}^{\text{КЭС 2}}$  – установленная мощность КЭС 2, МВт;

$N_{\text{раб}}^{\text{КЭС 2}}$  – максимальная рабочая мощность КЭС 2, МВт;

$R$  – резерв мощности, %.

Наличие в расчете установленной мощности КЭС такого компонента как резерв мощности позволяет не только учитывать фактический резерв, необходимый для функционирования электростанции в единой энергосистеме, но еще и более реалистично оценивать уровень загрузки мощности, так как на практике КИУМ для КЭС обычно составляет 50-60%.

Таким образом, возможность рассчитать установленную мощность для первого проекта позволяет сразу перейти к упрощенной оценке общих капиталовложений. Однако для оценки затрат на реализацию второго проекта одних данных по установленной мощности КЭС недостаточно. Требуется определение емкости и мощности аккумуляторных батарей, установка которых позволит электростанции покрывать необходимую нагрузку при меньшей установленной мощности.

#### 2.4 Расчет емкости и мощности аккумуляторных батарей

Как уже было отмечено ранее в п.2.3, процесс запасания энергии в Li-ion аккумуляторных батареях сопровождается потерями, которые необходимо учитывать при выработке электроэнергии в выравненном режиме. В среднем КПД Li-ion аккумуляторов составляет 95% [14]. Кроме того, стоит учитывать расходы электроэнергии на собственные нужды системы накопления энергии (СНЭ).

В первую очередь необходимо произвести расчет выдаваемой из аккумуляторов электроэнергии по формуле (9).

$$D = \sum_{j=1}^d (N_j - N_B) \quad (9)$$

где  $D$  – количество электроэнергии, отпускаемой в сеть из аккумуляторов, МВт·ч.;

$d$  – число часов в сутках, когда производится выдача э/э из аккумуляторов, ч;

$N_j$  – расчетная нагрузка, приходящаяся на  $j$  час суток, МВт;

$N_B$  – выравненный уровень нагрузки, МВт.

Количество запасаемой энергии должно превышать количество выдаваемой из системы накопления электроэнергии на величину потерь, которые рассчитываются по формуле (10):

$$Z = D \times z \quad (10)$$

где  $Z$  – суммарные потери в системе накопления энергии за 1 цикл, МВт·ч.;

$D$  – количество электроэнергии, отпускаемой в сеть из аккумуляторов, МВт·ч.;

$Z$  – потери, возникающие в ходе запасания электроэнергии и расход энергии на собственные нужды, %.

Таким образом, в часы накопления электроэнергии в батареях, выравненный уровень генерации должен увеличиваться на величину потерь, для того чтобы обеспечивался необходимый отпуск электроэнергии из батарей в сеть. Рассчитанные по формуле (10) потери необходимо равномерно компенсировать во время запасания энергии в аккумуляторах, чтобы незначительно изменять уровень выработки электроэнергии на КЭС. Расчет величины удельной компенсации потерь по формуле (11) позволяет определить количество электроэнергии, которое необходимо дополнительно вырабатывать в часы аккумуляирования для покрытия потерь.

$$Z_{\text{комп}}^{\text{уд}} = Z/s \quad (11)$$

где  $Z_{\text{комп}}^{\text{уд}}$  – удельная компенсация суммарных потерь, МВт/ч;

$Z$  – суммарные потери в системе накопления энергии, МВт;

$s$  – число часов аккумуляирования электроэнергии за 1 сутки, ч.

Выравненный уровень нагрузки, а также величина удельной компенсации потерь позволяют рассчитать количество энергии, которое может быть накоплено в аккумуляторах в часы, когда фактическая нагрузка ниже выравненного уровня генерации рассчитывается по формуле (12):

$$S = \sum_{j=1}^s ((N_{\text{в}} + Z_{\text{комп}}^{\text{уд}}) - N_j) \quad (12)$$

где  $S$  – количество аккумулируемой электроэнергии, МВт·ч.;

$s$  – число часов аккумуляирования электроэнергии за 1 сутки, ч.

$N_{\text{в}}$  – выравненный уровень нагрузки, МВт.

$N_j$  – расчетная нагрузка, приходящаяся на  $j$  час суток, МВт;

Необходимо учитывать максимальную глубину разряда Li-ion аккумуляторных батарей, поскольку при глубоком разряде жизненный цикл аккумуляторов сокращается [8]. В расчетной модели максимальная глубина разряда аккумуляторов принимается за 90% в соответствии с [6] и [21]. В связи с этим, емкость аккумуляторов может быть рассчитана по формуле (13):

$$E = S \times (1 + (100\% - c)) \quad (13)$$

где  $E$  – емкость аккумуляторных батарей, МВт·ч.;

$S$  – количество аккумулируемой электроэнергии, МВт·ч.;  
 $c$  – максимальная глубина разряда аккумуляторных батарей, %.

Мощность системы накопления энергии принимается равной часовому максимуму отпуска электрической энергии из аккумуляторов в сеть. Резерв мощности аккумуляторных батарей в данной модели не учитывается, поскольку покрытие пиковых нагрузок, превосходящих мощность аккумуляторов может осуществляться за счет увеличения рабочей мощности КЭС.

## 2.5 Расчет выработки и отпуска электроэнергии

График нагрузок является первичным элементом, который задается в данной расчетной модели. В связи с этим, расчет отпуска электроэнергии предшествует расчету общей выработки. Годовой отпуск электроэнергии рассчитывается по формуле (14):

$$W_{\text{отп}} = \sum_{j=1}^{24} N_j \times 365 \quad (14)$$

где  $W_{\text{отп}}$  – годовой отпуск электроэнергии, МВт·ч;  
 $N_j$  – расчетная нагрузка, приходящаяся на  $j$  час суток, МВт.

Часть вырабатываемой станцией электроэнергии расходуется ею на собственные нужды (например, на работу насосов для прокачки воды). В соответствии с экспертным мнением научного руководителя, расход электроэнергии на собственные нужды КЭС в данной расчетной модели принят на уровне 5,5%. Стоит отметить, что к потерям на собственные нужды КЭС 2 также добавляются потери электроэнергии в аккумуляторах.

Годовая выработка электроэнергии учитывает отпуск электроэнергии и потери и рассчитывается по формуле (15):

$$W = W_{\text{отп}} + W_{\text{п}} + W_{\text{сн}} \quad (15)$$

где  $W$  – годовая выработка электроэнергии, МВт·ч.;  
 $W_{\text{отп}}$  – годовой отпуск электроэнергии, МВт·ч.;  
 $W_{\text{п}}$  – потери электроэнергии в аккумуляторах за 1 год, МВт·ч.;  
 $W_{\text{сн}}$  – годовой расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч.

## 2.6 Расчет показателей эффективности КЭС

Наличие данных по выработке электроэнергии позволяет перейти к расчету показателей, позволяющих оценить эффективность работы электростанций.

Один из основных показателей – число часов использования установленной мощности, который отражает уровень загрузки электростанции и рассчитывается по формуле (16):

$$h = \frac{W}{N_{\text{уст}}} \quad (16)$$

где  $h$  – число часов использования установленной мощности;  
 $W$  – годовая выработка электроэнергии, МВт·ч;  
 $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность электростанции, МВт.

В относительном виде эквивалентом числа часов использования установленной мощности является показатель коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), который определяется по формуле (17):

$$K = \frac{h}{8760} \quad (17)$$

где  $K$  – коэффициент использования установленной мощности КЭС, %;

$h$  – число часов использования установленной мощности.

КПД КЭС в силу технологических особенностей процесса генерации электроэнергии на ТЭС составляет в среднем от 30% до 40%. В данной модели ввиду отсутствия необходимости в сложных технических расчетах предлагается расчет КПД КЭС «плавающим» методом, учитывающим КИУМ электростанции по формуле (18):

$$\eta = 30\% + K \times (40\% - 30\%) \quad (18)$$

где  $\eta$  – КПД конденсационной электростанции, %;

$K$  – коэффициент использования установленной мощности КЭС, %.

## 2.7 Построение денежного потока. Расчет NPV, IRR, PI

Оценка условий инвестиционной привлекательности проектов предполагает работу с денежными потоками, которые проекты генерируют.

Денежный поток (cash flow) является разностью притока (cash inflow) и оттока (cash outflow) денежных средств за отчетный период и рассчитывается по формуле (19):

$$CF_{\tau} = CIF_{\tau} - COF_{\tau} \quad (19)$$

где  $CF_{\tau}$  – денежный поток за период  $\tau$ , руб.;

$CIF_{\tau}$  – приток денежных средств за период  $\tau$ , руб.;

$COF_{\tau}$  – отток денежных средств за период  $\tau$ , руб.

В данной модели принято, что денежный приток на электростанции формируется за счет двух компонентов:

- выручка от реализации электроэнергии;
- выручка от реализации мощности по ДПМ или КОМ.

Денежный отток формируется инвестициями (капитальными вложениями), а также текущими расходами, такими как:

- Издержки на топливо;
- Издержки на воду;
- Издержки на электроэнергию (на собственные нужды);
- Ежегодные амортизационные отчисления;
- Оплата труда персонала (с отчислениями);
- Издержки на ремонт;
- Прочие цеховые и общецеховые расходы;
- Налог на имущество;
- Налог на прибыль.

В данной расчетной модели предполагается, что инвестиции в оба проекта осуществляются в самом начале, поэтому денежные потоки начинаются с отрицательной компоненты. Однако особенности эксплуатации аккумуляторных батарей, описанные в п.2.4 вынуждают произвести замену системы накопления энергии в процессе реализации проекта по строительству КЭС с аккумуляторами. В связи с этим, денежные средства во второй проект будут инвестированы не только в начале, но также и в процессе его реализации.

Оба рассматриваемых проекта реализовываются в три этапа:

1. Проведение проектно-исследовательских работ;
2. Строительство зданий и сооружений, приобретение и установка оборудования;
3. Эксплуатация.

КЭС начинают генерировать денежные потоки только на третьем этапе. В связи с этим, нулевым периодом в обоих инвестиционных проектах будет служить момент пуска в эксплуатацию.

Существенное распределение денежных потоков во времени затрудняет их объективную оценку. В соответствии с концепцией временной стоимости денег, в разные периоды времени одна и та же сумма имеет разную стоимость. Применение динамических методов для исследования инвестиционных проектов позволяет учитывать фактор времени, что позволяет более точно прогнозировать финансовые эффекты проекта.



Дисконтирование денежного потока позволяет привести разновременные денежные потоки к определенному периоду времени за счет умножения на коэффициент дисконтирования (формула 20):

$$DCF_{\tau} = \frac{CF_{\tau}}{(1 + E)^{\tau}} \quad (20)$$

где  $DCF_{\tau}$  – дисконтированный денежный поток за период времени  $\tau$ , руб.;

$CF_{\tau}$  – денежный поток за период времени  $\tau$ , руб.;

$E$  – ставка дисконтирования, %.

Стоит отметить, что при приведении инвестиций, осуществляемых до нулевого периода, их значений не дисконтируется, а мультиплицируется.

Ставка дисконтирования – показатель, отражающий желаемую доходность инвестора на капитал. Данная ставка учитывает в себе риски, которые несет инвестор, вкладываясь в определенный проект. Для объективной оценки ставки дисконтирования необходимо принимать во внимание:

1)  $i_{\text{альт}}$  – оценку альтернативных вложений (обычно на уровне средней доходности долгосрочных ОФЗ);

2)  $i_{\text{инф}}$  – оценку инфляционных ожиданий (обычно на уровне прогноза инфляции центральным банком);

3)  $i_{\text{риск}}$  – оценку риска (обычно на уровне оценки вероятности полного срыва проекта).

Учесть данные риски при расчете ставки дисконтирования позволяет кумулятивный метод, который берет за основу эффект Фишера. Ставка дисконтирования вычисляется по формуле (21):

$$E = (1 + i_{\text{альт}}) \times (1 + i_{\text{инф}}) \times (1 + i_{\text{риск}}) - 1 \quad (21)$$

где  $E$  – ставка дисконтирования, %;

$i_{\text{альт}}$  – доходность альтернативных вложений, %;

$i_{\text{инф}}$  – инфляционные ожидания, %;

$i_{\text{риск}}$  – рискованные ожидания, %.

Одним из наиболее распространенных показателей в оценке инвестиционных проектов является чистый дисконтированный доход (NPV), который рассчитывается по формуле (22). В данном случае инвестиции, осуществляемые до начала проекта, мультиплицируются.

$$NPV = \sum_{\tau=0}^n \frac{CF_{\tau}}{(1 + E)^{\tau}} - \sum_{\tau=-q}^0 \frac{I_{\tau}}{(1 + E)^{\tau}} \quad (22)$$

где  $NPV$  – чистый дисконтированный доход, руб.;

$n$  – период реализации проекта, лет;

$CF_\tau$  – денежный поток за период времени  $\tau$ , руб.;

$E$  – ставка дисконтирования, %;

$q$  – период, предшествующий вводу КЭС в эксплуатацию, лет;

$I_\tau$  – первоначальные инвестиции (капитальные вложения).

Внутренняя норма доходности (IRR) отражает максимальную стоимость привлекаемого капитала, поскольку является предельной ставкой дисконтирования, при которой проект теряет инвестиционную привлекательность. Данный показатель определяется по формуле (23):

$$\sum_{\tau=0}^n \frac{CF_\tau}{(1 + IRR)^\tau} = I_0 \quad (23)$$

где  $n$  – период реализации инвестиционного проекта, лет;

$CF_\tau$  – денежный поток за период времени  $\tau$ , руб.;

$IRR$  – внутренняя норма доходности, %;

$I_0$  – первоначальные инвестиции (капитальные вложения).

$NPV$  проекта определяет его абсолютную эффективность при заданной процентной ставке дисконтирования, в то время как  $IRR$  характеризует его относительную эффективность, которая сравнивается с требуемым уровнем доходности для инвестора (ставкой дисконтирования).

Индекс доходности (PI) отражает соотношение приведенных денежных потоков, генерируемых проектом к приведенным инвестициям, и рассчитывается по формуле (24):

$$PI = \frac{\sum_{\tau=0}^n \frac{CF_\tau}{(1 + E)^\tau}}{\sum_{\tau=-q}^0 \frac{I_\tau}{(1 + E)^\tau}} \quad (24)$$

где  $n$  – период реализации инвестиционного проекта, лет;

$CF_\tau$  – денежный поток за период времени  $\tau$ , руб.;

$E$  – ставка дисконтирования, %;

$q$  – период, предшествующий вводу КЭС в эксплуатацию, лет;

$I_\tau$  – первоначальные инвестиции (капитальные вложения).

Период окупаемости (PP) и дисконтируемый период окупаемости (DPP) проекта отражают срок, за который осуществляется полный возврат инвестиций и рассчитываются по формуле (25).

Период окупаемости — это такой срок реализации проекта  $n$ , при котором выполняется условие:

$$\sum_{\tau=0}^{n=T} B = I_0 \quad (25)$$

где  $n$  – период реализации инвестиционного проекта, лет;  
 $T$  – период окупаемости инвестиционного проекта, лет;  
 $B$  – денежный поток  $CF_{\tau}$  или дисконтированный денежный поток  $DCF_{\tau}$   
(в зависимости от целей расчета) за период времени  $\tau$ , руб.;;  
 $I_0$  – первоначальные инвестиции (капитальные вложения).

Сравнительный анализ инвестиционных проектов предполагает совокупное исследование NPV, IRR, PI и периода окупаемости. По отдельности каждый из перечисленных критериев не является достаточным для принятия решения.

### **3 РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С УСТРОЙСТВАМИ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Основной задачей данной работы является выявление условий, при которых инвестирование капитала в новое строительство КЭС с аккумуляторами является целесообразным.

В предыдущем разделе была разработана модель, позволяющая определить режимы работы электростанций, построить денежные потоки, а также рассчитать ключевые показатели двух инвестиционных проектов и сравнить их.

В данном разделе будет описан расчет двух инвестиционных проектов. Первый проект – строительство КЭС без аккумуляторов (далее КЭС 1), второй проект – строительство КЭС меньшей установленной мощности с аккумуляторами (далее КЭС 2). Срок реализации проектов – 25 лет. Предполагается, что обе электростанции будут работать в одинаковых условиях, и принятие решения о строительстве одной из них производится исключительно на основании инвестиционной привлекательности проекта. Сравнение двух проектов позволит выявить условия, при которых строительство КЭС с аккумуляторами будет оправдано.

#### **3.1 График нагрузки и установленная мощность**

График нагрузки является ключевой характеристикой, определяющей режим работы электростанции. Для проведения расчетов необходимо в первую очередь определиться с местом строительства КЭС.

Оба проекта рассматриваются для реализации на Северо-Западе России, в Ленинградской области. На основании данных по объему суммарного фактического потребления электроэнергии [16] была проанализирована нагрузка, приходящаяся на каждый час суток в 2020 году в данном регионе. По полученным данным был построен среднегодовой график нагрузки, задаваемый коэффициентами и отражающий особенности потребления электроэнергии в Ленинградской области.

Для проведения дальнейших расчетов установленная мощность КЭС без аккумуляторов была задана руководителем ВКР на уровне 200 МВт. При таком уровне установленной мощности, нагрузка, покрываемая КЭС характеризуется параметрами, представленными в таблице 3. Данные условия работы справедливы также и для КЭС 2.

Таблица 3 – Характеристика среднегодового графика нагрузки.

Характеристика графика	Единицы измерения	Значения
Суточная нагрузка	МВт·час	2643
Минимум нагрузки	МВт	95
Максимум нагрузки	МВт	120
Выравненный уровень мощности	МВт	110,12
Резерв мощности	%	40
Коэффициент неравномерности	-	0,79
Доля аккумулируемой энергии в выработке э/э	%	3,72

Значение коэффициента неравномерности равное 0,79 свидетельствуют о том, что в среднем за 2020 год в течение суток нагрузка изменялась относительно равномерно. Графику нагрузки с отображением минимума и максимума нагрузки, а также выравненного уровня, представленный на рисунке 1, позволяет заключить, что в среднем за сутки наблюдается 2 пика: дневной (в 14 часов) и ночной (в 22 и 23 часа). Кроме того, каждые сутки накопление энергии может осуществляться в среднем на протяжении 9 часов, а отпуск электроэнергии из аккумуляторов на протяжении 15 часов.

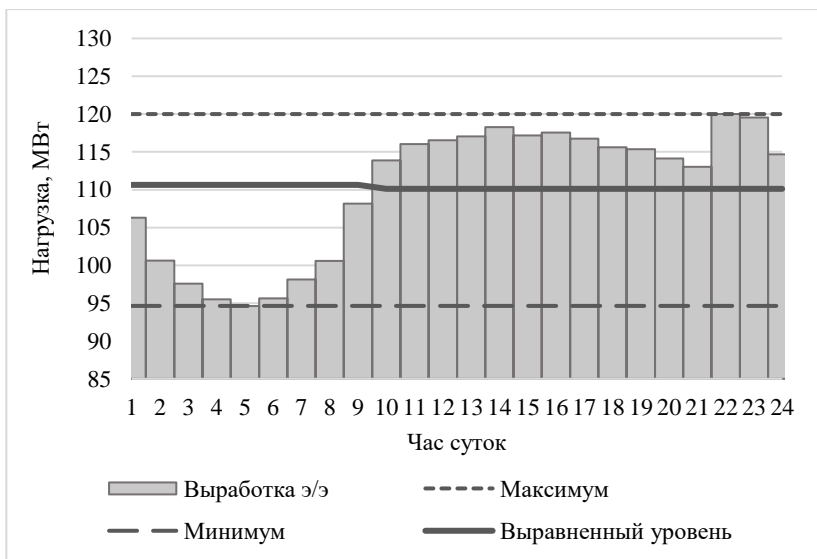


Рисунок 1 – Режим генерации электроэнергии на КЭС 1.

При заданном уровне установленной мощности КЭС 1 и значениях резерва мощности в 40%, был проведен расчет установленной мощности КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии. Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета установленной мощности КЭС.

Характеристика	Единицы измерения	Значения
N раб КЭС 1 расчетная ( <i>разница с уст</i> )	МВт	120
N раб КЭС 2 расчетная	МВт	110,12
N уст КЭС 1	МВт	200
N уст КЭС 2	МВт	160

Показатели рабочая мощность КЭС 1 и КЭС 2 отражают максимальную мощность, требуемую для покрытия нагрузки в соответствии со среднегодовым графиком нагрузки. Существенное отличие от установленной мощности объясняется тем, что в рабочей мощности учитывается резерв, установленный на уровне 40% (см. таблица 3), и отражающий фактический уровень использования мощностей электростанции в покрытии нагрузки.

Рабочая мощность КЭС 1 рассчитывается с учетом резерва мощности. В данном случае рабочая мощность КЭС 1 на 40% меньше рабочей мощности КЭС 2.

Рабочая мощность КЭС 2 равняется выравненному уровню нагрузки, поскольку КЭС с аккумуляторами генерирует энергию в сглаженном режиме. Режим работы КЭС 2 представлен на рисунке 2.

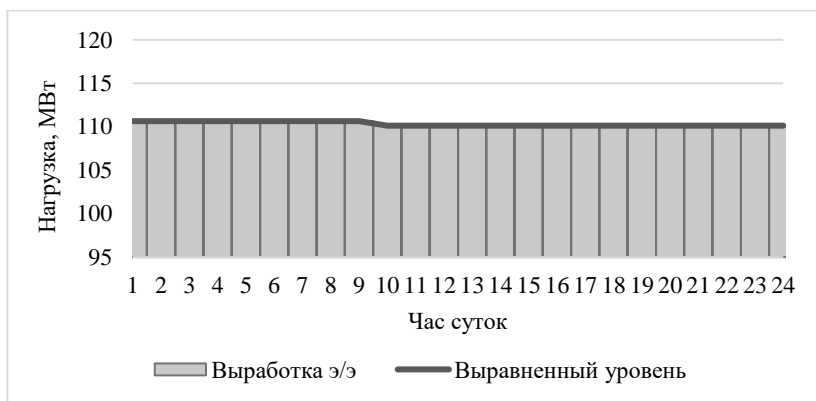


Рисунок 2 – Режим генерации электроэнергии на КЭС 2.

Установленная мощность КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии рассчитывается на основании рабочей мощности данной КЭС с учетом необходимого резерва. Данный резерв представляет собой поправочный коэффициент  $R$ , который, в соответствии с п. 2.3. учитывает в себе фактически необходимый резерв и поправочный коэффициент, позволяющий более точно определить режим работы при прогнозируемом КИУМ.

Таким образом, обе электростанции осуществляют покрытие одинаковой нагрузки, но в абсолютно разных режимах. КЭС без аккумуляторов работает в резко-переменном режиме, осуществляя изменение рабочей мощности в диапазоне от 95 МВт до 120 МВт (что соответствует среднему уровню колебания генерирующих мощностей в Ленинградской области), в то время как КЭС с аккумуляторами генерирует электроэнергию практически без изменения режима работы. Незначительное увеличение генерации на КЭС 2 во время накопления энергии связано с покрытием потерь, возникающих в аккумуляторах.

### 3.2 Емкость аккумуляторных батарей и учет потерь

На основании данных по максимальной рабочей мощности КЭС 2 было определено количество аккумулируемой и отпускаемой в сеть электроэнергии с учетом потерь.

Емкость аккумуляторных батарей была определена на основании значений по количеству аккумулируемой электроэнергии и по максимальной глубине разряда системы накопления энергии. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет емкости и мощности аккумуляторных батарей.

Характеристика	Единицы измерения	Значения
Аккумулируемая энергия	МВт·час	98,3
Выдаваемая в сеть энегия	МВт·час	93,9
Максимальная глубина разряда	%	90
Емкость аккумуляторов	МВт·час	108,11
Мощность аккумуляторов	МВт	9,9

Данные по количеству запасаемой в аккумуляторах и выдаваемой в сеть электроэнергии, а также эффект от участия аккумуляторов в выравнивании нагрузки представлены на рисунке 3.

График нагрузки позволяет определить, что за одни сутки в среднем будет проходить один цикл заряда-разряда. Эта информация необходима для корректного учета потерь.

Разница между количеством аккумулируемой и выдаваемой в сеть электроэнергии объясняется наличием потерь в процессе накопления энергии. Помимо потерь, объясняемых технологическими особенностями хранения электроэнергии в Li-ion батареях, также имеют место расходы на собственные нужды аккумуляторных установок.

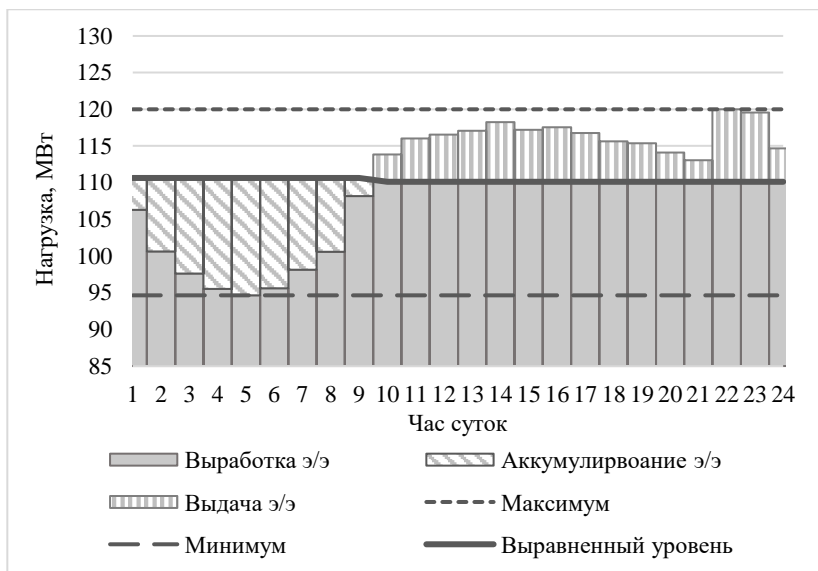


Рисунок 3 – Участие аккумуляторов в выравнивании нагрузки.

Совокупная оценка потерь, возникающих при накоплении электроэнергии в аккумуляторах, а также оценка КПД аккумуляторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Оценка потерь в аккумуляторных батареях.

Характеристика	Единицы измерения	Значения
Потери в цикле	%	3
Расходы на СН за 1 цикл	%	1
Общие потери за 1 цикл	%	4
Удельная компенсация потерь	%/ч	0,44
Потери в аккумуляторах за 1 цикл (сутки)	МВт·час	4,4
КПД	%	95,52



Удельная компенсация потерь отражает то, какая доля потерь должна компенсироваться при заряде аккумуляторов в определенный час суток за счет увеличения выработки электроэнергии на КЭС. Поскольку общая величина потерь в аккумуляторах значительно ниже средней выработки, приходящейся на 1 час суток, учет потерь при генерации не приводит к возникновению необходимости в каком-либо значимом увеличении максимальной рабочей мощности КЭС 2.

Эффективность системы аккумулирования электроэнергии по результатам расчетов находится на приемлемом уровне и отражает среднее значение среди Li-ion аккумуляторов.

### **3.3 Капитальные вложения**

Для оценки инвестиционных проектов по новому строительству КЭС 1 и КЭС 2 потребовался ряд предварительных расчетов, позволивших выполнить моделирование денежных потоков. Исходные данные, использованные в расчетах представлены в таблице Б.1.

Оценка капитальных вложений в данном расчете проводилась на основании данных об удельных капитальных затратах на строительство 1 кВт КЭС и на установку 1кВт·час системы аккумулирования энергии на Li-ion батареях.

В основе обоих проектов лежит КЭС, работающая по паросиловой установке. В качестве топлива используется газ. В соответствии с данными журнала Надежность и безопасность энергетики, удельные капиталовложения на новое строительство 1 МВт КЭС на базе ПСУ, работающей на газе, составляют 1100 \$/кВт [17].

Удельные капитальные затраты на новое строительство системы накопления энергии с Li-ion аккумуляторными батареями экспертами оцениваются по-разному. Так, авторы отчета Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, отмечают, что на конец 2016 года удельные капитальные затраты на установку 1 кВт·часа системы аккумулирования энергии с Li-ion батареями составляли 350–600 \$/кВт·час [18]. Авторы отчета Costs Projections for Utility-Scale Battery Storage, опубликованного в 2019 году в своем прогнозе рассматривают 3 варианта изменения удельных капиталовложений на строительство системы аккумулирования электроэнергии. При самых низких темпах снижения цены прогнозируется, что стоимость 1 кВт·часа в 2021 году составит 353\$ [19]. Кроме того, в соответствии с исследованием BloombergNEF, наблюдается стремительное снижение цен на Li-ion батареи. Ожидается, что уже в 2023 году средняя стоимость батарей составит 100\$/кВт·час [20]. Согласно данным

экспертно-аналитического отчета центра EnergyNet, по состоянию на 2019 стоимость инверторов находилась на уровне 200 \$/кВт·ч. Учитывая то, что инвертор и аккумуляторные батареи являются основными составляющими, определяющими стоимость системы накопления энергии [21], было сделано предположение, что с текущей динамикой цен на Li-ion аккумуляторы, справедливая оценка удельных капиталовложений на строительство системы аккумулирования энергии будет на уровне 400 \$/кВт·час.

Поскольку оценка удельных капиталовложений проводится в USD, существенное влияние на общий объем капиталовложений оказывает курс RUB/USD. Учитывая волатильность национальной валюты, данный параметр требует частых корректировок для получения актуальных результатов расчетов. В рамках исследования в расчетах было принято значение 76 руб./USD, что соответствует среднему значению курса за апрель 2021 года [22].

Таким образом, капитальные затраты на новое строительство КЭС 1 и КЭС 2 оказались сопоставимыми.

### **3.4 Срок реализации. Распределение инвестиций**

Срок реализации инвестиционных проектов составляет 25 лет, которым предшествуют 3 года, необходимые для приобретения оборудования и проведения проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

Кроме того, жизненный цикл Li-ion аккумуляторных батарей существенно меньше срока реализации проекта. По одним оценкам, ресурс Li-ion аккумуляторов составляет от 2000 до 10000 циклов [6], по другим оценкам срок службы аккумуляторов составляет от 5 до 15 лет [21]. В связи с этим планируется полная замена аккумуляторных батарей во второй половине 12 года и в первой половине 13 года эксплуатации КЭС 2.

В таблице В.1 и в таблице В.2 отражено распределение инвестиций по укрупненным категориям в рамках различных этапов реализации проектов. Замена аккумуляторов на КЭС 2 требует дополнительных инвестиций на 12 и 13 году эксплуатации проекта в размере 1,095 млрд руб. ежегодно.

### **3.5 Доходы**

Денежные притоки на обоих проектах формируются за счет выручки от реализации энергии и выручки от реализации мощности. Выручка от реализации мощности рассчитывается по-разному на разных этапах жизненного цикла проекта. В первые 10 лет оплата

мощности происходит в рамках договора о предоставлении мощностей (ДПМ) и гарантирует возврат инвестиций. В последующие годы оплата мощности проводится по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ).

Выручка от реализации электроэнергии на обеих электростанциях равна, поскольку полезный отпуск электроэнергии с КЭС 1 равен полезному отпуску электроэнергии с КЭС 2 в виду покрытия одинаковой нагрузки. В расчетах в качестве цены на электроэнергию принята средняя цена РСВ за первые 3 месяца 2021 года, которая составляет 1,35 руб./кВт·ч. Учитывается также и ежегодный рост цены на электроэнергию, отпускаемую в сеть от генерирующего источника, который экспертным решением научного руководителя был установлен на уровне инфляции и составляет 5,2% в год. Обоснование ставки инфляции, используемой в расчетах представлено в п. 3.7.

Обе электростанции в первые десять лет эксплуатации реализуют мощность в рамках договора о предоставлении мощностей. Учитывая специфику расчета ставки за мощность по ДПМ, описанную во второй главе, цены за мощность для КЭС 1 и КЭС 2 отличаются и составляют 1247,62 тыс. руб./МВт/мес. и 1555,58 тыс. руб./МВт/мес. Существенная разница объясняется тем, что проекты имеют разную установленную мощность при сопоставимых общих капитальных затратах. Стоит отметить, что общие капитальные затраты КЭС 2 помимо инвестиций в строительство КЭС также учитывают вложения денежных средств в систему аккумулирования электроэнергии. Расчет ставки за мощности по ДПМ для КЭС 2 проводился с учетом общих капитальных вложений, поскольку данный объект способен полноценно участвовать в покрытии заданной нагрузки только при использовании системы накопления энергии, то есть аккумуляторные батареи являются его неотъемлемой частью.

Оплата мощности в рамках механизма конкурентного отбора мощности начинается по прошествии 10 лет с момента ввода проектов в эксплуатацию. В рамках исследования принято, что обе электростанции участвуют в КОМ, поскольку являются относительно новыми генерирующими объектами и предлагают конкурентные цены. В расчетах стоимость единицы мощности по КОМ для обоих проектов была принята на уровне 973,92 тыс. руб./МВт/мес. Данное значение является прогнозным значением средневзвешенных нерегулируемых цен на электроэнергию и мощность на март 2021 года, рассчитанным НП АТС [23].

Динамика общей выручки КЭС 1 и КЭС 2 в период реализации инвестиционных проектов изображена на рисунке 4.

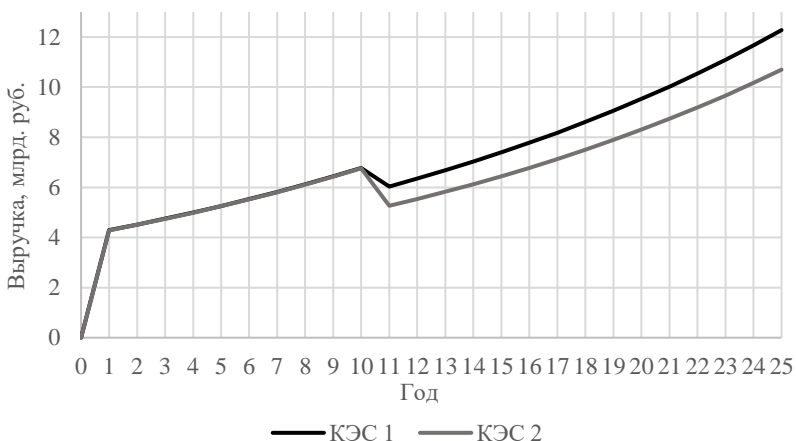


Рисунок 4 – Динамика выручки КЭС 1 и КЭС 2.

Характер графических зависимостей, представленных на рисунке 4 свидетельствует о том, что в первые 10 лет, когда оплата мощности происходит по ДПМ, выручка КЭС 1 практически равняется выручке КЭС 2. Это объясняется тем, что электростанции отпускают одинаковое количество электроэнергии по одной цене. Кроме того, оба проекта имеют близкие по величине общие капитальные затраты, поэтому при оплате мощности по ДПМ, выручка от реализации мощности проектов практически не отличается. Ситуация существенно изменяется, когда наступает период оплаты мощности в рамках КОМ. В виду более низкой установленной мощности КЭС 2, выручка от реализации мощности на электростанции с батареями становится существенно ниже выручки от продажи мощности на КЭС 1.

### 3.6 Расходы

В качестве переменных расходов на электростанции можно выделить три основные группы:

1. годовые издержки на топливо;
2. годовые издержки на воду;
3. годовые издержки на электроэнергию.

Рассмотрим годовые издержки на топливо. Детали по формированию издержек на топливо в первый год эксплуатации представлены в таблице 7.

Для КЭС 1 удельный расход условного топлива составил 342,82 г.у.т./кВт·ч., в то время как для КЭС 329,31 г.у.т./кВт·ч. Причиной тому является более высокий КПД электростанции с аккумуляторами. В соответствии с методологией расчетов, описанной в п. 2.6, при расчете КПД электростанции учитывается КИУМ. КИУМ КЭС 2 составляет 73%, а КИУМ КЭС 1 составляет 58,30%. Высокий КИУМ на КЭС достигается за счет работы в выравненном режиме и более эффективной загрузке установленной мощности. При меньшей установленной мощности осуществляется отпуск электроэнергии равный отпуску с КЭС 1. В результате удельный расход условного топлива на КЭС 2 получается ниже, чем на КЭС 1.

Таблица 7 – Формирование издержек на топливо для КЭС 1 и КЭС 2.

Наименование показателя	Единицы измерения	КЭС 1	КЭС 2
Удельный расход условного топлива	г.у.т./кВт·ч	342,82	329,31
Цена натурального топлива	руб. /1000 м <sup>3</sup>	5502,00	5502,00
Расход условного топлива	тыс.т.у.т./год	350,19	336,96
Годовые издержки на топливо	млн.руб/год	1675,43	1612,11

Несмотря на более высокую выработку электроэнергии за счет необходимости покрывать потери, возникающие при накоплении электричества, годовой расход условного топлива на КЭС 2 составил 336,96 тыс. т.у.т., в то время как на КЭС 1 данный показатель составил 350,19 тыс. т.у.т. Это объясняется существенной разницей в удельном расходе условного топлива на электростанциях.

При проведении расчетов, в соответствии с экспертным решением научного руководителя, цена на газ была принята на уровне 5502,00 руб./м<sup>3</sup>. При заданных параметрах расходы на топливо на КЭС с аккумуляторами в первый год эксплуатации оказываются на 3,78% ниже, чем на КЭС 1.

Перейдем к годовым издержкам на воду. На обеих электростанциях реализуется замкнутая система водоснабжения. В основном на ТЭС вода расходуется для подпитки системы охлаждения и пароводяного цикла. На КЭС основной составляющей расхода воды являются добавки в систему охлаждения — примерно 96 %, добавки в пароводяной цикл составляют около 4 %, подготовка воды для теплосети незначительна [24]. Расчет объема воды для подпитки системы охлаждения с целью компенсации уноса водяных паров в атмосферу позволяет достаточно точно определить потребность электростанции в подпитке водой. В соответствии с экспертным мнением научного руководителя, среднегодовая доля подпитки воды

была принята на уровне 5%. Годовой расход воды на КЭС 1 составил 52,43 тыс. м<sup>3</sup>/год, а на КЭС 2 49,30 тыс. м<sup>3</sup>/год. Средняя стоимость одного кубического метра технической воды для прочих потребителей составляет 7,08 руб. [25]. Таким образом, годовые расходы на воду для КЭС 1 и КЭС 2 составили 371,33 тыс. руб. и 349,11 тыс. руб. соответственно.

Годовые издержки на электроэнергию формируются за счет расходов на собственные нужды. Доля электроэнергии, расходуемая станцией на собственные нужды, была определена научным руководителем на уровне 5,5% от общей выработки электроэнергии. Цена на электроэнергию, расходуемую на собственные нужды, была принята равной цене реализации электроэнергии с электростанции. Годовые издержки на электроэнергию на КЭС 1 и КЭС 2 в первый год эксплуатации составили 75,61 млн. руб.

В качестве условно-постоянных расходов на электростанции были выделены:

- ежегодные амортизационные отчисления;
- фонд оплаты труда со страховыми взносами;
- ежегодные издержки на ремонт оборудования;
- прочие цеховые и общецеховые расходы;
- налог на имущество.

В энергетике распространено применение линейного метода амортизации. Учитывая то, что срок реализации инвестиционных проектов составляет 25 лет, норма амортизации составляет 4%.

Фонд оплаты труда определен на основании данных об установленной мощности электростанций и штатных коэффициентов. Поскольку установленная мощность КЭС 1 и КЭС 2 составляют 200 МВт и 160 МВт соответственно, штатный коэффициент КЭС был задан на уровне 0,52 чел./МВт [26].

Страховые взносы уплачиваются с ФОТ в следующих размерах:

- на обязательное пенсионное страхование 22 %;
- на обязательное социальное страхование 2,9%;
- на обязательное медицинское страхование 5,1%;
- на страхование от профессионального риска 0,2% [27].

Размер страховых взносов на страхование от профессионального риска был установлен в соответствии с экспертной оценкой научного руководителя.

В первый год реализации проекта условно-постоянные издержки составили 41,36% и 43,34% от суммарных издержек на КЭС 1 и КЭС 2 соответственно. В последующие годы эти значения только

снижаются. Это объясняется уменьшением амортизационных отчислений при уменьшении остаточной стоимости основных средств.

### 3.7 Показатели эффективности

В соответствии с методологией, описанной во второй главе, была рассчитана ставка дисконтирования, которая составила 12,10% для обоих проектов.

На формирование данной ставки оказывают влияние три параметра:

1. ставка альтернативной доходности капитала;
2. инфляционные ожидания;
3. рисковые ожидания.

Ставка альтернативной доходности определена на уровне 5,5%, что соответствует бескупонной доходности государственных облигаций [28].

Инфляционные ожидания определены на уровне 5,2% в соответствии с верхней границей прогноза Банка России по инфляции на 2021 год [29].

Рисковые ожидания по результатам консультации с научным руководителем оценены как 1%.

На основании дисконтированных денежных потоков были рассчитаны показатели, позволяющие оценить инвестиционную привлекательность проектов. Показатели эффективности, которые достигаются КЭС 1 и КЭС 2 при заданных условиях отображены в таблице 8.

Таблица 8 – Показатели эффективности инвестиционных проектов.

Показатель	Единицы измерения	КЭС 1	КЭС 2
Капитальные вложения	млн. руб.	16 720	16 672
NPV	млн. руб.	1 930	971
IRR	%	13,08	12,64
PI	-	1,101	1,051
PP	лет	7,58	7,19
DPP	лет	20,40	22,14

При стечении обстоятельств таких как установленная мощность КЭС 1, выравненный уровень нагрузки, емкость аккумуляторных батарей, а также удельные капитальные затраты на

сооружение КЭС и системы накопления энергии, капитальные вложения в КЭС 1 и КЭС 2 оказались практически равными.

При этом ввиду наличия механизма оплаты мощности в рамках ДПМ и КОМ, а также ввиду специфики использования системы накопления электроэнергии, NPV проектов существенно отличается. NPV КЭС 2-ниже по двум основным причинам. Во-первых, за счет того, что в рамках КОМ производится оплата мощности равной 160 МВт, в то время как на КЭС 1 оплачиваются все 200 МВт, что отражено на рисунке 4. Во-вторых, на КЭС 2 проводится замена аккумуляторных батарей на 12 и 13 годах эксплуатации, что существенно уменьшает денежный поток в эти периоды.

Несмотря на то, что при реализации проекта КЭС 2 инвестиции осуществляются не только перед вводом объекта в эксплуатацию, но еще и в процессе эксплуатации (для замены аккумуляторов), денежные потоки остаются ординарными.

Внутренняя норма доходности, индекс доходности и срок окупаемости также указывают на то, что КЭС 1 является более привлекательным проектом в условиях, существующих в Ленинградской области в 2021 году, при принятых исходных данных.

### **3.8 Исследований условий**

В процессе работы с расчетной моделью было выявлено, что наибольшее влияние на показатели эффективности инвестиционного проекта оказывают:

- график нагрузки;
- удельные капиталовложения в КЭС;
- удельные капиталовложения в аккумуляторы;
- курс RUB/USD;
- цена на топливо (газ);
- цена на электроэнергию.

Поскольку задачей работы является выявление условий инвестиционной привлекательности строительства КЭС с аккумуляторами в условиях переменного графика нагрузки, было принято решение сконцентрировать анализ на таких факторах как график нагрузки и удельные капиталовложения в аккумуляторы.

Стоит отметить, что график нагрузки оказывает непосредственное влияние на «потребность в емкости» аккумуляторных батарей, а также на количество доступной для аккумулялирования энергии.

Кроме того, такие параметры как изменение графика нагрузки, доступная емкость и доля аккумулялируемой энергии в выработке



электроэнергии отражают одинаковую зависимость и изменяются одинаково. Например, при увеличении доступного для аккумулирования суточного количества энергии (изменении графика нагрузки) на 20%, потребность в емкости и доля аккумулируемой энергии в выработке электроэнергии также увеличатся на 20%.

В рамках исследования было принято решение изменять график нагрузки таким образом, чтобы контролировать уменьшение или увеличение доступного для аккумулирования суточного количества энергии. Изменение графиков нагрузки задавалось в процентах от доступного для аккумулирования количества энергии, которое изменялось от -80% до 80% с шагом в 20%.

Для каждого из девяти графиков нагрузки было подобрано такое значение удельных капитальных вложений (УКВ) в СНЭ, при котором PI КЭС 2 будет равен PI КЭС 1. Данное условие позволяет определить точку, в которой проекты одинаково привлекательны с инвестиционной точки зрения при разном уровне первоначальных инвестиций. Полученные в результате изменения графика нагрузки значения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Сценарный анализ.

Изменение графика нагрузки	-80%	-60%	-40%	-20%	0%	20%	40%	60%	80%
Предельные УКВ, \$/кВт*ч.	760	378	251	187	148	123	105	91	81
Емкость, кВт*ч.	22	43	65	87	108	130	152	173	195
Доля аккумулируемой э/э в выработке э/э	0,75	1,49	2,24	2,98	3,73	4,48	5,22	5,97	6,71

На основании представленных в таблице 8 данных было выделено три области для исследования.

Первая область – определение емкости системы накопления энергии (СНЭ), доступной при определенном уровне удельных капитальных затрат на строительство СНЭ в текущих условиях.

При уровне капитальных затрат в 400\$/кВт\*ч, новое строительство КЭС с аккумуляторами демонстрирует меньшую инвестиционную привлекательность, чем строительство обычной КЭС. В связи с этим было принято решение построить модель, позволяющую определить, при каких ценах на аккумуляторы, выбор падет в пользу строительства КЭС 2.

Анализ значений удельных капитальных вложений и емкости в девяти сценариях изменения графика нагрузки позволил построить зависимость, отраженную на рисунке 5. Как видно на графике,

зависимость описывается степенной функцией. При приближении стоимости системы аккумулирования энергии к 200\$/кВт·ч. наблюдается резкое увеличение доступной емкости (в условиях Ленинградской области).

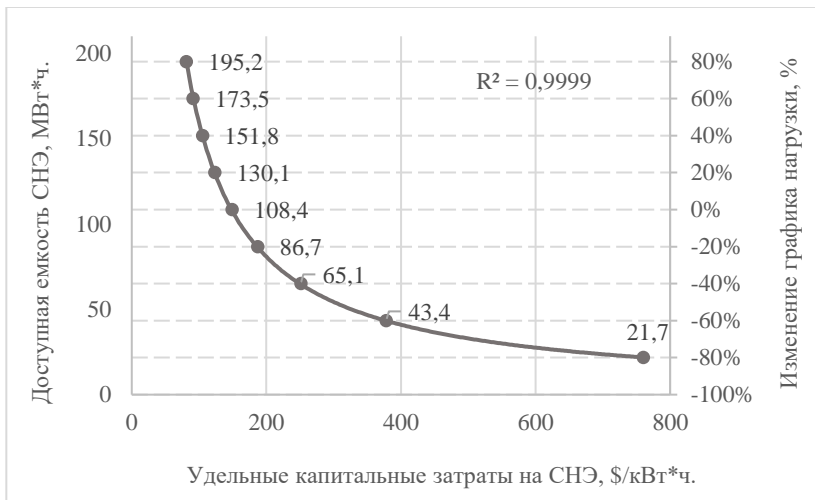


Рисунок 5 – Изменение доступной емкости от изменения капвложений.

Полученная модель (26) имеет следующую запись в аналитическом виде:

$$y = 14517,02 \times x^{-0,9798} \quad (26)$$

где  $y$  – доступная емкость СНЭ, МВт·ч.;

$x$  – удельные капитальные затраты на СНЭ, \$/кВт·ч.

При неизменном графике нагрузке, обуславливающим емкость аккумуляторов равную 108,43 МВт, строительство КЭС 2 становится целесообразным, если удельные капитальные вложения в СНЭ будут составлять не более 148,12 \$/кВт·ч.

С помощью полученной модели был также произведен расчет доступной емкости при различных значениях удельных капитальных затрат на аккумуляторные батареи (таблица 10).

Таблица 10 – Зависимость емкости от удельных капвложений.

Удельные капитальные вложения, \$/кВт·ч	100	150	200	250	300	350	400	500	600
Доступная емкость, МВт·ч	159,3	107,1	80,8	64,9	54,3	46,7	41,0	32,9	27,5

Данный расчет позволяет упростить оценку величины предельной емкости, поскольку предлагает комфортные для восприятия интервалы удельных капитальных вложений.

На основании уравнения (1) и таблицы 9 получена модель (27), с помощью которой была определена величина, на которую должен измениться график нагрузки для того, чтобы при удельных капитальных вложениях в аккумуляторы на уровне 400 \$/кВт·ч, проект КЭС 2 стал приоритетным для реализации.

$$c = \frac{14517,02 \times x^{-0,9798} - c_0}{c_0} \quad (27)$$

где  $c$  – необходимое изменение графика нагрузки, %;

$x$  – удельные капитальные затраты на СНЭ, \$/кВт·ч;

$c_0$  – потребность в емкости аккумуляторных батарей при отсутствии изменений графика нагрузки и удельных капитальных затратах на уровне 400 \$/кВт·ч, МВт\*ч;

В результате было определено, что сокращение глубины ночного провала нагрузки на 62,22% и более позволит КЭС с аккумуляторами стать привлекательным объектом для инвестирования при удельных капитальных вложениях в аккумуляторы на уровне 400 \$/кВт·ч,

Вторая область – определение доли аккумулируемой энергии в общей выработке электроэнергии (далее – доля аккумуляции), для запасания которой целесообразно использовать аккумуляторы при различном уровне капитальных вложений в СНЭ.

На основании данных из таблицы 8 построено уравнение (28), описывающее зависимость доли аккумуляции от удельной стоимости накопителя энергии.

$$y = 499,356 \times x^{-0,9798} \quad (28)$$

где  $y$  – доля аккумуляции, %;

$x$  – удельные капитальные затраты на СНЭ, \$/кВт·ч.

Данная зависимость изображена графически на рисунке 6. При снижении удельных капитальных затрат на СНЭ ниже 200 \$/кВт\*ч, более 3% от всей отпускаемой электроэнергии становится доступной для накопления в условиях Ленинградской области. При текущем уровне цен на аккумуляторы (400 \$/кВт\*ч.), доступная доля аккумуляции составляет 1,41%.

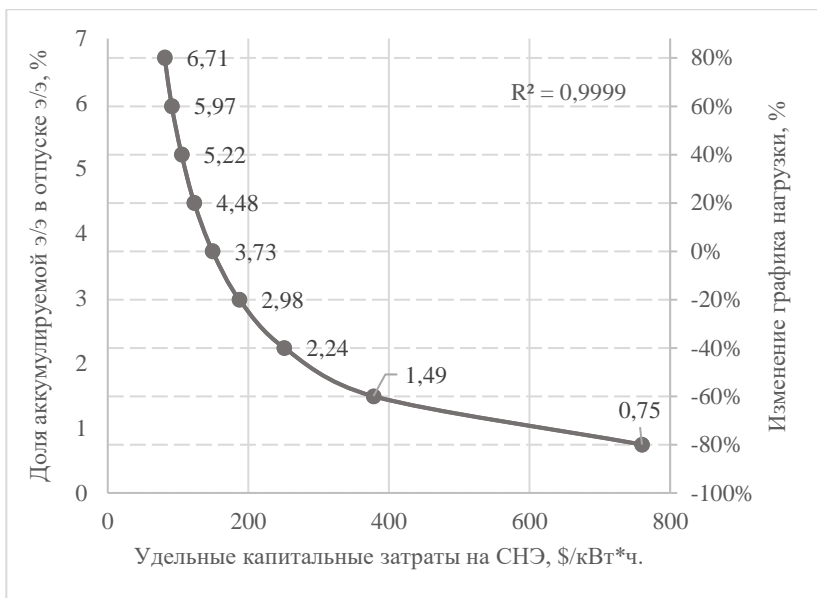


Рисунок 6 – Изменение доли аккумуляции от изменения капвложений.

С помощью полученной модели был также произведен расчет доли аккумуляции при различных значениях удельных капитальных затрат на аккумуляторные батареи (таблица 11).

Таблица 11 – Зависимость доли аккумуляции от удельных капвложений.

Удельные капитальные вложения, \$/кВт*ч	100	150	200	250	300	350	400	500	600
Доля аккумуляции, %	5,5	3,7	2,8	2,2	1,9	1,6	1,4	1,1	0,9

Данный расчет позволяет упростить оценку величины предельной доли аккумуляции, поскольку предлагает комфортные для восприятия интервалы удельных капитальных вложений.

Третья область – сравнительная оценка экономической эффективности обоих проектов в условиях, когда единственным источником выручки является продажа электроэнергии. При этом отсутствует оплата мощности по механизмам ДПМ и КОМ, а цена на электроэнергию для всех потребителей является рыночной.

В результате нескольких итераций была выявлено, что при цене на генерацию электроэнергии в 4,35 руб./кВт\*ч., КЭС 1 демонстрирует схожие с представленными в таблице 8 значения NPV, IRR и PI. При

этом КЭС 2 оказывается значительно эффективнее, что можно наблюдать в таблице 13.

Стоит также отметить, что при цене на генерацию электроэнергии в 4,35 руб./кВт·ч., одноставочный тариф на электроэнергию для промышленного потребителя составит 8,48 руб./кВт·ч. (с учетом НДС), вместо 4,88 руб./кВт·ч. (таблица 12) при текущем уровне цен РСВ (1,35 руб./кВт·ч.). При пересчете в USD, тариф на электроэнергию составит 0,13 \$/кВт·ч (с НДС) и 0,11 \$/кВт·ч (без НДС). Данный показатель существенно превышает стоимость электроэнергии в 2020 году в США (0,067 \$/кВт·ч), Норвегии (0,034 \$/кВт·ч), Франции (0,069 \$/кВт·ч) и Финляндии (0,079 \$/кВт·ч). При этом даже при наличии механизмов ДПМ и КОМ, цена на электроэнергию для российской промышленности в 2020 году находилась на уровне 0,073 \$/кВт·ч за кВт ч при подключении к региональным распределительным сетям [30].

Таблица 12 – Стоимость электроэнергии для конечного потребителя.

Показатель	Оценка в текущих условиях, руб./кВт·ч.	Оценка без ДПМ и КОМ руб./кВт·ч.	Оценка без ДПМ и КОМ \$/кВт·ч.
Цена генерации э/э	1,35	4,35	0,06
Тариф на передачу э/э	3,54	3,54	0,05
Сбытовая надбавка	0,14	0,14	0,00
НДС	1,01	1,61	0,02
Тариф на электроэнергию	6,03	9,64	0,13

Цена генерации электроэнергии в текущих условиях равняется средней цене РСВ за период с 01.01.2021 по 01.04.2021 и составляет 1,35 руб./кВт·ч. Одноставочный тариф на передачу электроэнергии для промышленного потребителя категории СН II (напряжение в сети 10-6 кВ и выше) составил 3,54 руб./кВт·ч. [31]. Сбытовая надбавка для прочих потребителей с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт составила 0,14 руб./кВт·ч. [32]. Таким образом, тариф на э/э для промышленного потребителя, подключенного к сети 6-10 кВ в первом полугодии 2021 года в Санкт-Петербурге составляет 6,04 руб./кВт·ч. При увеличении цены генерации до 4,35 руб./кВт·ч, цена для конечного потребителя (с учетом НДС) при прочих равных вырастет на 60% и составит 9,64 руб./кВт·ч. (0,13 \$/кВт\*ч.).

Таблица 13 – Показатели эффективности при отсутствии ДПМ и КОМ.

Показатель	Единицы измерения	КЭС 1	КЭС 2
Капитальные вложения	млн. руб.	16 720	16 672
NPV	млн. руб.	1 982	2 835
IRR	%	13,04	13,45
PI	-	1,10	1,15
PP	лет	8,29	7,81
DPP	лет	20,89	19,54

При схожем уровне капитальных вложений доходность КЭС 2 на 5% выше, чем доходность КЭС 1. NPV электростанции с аккумуляторами на 835 млн. руб. превышает NPV обычной электростанции. Кроме того, дисконтированный период окупаемости КЭС 2 на год меньше, чем у КЭС 1.

Данные результаты являются дополнительным подтверждением изложенной ранее идеи о том, что сравнительно низкая инвестиционная привлекательность КЭС 2 обусловлена спецификой оплаты мощности в рамках КОМ.

Результаты, отраженные в таблице 13 позволяют заключить, что при формировании цены на генерацию электроэнергии в рыночных условиях, и в отсутствие механизмов оплаты мощности (КОМ и ДПМ), строительство КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии является привлекательным с инвестиционной точки зрения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Новое строительство КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии позволяет оптимизировать режим работы электростанции, однако в определенных условиях может оказаться не таким выгодным, как строительство обычной КЭС. Снижение установленной мощности, достигаемое за счет применения Li-ion накопителей энергии, приводит к не совсем очевидным последствиям.

Результаты расчетного моделирования позволяют заключить, что новое строительство КЭС с аккумуляторами при текущем уровне цен на аккумуляторы (400\$/кВт·ч.) и при среднегодовом графике нагрузки, характерном для Ленинградской области, не является привлекательным для инвестирования. В текущих условиях более выгодным является строительство обычной КЭС.

При этом ключевыми факторами, определяющими текущее положение дел, являются график нагрузки и удельные капитальные вложения в систему накопления электроэнергии. График нагрузки определяет количество запасаемой энергии, и, соответственно, необходимую емкость аккумуляторов. Удельные капитальные вложения на установку накопителей энергии сказываются как на первоначальных капитальных затратах, так и на объеме инвестиций, необходимым для замены аккумуляторов по истечении их срока службы.

Кроме того, существенное влияние на экономические показатели КЭС с Li-ion накопителями оказывает конкурентный отбор мощности. Поскольку установленная мощность КЭС без аккумуляторов выше, чем у КЭС с аккумуляторами, механизм КОМ позволяет первой получать большую выручку от продажи мощности. В результате, работая в одинаковых условиях, электростанция с системой накопления энергии получает стабильно более низкую выручку от реализации мощности, что отражается на показателях экономической эффективности.

Исследование условий инвестиционной привлекательности строительства КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии позволяет прийти к ряду выводов.

Во-первых, при неизменном графике нагрузки, обуславливающим емкость аккумуляторов равную 108,43 МВт, строительство КЭС с накопителями электроэнергии становится целесообразным, если удельные капитальные вложения в аккумуляторы будут составлять не более 148,12 \$/кВт·ч. В данной работе в п. 3.3 удельные капитальные затраты в текущих условиях были оценены в 400\$/кВт. Учитывая то, что BloombergNEF прогнозирует до

2023 года снижение стоимости аккумуляторных батарей до 100 \$/кВт\*ч, достижение приемлемого уровня капитальных затрат на систему накопления энергии станет возможным в ближайшие 5-7 лет. Стоит также отметить, что сокращение глубины ночного провала нагрузки на 62,13% и более позволит КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии стать привлекательным объектом для инвестирования при текущем уровне цен на аккумуляторы.

Во-вторых, уже в текущих условиях использование Li-ion накопителей на КЭС экономически оправдано, если доля аккумулируемой энергии не превышает 1,41% от общей суточной выработки электроэнергии. При заданном графике нагрузки доступными для аккумулирования являются 3,73% от общего отпуска электроэнергии в сутки при удельных капитальных затратах на систему накопления энергии равным 148,12 \$/кВт\*ч.

В-третьих, строительство КЭС с устройствами аккумулирования электроэнергии является рациональным решением при отсутствии механизмов оплаты мощности КОМ и ДПМ. Цена на генерируемую электроэнергию в таком случае должна формироваться на рыночных условиях и составлять не менее 4,35 руб./кВт\*ч. При такой стоимости генерируемой электроэнергии индекс доходности КЭС с аккумуляторами на 5% выше, чем у КЭС без аккумуляторов при одинаковых первоначальных капитальных затратах.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации [Текст] – М.: АНО «Учебный центр НП «Совет рынка», 2012. – 368 с.
2. Основные характеристики российской электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – [minenergo.gov.ru](http://minenergo.gov.ru): официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 05.04.2021)
3. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции [Текст]: учебник для вузов / В. Я. Рыжкин. – М.-Л.: Энергия, 1976. – 400 с.
4. Розова, В. И. Технико-экономическое планирование на энергетическом предприятии [Текст]: учебное пособие / В. И. Розова. – 2-е изд., стереотип. - СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 96 с.
5. Воропаева, Ю. А. Организация и управление в энергетике [Текст]: учебное пособие. / Ю. А. Воропаева – 3-е изд., стереотипное. - СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 151 с.
6. Попель О. С., Тарасенко А. Б. Современные виды накопителей электрической энергии и их применение в автономной и централизованной энергетике [Текст] // Теплоэнергетика – 2011. - № 11. – С. 2-11.
7. Батраков А., Шапошников Д. Как технологии накопления энергии изменят мир [Электронный ресурс]. – [rbc.ru](http://rbc.ru): газета № 008 (2505) (1901) – Режим доступа: <https://www.rbc.ru/newspaper/2017/01/19/587e404e9a7947208a047c9d> (дата обращения: 05.10.2020)
8. Соколов М. А., Томасов В. С., Jastrzębski R. P. Сравнительный анализ систем запасаания энергии и определение областей применения современных супермаховиков [Текст] // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики – 2014. - № 4 (92). – С. 149-155.
9. Андреев А. А., Возмилов А. Г., Калмаков В. А. Особенности эксплуатации накопителей энергии на основе химических источников тока в составе автономных энергосистем [Текст] // Наука ЮУрГУ [Электронный ресурс]: материалы 67-й научной конференции. Секции технических наук. – 2015. – С. 47-51.
10. Агафонов Д. В., Бобыль А. В., Забродский А. Г. Малышкин В. Г., Новикова О. В., Теруков Е. И. Деградация Li-ion накопителей энергии. применение обобщенного подхода Радона–Никодима к оценке распределения скоростей деградации [Текст] // Известия российской академии наук. Энергетика – 2018. - № 1. – С. 46-58.

11. В Китае введена в эксплуатацию первая модульная аккумуляторная электростанция [Электронный ресурс]. – tass.ru: новостной портал – Режим доступа: <https://tass.ru/press-relizy/4707116> (дата обращения: 31.09.2020).

12. В провинции Цзянсу на востоке Китая начала работать аккумуляторная электростанция [Электронный ресурс]. – russian.news.cn: новостной портал – Режим доступа: [http://russian.news.cn/2018-07/19/c\\_137335175.htm](http://russian.news.cn/2018-07/19/c_137335175.htm) (дата обращения: 10.10.2020).

13. В Калифорнии введена в строй крупнейшая в мире батарея мощностью 250 МВт [Электронный ресурс]. – elektrovesti.net: новостной портал – Режим доступа: [https://elektrovesti.net/72252\\_v-kalifornii-vvedena-v-stroy-krupneyshaya-v-mire-batareya-moshchnostyu-250-mvt](https://elektrovesti.net/72252_v-kalifornii-vvedena-v-stroy-krupneyshaya-v-mire-batareya-moshchnostyu-250-mvt) (дата обращения: 19.10.2020).

14. Марченко О. В. Комплексное использование возобновляемых источников энергии разных типов для совместного производства электричества и тепла [Текст] / О. В. Марченко, С.В. Соломин // Промышленная энергетика – 2018. - № 5. – С. 54.

15. Установленная мощность электростанций [Электронный ресурс]. – np-sr.ru: официальный сайт Ассоциации «НП Совет рынка» – Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/glossary/item/ustanovlennaya-moshchnost-elektrostantsiy> (дата обращения: 03.05.2021).

16. Объем суммарного фактического потребления электрической энергии в субъекте РФ [Электронный ресурс]. – atsenergo.ru: официальный сайт АО «АТС» – Режим доступа: [https://www.atsenergo.ru/results/market/fact\\_region](https://www.atsenergo.ru/results/market/fact_region) (дата обращения: 03.05.2021).

17. Хоменок, Л. А. О возможностях реализации крупномасштабного прорыва в энергетике России [Текст] / Л. А. Хоменок, П. А. Кругликов // Надежность и безопасность энергетики. – 2009. – № 1(4). – С. 4-10.

18. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030 [Текст]: отчет IRENA / Pablo Ralon, Michael Taylor, Andrei Ias и др. – Абу-Даби, 2017. – С. 12.

19. Cole, Wesley. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage [Текст]: отчет NREL / Cole, Wesley, Frazier, Allister. - Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2019. С.5 – 12.

20. Battery pack prices reported below US\$100/kWh for first time [Электронный ресурс]. – energy-storage.news: новостной портал – Режим доступа: <https://www.energy-storage.news/news/battery-pack->

prices-reported-below-us100kwh-for-first-time (дата обращения: 02.02.2021).

21. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры [Текст] / А. Ю. Абрамов, П. В. Богаченко, А. В. Куликов, И. Ю. Ряпин. – М.: Энерджинет, 2019. – 158 с.

22. Динамика официального курса заданной валюты [Электронный ресурс]. – cbr.ru: официальный сайт Банка России – Режим доступа: [https://www.cbr.ru/currency\\_base/dynamics](https://www.cbr.ru/currency_base/dynamics) (дата обращения: 03.05.2021).

23. Прогнозные значения средневзвешенных нерегулируемых цен [Электронный ресурс]. – atsenergo.ru: официальный сайт АО «АТС» – Режим доступа: <https://www.atsenergo.ru/results/market/forecast> (дата обращения: 07.05.2021).

24. Водоподготовка на ТЭС при использовании городских сточных вод / К. М. Абдуллаев, И. А. Малахов, Л. Н. Полетаев, А. С. Соболев – М. Энергоатомиздат, 1988. – С. 11.

25. Тарифы [Электронный ресурс]. – vodokanal.spb.ru: официальный сайт ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга» – Режим доступа: [http://www.vodokanal.spb.ru/dlya\\_abonentov/tarify1/](http://www.vodokanal.spb.ru/dlya_abonentov/tarify1/) (дата обращения: 08.05.2021).

26. Нагорнов, В. Н. Организация производства и управление предприятием: [Текст] методическое пособие по выполнению курсовой работы для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» / В. Н. Нагорнов, И. А. Бокун. – Минск: БНТУ, 2011. – С.33.

27. НК РФ Статья 425. Тарифы страховых взносов [Электронный ресурс]. – consultant.ru: справочно-правовая система КонсультантПлюс – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28165/a3f603ffd57b1431ed51e1693ba710093347235d/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/a3f603ffd57b1431ed51e1693ba710093347235d/) (дата обращения: 22.05.2021).

28. Кривая бескупонной доходности государственных облигаций [Электронный ресурс]. – cbr.ru: официальный сайт Банка России – Режим доступа: [https://www.cbr.ru/hd\\_base/zcyc\\_params/zcyc/](https://www.cbr.ru/hd_base/zcyc_params/zcyc/) (дата обращения: 11.05.2021).

29. Банк России принял решение повысить ключевую ставку на 50 б.п., до 5,00% годовых [Электронный ресурс]. – cbr.ru: официальный сайт Банка России – Режим доступа: <https://www.cbr.ru/press/keupr/> (дата обращения: 28.04.2021).

30. Эксперты: цена на электроэнергию для промышленности РФ в 2020 году была выше, чем в США [Электронный ресурс]. – tass.ru:

новостной портал – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/11390105/> (дата обращения: 20.05.2021).

31. Правительство Санкт-Петербурга Комитет по тарифам Санкт-Петербурга Распоряжение о внесении изменений в распоряжение Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 30.12.2014 № 625-р [Электронный ресурс]. – [tarifspb.ru](http://tarifspb.ru): официальный сайт Комитета по тарифам Санкт-Петербурга – Режим доступа: [http://tarifspb.ru/media/kt/documents/document/file/%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF\\_287-%D1%80\\_%D0%BE%D1%82\\_29.12.2020.pdf](http://tarifspb.ru/media/kt/documents/document/file/%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF_287-%D1%80_%D0%BE%D1%82_29.12.2020.pdf) (дата обращения: 17.05.2021).

32. Правительство Санкт-Петербурга Комитет по тарифам Санкт-Петербурга Распоряжение об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Санкт-Петербурга на 2021 год [Электронный ресурс]. – [tarifspb.ru](http://tarifspb.ru): официальный сайт Комитета по тарифам Санкт-Петербурга – Режим доступа: [http://tarifspb.ru/media/kt/documents/document/file/%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF\\_289-%D1%80\\_%D0%BE%D1%82\\_29.12.2020.pdf](http://tarifspb.ru/media/kt/documents/document/file/%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF_289-%D1%80_%D0%BE%D1%82_29.12.2020.pdf) (дата обращения: 17.05.2021).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Сравнение параметров различных способов запасаения энергии [8].

Параметры	Система					
	Аккумулятор	Супер-конденсатор	ГАЭС	Сжатый воздух	Сверх-проводная катушка	Супер-маховик
Эффективность, %	70	95	75	85	95	90
Энергоемкость, Вт · ч/кг	150	15	-	-	200	300
Количество циклов	10 <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>6</sup>	10 <sup>5</sup>
Жизненный цикл, лет	3-5	10	20	20	10	20+
Время заряда	ч	сек	ч	ч	мин	мин
Выходная мощность	средняя	высокая	очень высокая	очень высокая	высокая	высокая
Стоимость	низкая	средняя	очень высокая	очень высокая	очень высокая	высокая
Масштабируемость	высокая	средняя	низкая	низкая	средняя	высокая
Экологичность	средняя	высокая	низкая	средняя	высокая	высокая

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Исходные данные для расчетов при моделировании условий инвестиционной привлекательности.

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	КЭС 1	КЭС 2
1	Установленная электрическая мощность	МВт	200	160
2	Число часов использования максимума установленной мощности	ч/год	5 107	6 395
3	Выработка электроэнергии	МВт·час	1 021 488	1 023 202
4	Доля расхода электроэнергии на собственные нужды КЭС	%	5,5	5,5
5	Расход электроэнергии на собственные нужды КЭС	МВт·час	56 182	56 182
6	Потери электроэнергии в аккумуляторах	МВт·час	0	1 714
7	Отпуск электроэнергии	МВт·час	965 306	965 306
8	КИУМ	%	58,30	73,00
9	Мощность аккумуляторной установки	МВт	0	9,88
10	Емкость аккумуляторной установки	МВт·час	0	108,43
11	Удельные капиталовложения в КЭС	USD/кВт	1 100	1 100
12	Удельные капиталовложения в аккумуляторы	USD/кВт·ч	400	400
13	Курс USD	руб/USD	76	76
14	Удельные капиталовложения в КЭС	руб/кВт	83 600	83 600
15	Удельные капиталовложения в аккумуляторы	руб/кВт·ч	0	30 400
16	Рост удельных капитальных вложений	%/год	2,4	2,4

Продолжение таблицы Б.1.

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	КЭС 1	КЭС 2
17	Капитальные вложения в КЭС	млн.руб	16 720	13 376
18	Срок реализации инвестиционного проекта	лет	25	25
19	Норма амортизации для ОС КЭС	%/год	4,00	4,00
20	Капитальные вложения в аккумуляторы	млн.руб	0,00	3 296,29
21	Срок службы аккумуляторов	лет	12,5	12,5
22	Норма амортизации для аккумуляторов	%/год	8,00	8,00
23	Итого капитальные вложения	млн.руб	16 720	16 672
24	Штатный коэффициент	чел/МВт	0,52	0,52
25	Средняя заработная плата персонала	тыс руб/чел.мес	26,58	26,58
26	Рост средней заработной платы	%/год	3,10	3,10
27	Начисления на ФОТ, в том числе	%	30,18	30,18
28	пенсионный фонд	%	22,00	22,00
29	фонд соц страхования	%	2,90	2,90
30	страхование от профзаболеваний	%	0,18	0,18
31	фонд медицинского страхования	%	5,10	5,10
32	КПД КЭС и КЭС с аккумуляторами	%	35,83	37,30
33	Расход условного топлива	тыс.т.у.т.	350,19	336,96
34	Удельный расход условного топлива на э/э (нетто)	г.у.т/кВт.ч	342,82	329,31
35	Вид топлива	-	Природный газ	

Продолжение таблицы Б.1.

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	КЭС 1	КЭС 2
36	Средняя теплотворная способность топлива	ккал/м3	8 050	8 050
37	Цена топлива	руб/1000м3	5 502	5 502
38	Рост цены топлива	%/год	2,8	2,8
39	Тепловой эквивалент	тут/1000м3	1,150	1,150
40	Количество используемой теплоты	тыс. Гкал	2451,33	2358,69
41	Полезно используемая теплота	тыс. Гкал	878,32	879,80
42	Оставшаяся теплота	тыс. Гкал	1573,01	1478,89
43	Температура поступающей воды в конденсаторе	град. Ц	10	10
44	Температура отводимой воды в конденсаторе	град. Ц	40	40
45	Расход воды	тыс. м3/год	52,43	49,30
46	Среднегодовая доля подпитки воды	%	5	5
47	Объем воды для подпитки	тыс. м3/год	2,62	2,46
48	Цена технической воды на подпитку	руб/м3	7,08	7,08
49	Рост цены на техническую воду	%/год	3,14	3,14
50	Норматив цеховых и общецеховых расходов	%	20,00	20,00
51	Цена на электроэнергию	руб/кВт.ч	1,35	1,35
52	Рост цены на электрическую энергию	%/год	5,20	5,20
53	Цена за мощность ДПМ	тыс.руб/МВт/мес	1 247,62	1 555,08
54	Период оплаты ДПМ	лет	10	10



Окончание таблицы Б.1.

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	КЭС 1	КЭС 2
55	Цена за мощность КОМ	тыс.руб/МВт/мес	973,92	973,92
56	Ставка альтернативной доходности капитала	%/год	5,50	5,50
57	Инфляция	%/год	5,20	5,20
58	Рисковые ожидания	%/год	1,00	1,00
59	Ставка дисконтирования	%/год	12,10	12,10

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – Распределение инвестиций в рамках различных этапов реализации проекта КЭС 1 (в млн руб).

Год	-2	-1	0	1	...	12	13	...	25
Название этапа проекта	ПИР и Строительство			Эксплуатация		Эксплуатация		Эксплуатация	
ПИР	585,20	468,16	117,04	-	-	-	-	-	-
Оборудование	4276,14	2993,30	1282,84	-	-	-	-	-	-
СМР	1399,46	3498,66	2099,20	-	-	-	-	-	-
Суммарные инвестиции	6260,80	6960,12	3499,08	-	-	-	-	-	-

Таблица В.2 – Распределение инвестиций в рамках различных этапов реализации проекта КЭС 2 (в млн руб).

Год	-2	-1	0	1	...	12	13	...	25
Название этапа проекта	ПИР и Строительство			Эксплуатация		Замена аккумуляторов		Эксплуатация	
						Эксплуатация			
ПИР	583,53	466,82	116,71	-	-	2,19	0,00	-	-
Оборудование	4263,94	2984,76	1279,18	-	-	1089,90	1089,90	-	-
СМР	1395,47	3488,68	2093,21	-	-	3,29	5,48	-	-
Суммарные инвестиции	6242,94	6940,26	3489,09	-	-	1095,38	1095,38	-	-