

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ВАСИЛЬКОВ ОЛЕГ СЕРГЕЕВИЧ



**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ГОРНО-
ОБОГАТИТЕЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Шклярский Ярослав Элиевич

Санкт-Петербург – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	10
1.1 Предпосылки и барьеры применения систем накопления электроэнергии	10
1.2 Сравнительный анализ типов подсистем накопления электроэнергии.....	13
1.3 Анализ областей применения систем накопления электроэнергии.....	18
1.4 Анализ подходов к выбору мест подключения и алгоритмов функционирования систем накопления электроэнергии	22
1.5 Выводы по Главе 1	24
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УСТАНОВКИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	25
2.1 Анализ структуры систем электроснабжения объекта исследования	25
2.2 Анализ графиков нагрузки узлов объекта исследования.....	28
2.3 Разработка алгоритма выбора мест установки СНЭЭ.....	30
2.4 Выводы по Главе 2	36
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	37
3.1 Разработка краткосрочного метода прогнозирования графиков электрической нагрузки.....	37
3.2 Разработка стратегии заряда/разряда СНЭЭ с использованием метода динамического программирования	47
3.3 Моделирование процесса перераспределения нагрузки.....	51
3.4 Выводы по Главе 3	52

ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ СНЭЭ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	54
4.1 Анализ влияния СНЭЭ на качество электроэнергии.....	54
4.2 Имитационное моделирование СНЭЭ	57
4.3 Экспериментальные исследования СНЭЭ.....	62
4.4 Выводы по Главе 4	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	72
ПРИЛОЖЕНИЕ А Программный код для краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок в MATLAB.....	84
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения результатов диссертационной работы	96
ПРИЛОЖЕНИЕ В Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Схема электроснабжения обогатительной фабрики.	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Однолинейная схема РШ-1 (РШ-2 по аналогии).....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Суточное потребление электроэнергии в выбранных узлах	100

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Одним из основных показателей энергоэффективности использования поступающей на предприятие электроэнергии является график электрической нагрузки (ГН) [54]. Анализ изменения ГН показывает, что неравномерность нагрузки имеет тенденцию к росту, суточные графики нагрузки современных энергосистем имеют, как правило, два явно выраженных пика, между пиками находится зона сниженной нагрузки, а еще более глубокое снижение наблюдается в течение ночных часов.

В свою очередь, увеличение неравномерности ГН ведет к снижению энергоэффективности производства, передачи и потребления электроэнергии, происходит увеличение потерь электроэнергии в сетях, сокращается срок службы оборудования, в особенности кабельных линий.

Сложившиеся подходы к формированию энергоэффективных режимов электроснабжения предприятий основываются на толковании двух принципиально различных понятий: «электроснабжение» и «электропотребление» - как единого процесса электроснабжения. Такая трактовка обусловлена отсутствием систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) в составе систем электроснабжения предприятий. Отсутствие возможности аккумулировать электроэнергию в периоды минимальных нагрузок и рационально использовать при возникновении дефицита генерируемой мощности формирует неправильное в физическом аспекте представление о процессе электропотребления. В настоящее время проблему повышения энергоэффективности систем электроснабжения (СЭС) решают за счет минимизации затрат на их строительство с учетом поэтапного роста нагрузок. При таком подходе не рассматривается возможность применения систем накопления электроэнергии.

Учитывая тот факт, что технологический прогресс, привел к уменьшению стоимости СНЭЭ до приемлемого для потребителей уровня, одновременно обеспечив улучшение их эксплуатационных характеристик, а

также рост коэффициента полезного действия и снижения операционных затрат, что в совокупности позволяет рассматривать их в качестве элементов СЭС, участвующих в регулировании графика электрических нагрузок.

Однако использование СНЭЭ требует разработки рационального подхода к определению параметров, места установки и алгоритмов функционирования. Ошибочный выбор СНЭЭ может стать причиной экономической неэффективности её применения и привести к снижению энергоэффективности всего предприятия.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в разработку методов регулирования графиков нагрузки внесли: Г.С. Хронусов [53], В.В. Михайлов [39], Б.П. Лебедев [36], Б.Н. Абрамович [2], А.В. Проховник [43], и др. Вопросами разработки и исследования применения систем накопления электроэнергии занимались Ю.Н. Астахов [5], В.А. Веников [5], А.Г. Тер-Газарян [5], Н.Л. Новиков [44], В.Е. Фортов [13], Ч.У. Курувита Араччиге [34], А. Oudalov [71], R.A. Dougal [62] и др.

При рассмотрении вопроса регулирования графиков нагрузки развивались две основные теории – смещение пиков потребления и разуплотнение графиков нагрузки. Обе теории строились на использовании на промышленных предприятиях потребителей-регуляторов [51]. Однако, использование данных электроприемников осложняется тем, что суточные графики электропотребления основных энергосистем промышленных предприятий стали характеризоваться наличием двух, практически одинаковых максимумов. В связи с этим реальный эффект снижения потребности в мощности возможен только при сбалансированном снижении как утреннего, так и вечернего максимумов.

Альтернативой применению потребителей-регуляторов мощности может стать использование СНЭЭ. Диссертации [16, 37] посвящены разработке методов оптимального размещения накопителей электроэнергии в системах электроснабжения с целью выравнивания суммарного графика

нагрузки и минимизации потерь электроэнергии. Однако в данных работах не уделяется должного внимания алгоритмам функционирования СНЭЭ, а также данные устройства не рассматриваются в качестве сложных систем, состоящих из подсистем накопления, преобразования, контроля и управления, в связи с чем не учитываются некоторые функциональные особенности при определении места установки.

Соответствие паспорту специальности. Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы по пунктам: п.1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем»; п.3 «Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления».

Цель работы – повышение энергоэффективности электротехнических комплексов горно-обогатительных предприятий за счет регулирования графиков нагрузки с использованием систем накопления электроэнергии.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Проанализировать существующие системы накопления электроэнергии, способы их применения. Обосновать необходимость разработки новых методов, связанных с определением места установки, алгоритма функционирования и структуры СНЭЭ;

2. Провести анализ структуры системы электроснабжения предприятий и разработать алгоритм определения оптимального места установки СНЭЭ;

3. Разработать алгоритм функционирования СНЭЭ с применением современных методов прогнозирования электрических нагрузок и алгоритмов выбора стратегии управления;

4. Разработать метод краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок;

5. Проанализировать существующие методы оптимизации алгоритмов функционирования сложных систем и выявить наиболее подходящий для определения стратегии управления системой накопления электроэнергии;

6. Определить влияние от внедрения СНЭЭ на показатели качества в точке подключения, провести имитационное моделирование и экспериментальные исследования;

7. Разработать алгоритм выбора методов и средств по снижению влияния СНЭЭ на искажения напряжения питающей сети.

Объект исследования – электротехнические комплексы горно-обогатительных предприятий с СНЭЭ.

Предмет исследований – регулирование графиков нагрузки с использованием СНЭЭ.

Научная новизна работы:

1. Введен критерий ΔD_p , основанный на учете дисперсии и взаимной корреляции графиков нагрузки, позволяющий оценить эффективность их регулирования в узлах системы электроснабжения предприятия.

2. Разработан новый алгоритм определения места установки СНЭЭ, основанный на структурном анализе системы электроснабжения и применении вновь введенного критерия ΔD_p ;

3. Разработана модель управления СНЭЭ на основе методов краткосрочного прогнозирования графика нагрузки и метода динамического программирования;

4. Установлена зависимость THDI выходного тока инвертора от мощности заряда/разряда и разработан алгоритм выбора методов и средств по обеспечению электромагнитной совместимости при работе нагрузки и

СНЭЭ, позволяющий снизить влияние гибридных инверторов на искажение напряжения питающей сети.

Теоретическая и практическая значимость исследования:

1. Разработан комплексный подход для решения задач, связанных с внедрением СНЭЭ в систему электроснабжения предприятия, позволяющий добиться максимального экономического эффекта.

2. Результаты исследования внедрены в учебный процесс и в производственной деятельности АО «НПО «РИВС».

Методология и методы исследований. В работе использованы методы теории электрических цепей, систем электроснабжения электротехнических комплексов, алгоритмизация, математическое и имитационного моделирования процессов в программно-вычислительном комплексе *Matlab/Simulink*.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Алгоритм определения мест установки систем накопления электроэнергии для повышения эффективности регулирования электропотребления, в основе которого лежит оценка изменения дисперсии графиков нагрузки узлов системы электроснабжения предприятия.

2. Максимальный уровень выравнивания графика нагрузки с учетом эксплуатационных ограничений СНЭЭ может быть достигнут за счет применения разработанного алгоритма функционирования системы накопления электроэнергии, основанного на методах краткосрочного прогноза электрических нагрузок и методе динамического программирования.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена использованием стандартных методов математического и имитационного моделирования. Адекватность методов, используемых в работе, подтверждается математическим обоснованием созданных зависимостей и имитационным моделированием с применением апробированного

программно-моделирующего комплекса *Matlab Simulink*, экспериментальными исследованиями, а также обсуждением основных результатов работы в рамках конференций и дискуссий по опубликованным статьям.

Апробация результатов. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: Международная научно-практическая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME» – 2018, 2019, 2020 - Санкт-Петербург; Российская энергетическая неделя – 2017, 2018, Москва; Международная конференция IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering – 2019, Санкт-Петербург; International Scientific Electric Power Conference ISEPC – 2019, Санкт-Петербург; 62 Международная научная конференция на базе Горно-геологического университета им. И. Рылъски – 2020, София, Болгария; XVIII Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» – 2020, Санкт-Петербург.

Публикации по работе. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 6 печатных работах, в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus; получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы.

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав, с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 85 наименований. Диссертация изложена на 100 страницах машинописного текста, содержит 32 рисунка и 14 таблиц, 6 приложения.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1 Предпосылки и барьеры применения систем накопления электроэнергии

В последнее десятилетие, как в мировом, так и в Российском энергетическом секторе началась «накопительная революция» [44]. Системы накопления электроэнергии стали одним из самых быстрорастущих секторов электроэнергетики, за 10 лет сектор вырос в 48 раз, среднегодовые темпы роста составили 47%. Развитие данного сектора связано, в первую очередь, с распространением возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ), снижением материалоемкости, повышением удельных характеристик, а также с постепенной интеллектуализацией сетей [83]. По последним прогнозам, Bloomberg New Energy Finance к 2040 году совокупная установленная мощность систем накопления электроэнергии превысит порог в 1000 ГВт. На рисунке 1.1 представлен прогноз роста мирового рынка по областям применения СНЭ до 2024.



Рисунок 1.1 – Среднесрочный прогноз роста мирового рынка СНЭ (ГВт)

Важно отметить, несмотря на то, что основной причиной повышенного интереса к сектору и разработки программ по стимулированию СНЭЭ было развитие ВИЭ, анализ показывает, что главная заявленная цель для более, чем 90% из реализованных проектов, является не непосредственно решение задач, связанных с ВИЭ, а решение других задач.

До настоящего времени более половины проектов было нацелено на участие в рынке регулирования частоты. Другим крупным сегментом было снижение затрат потребителя за счет управления нагрузкой [30]. Регулирование частоты является на данный момент первым значимым рыночным механизмом, куда были допущены СНЭЭ, и он, в первую очередь, спровоцировал рост объемов строительства и ввода в эксплуатацию таких систем.

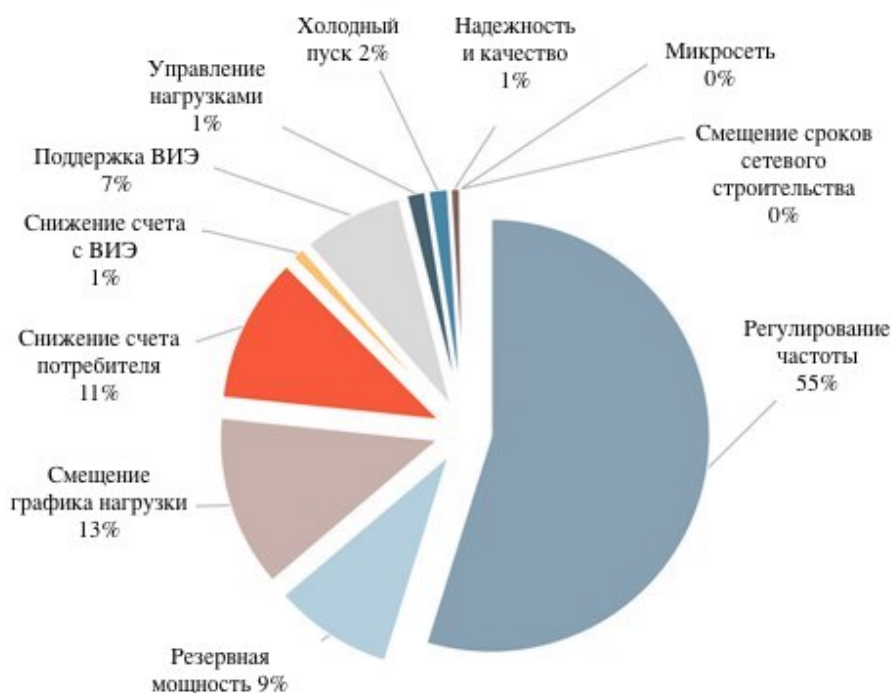


Рисунок 1.2 – Структура целевого использования СНЭЭ

Условия для участия в регулировании частоты накопителями были созданы в США, Великобритании и Германии. Рисунок 1.2 демонстрирует меньшую долю мощностей, предназначенных для регулирования частоты, но и большую диверсификацию и развитие новых сегментов, в частности, небольших проектов у потребителей.

Важной особенностью СНЭЭ является возможность одновременно участвовать в нескольких рынках [27]. Так, среди реализованных в настоящий момент проектов всего 14% были ориентированы на решение одной задачи, остальные для решения нескольких задач на разных секторах рынка.

В России, несмотря на замедленную интеграцию ВИЭ, интенсивное развитие технологий накопления электроэнергии уже привело к возможности реализовывать проекты, обладающие не только технической, но и экономической эффективностью [35, 45], например, реализован ряд проектов в автономных энергосистемах (Тыва) [18], так и в ЕЭС России (Башкортостан) [32].

Также начиная с 2019, постепенно вводятся государственные стандарты, направленные на выработку единого подхода ко всем аспектам перспективного и интенсивно развивающегося направления систем накопления электрической энергии.

Так, ГОСТ Р 58092.1-2018 дает четкое «определение термину система накопления электрической энергии - установка с определенными границами, подключенная к электрической сети, включающая как минимум один накопитель электрической энергии (НЭЭ), которая извлекает электрическую энергию из электроэнергетической системы, хранит эту энергию внутри себя в какой-либо форме и отдает электрическую энергию обратно в электроэнергетическую систему» [19]. Также введены стандарты ГОСТ Р 58092.5.1-2018 [22], ГОСТ Р 58092.2.1-2020 [20], ГОСТ Р 58092.3.1-2020 [21], устанавливающие требования по эксплуатации и проектированию данных систем.

Однако существует ряд барьеров, ограничивающих развитие рынка СНЭЭ в различных секторах энергетики:

- отсутствие нормативно-технической базы, определяющей возможность использования СНЭЭ, как альтернативы резервному источнику электропитания;

- отсутствие четких правил и установленного порядка допуска СНЭЭ к оказанию системных услуг;

- риск квалификации со стороны регуляторов практики использования СНЭЭ сетевыми организациями как деятельности по продаже электрической энергии, что противоречит нормам действующего законодательства.

1.2 Сравнительный анализ типов подсистем накопления электроэнергии

Согласно указанным выше нормативным документам, СНЭЭ состоят из трех основных элементов: подсистемы накопления, подсистемы преобразования и подсистемы согласования с сетью. Подсистема накопления комплектуется аккумуляторами электроэнергии и содержит систему мониторинга заряда/разряда [10]. Подсистема преобразования осуществляет преобразования напряжения постоянного тока подсистемы накопления в напряжение переменного и обратно. В подсистеме распределения основным элементом является согласующий трансформатор, содержит коммутационные аппараты. Для обеспечения согласованной работы всех перечисленных систем СНЭЭ дополняется системой управления. На рисунке 1.3 представлена стандартная структура СНЭЭ.

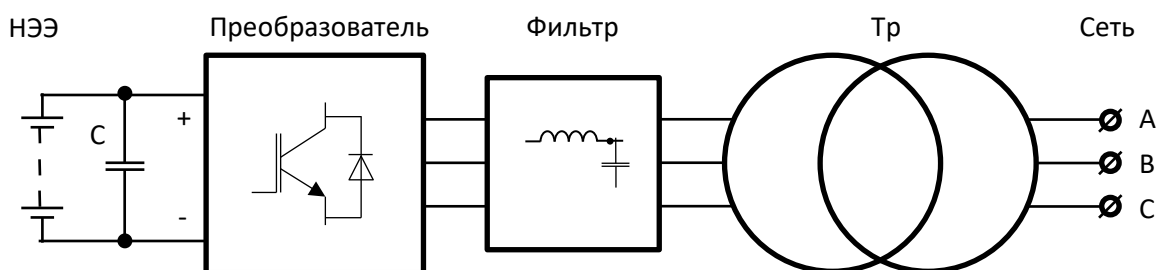


Рисунок 1.3 – Стандартная структура СНЭЭ

В данном разделе подробно рассмотрим подсистему накопления электроэнергии.

В [11, 26, 28, 50] приводится подробное описание типов подсистем накопления применяемых в составе СНЭЭ. По результатам сравнительного анализа на рисунке 1.4 представлена классификация существующих систем накопления по типу аккумулирующего элемента.

<p>Электрические</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Конденсатор ✓ Суперконденсатор ✓ SMES 	<p>Механические</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ PHS ✓ CAES ✓ FES 	<p>Электрохимические</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Вторичные батареи (Lead-acid, UltraBattery, NaS, NiCd, Li-ion, Metal-air) ✓ Проточные батареи (Redox flow-VRB, Hybrid Flow-ZnBr)
<p>Термохимические</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Солнечное топливо 	<p>Химические</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ H₂ Fuel Cell 	<p>Тепловые</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ CES ✓ AL-TES ✓ HT-TES

Рисунок 1.4 – Классификация систем накопления электрической энергии

Конденсатор – устройство для накопления энергии электрического поля, состоящее из двух электродов в форме пластин, разделенных диэлектриком.

Суперконденсатор – устройство, накопление электрической энергии в котором происходит благодаря заряду двойного электрического слоя. Суперконденсатор можно рассматривать как конденсатор с двумя обкладками.

SMES – сверхпроводниковый магнитный накопитель. Данный накопитель хранит энергию в магнитном поле, создаваемом потоком постоянного тока в сверхпроводящей катушке, охлажденной ниже критической температуры сверхпроводимости.

PHS – гидроаккумулирующий накопитель. Тип системы накопления электроэнергии с использованием двух резервуаров с водой, соединенных с насосом и турбиной. В данном устройстве накапливается энергия в виде гравитационной потенциальной энергии воды, перекачиваемой из более низкого уровня резервуара на более высокий уровень.

CAES – накопление энергии в виде сжатого воздуха. Закаченный сжатый воздух в специальный резервуар в часы с минимальным потреблением используется для работы турбогенератора в часы максимума электропотребления.

FES – кинетический накопитель энергии (супермаховик). Аккумулирование и высвобождение электрической энергии происходит за счет ускорения или замедления вращения маховика.

Электрохимический накопитель энергии (аккумуляторная батарея (АБ)). Одна из самых широко используемых технологий накопления электроэнергии в промышленности, Принцип работы аккумуляторных батарей основан на обратимости протекания химических реакций.

Термохимический накопитель энергии (аккумулирование солнечной энергии). Накопление энергии происходит за счет преобразования солнечной энергии.

Химический накопитель энергии (топливная ячейка). Химические накопители схожи по принципу действия с электрохимическими, но существенное отличие заключается в том, что вещества участвующие в электрохимической реакции подаются из вне.

CES – сверхнизкотемпературный (криогенный) накопитель энергии.

AL-TES – аккумулирование тепловой энергии в подземных водоносных пластах. Система подземного аккумулирования энергии состоит из двух скважин, через которые откачивается или закачивается вода из водоносного слоя, являющегося аккумулирующей средой.

HT-TES – высокотемпературный накопитель энергии.

В таблице 1.1 представлены основные характеристики для вышеперечисленных накопителей энергии [60, 63, 64, 79]:

Таблица 1.1 – Основные характеристики различных типов накопителей энергии

Технология накопления электроэнергии	Доступная мощность, МВт	Степень изученности	КПД, %	Время отклика	Срок службы, лет (число циклов)	Капитальные затраты на единицу мощности, (\$/кВт)	Капитальные затраты на единицу энергии, (\$/кВт·ч)	Время заряда	Время разряда	Влияние на окружающую среду
Электрические										
Конденсатор	0-0,05	Серийное применение	60-65	мс	~ 5 (> 50 000)	200-400	500-1 000	с – ч	мс – 60 мин	Незначительно
Суперконденсатор	0-0,3	Хорошо изучено	90-95	8 мс	20 + (> 100 000)	100-450	300-2 000	с – ч	мс – 60 мин	Почти нет
Сверхпроводниковый магнитный накопитель (SMES)	0,1-10	Исследуется	95-98	< 100 мс	20 + (> 100 000)	200-489	1 000-72 000	мин – ч	мс – 8 с	Средне
Механические										
Гидроаккумулирующий накопитель (PHS)	100-5 000	Хорошо изучено	75-85	с – мин	40-60 (> 13 000)	2 000-4 300	5-100	ч – мес	1 – 24 ч	Значительно
Аккумуляция сжатого воздуха (CAES)	5-1 000	Хорошо изучено	70-89	1-15 мин	20-40 (> 13 000)	400-1 000	2-120	ч – мес	1 – 24 ч	Значительно
Кинетический накопитель (FES)	0,1-20	Начало серийного применения	93-95	< 4 мс – с	15 + (> 100 000)	250-350	1 000-14 000	с – мин	мс – 15 мин	Почти нет
Электрохимические										
Свинцово-кислотная АБ (Lead-acid)	0-40	Хорошо изучено	70-90	5-10 мс	3-15 (300-2 000)	300-600	200-400	мин – дн	с – ч	Средне
Гибридные (UltraBattery)	0-36	Исследуется	-	~ 5 мс	3-15 (3 000)	-	200	мин – дн	с – ч	Средне
Натриево-серная АБ (NaS)	0,05-34	Серийное применение	80-90	1 мс	10-15 (2 500-4 500)	1 000-3 000	300-500	с – ч	с – ч	Средне
Литий-ионная АБ (Li-ion)	0-100	Пилотные проекты	85-90	20 мс – с	5-15 (1 000-20 000)	900-4 000	600-3 800	мин – дн	мин – ч	Средне
Никель-кадмиевая АБ (NiCd)	0-40	Серийное применение	60-65	мс	10-20 (2 000-3 500)	500-1 500	400-2 400	мин – дн	с – ч	Средне
Металло-воздушная АБ (Metal-air)	0-0,01	Исследуется	~ 50	мс	- (100-300)	100-250	10-60	ч – мес	с – 24 ч	Незначительно
Проточная ванадиевая редокс АБ (VRB)	0,03-3	Начало серийного применения	~ 85	< 1 мс	10-15 (12 000 +)	1 000-5 000	150-1 000	ч – мес	с – 10 ч	Средне

Продолжение Таблицы 1.1

Проточная гибридная цинк-бромная АБ (ZnBr)	0,05-10	Пилотные проекты	~ 75	< 1 мс	5-10 (2 000 +)	700-2 500	150-1 000	ч – мес	с – 10ч	Средне
Термохимические										
Аккумуляция солнечной энергии	0-10	Исследуется	~ 20-30	-	- (-)	-	-	ч – мес	1 – 24ч	Безвредно
Химические										
Водородный топливный элемент	0-58,8	Исследуется	25-58	< 1 с	5-20 + (1 000-20 000 +)	500-10 000	15	ч – мес	с – 24ч	Незначительно
Тепловые										
Сверхнизкотемпературный (криогенный) накопитель энергии (CES)	0,1-300	Исследуется	40-50	-	20-40 (> 13 000)	200-300	3-30	мин – дн	1 – 8 ч	Безвредно
Аккумуляция тепловой энергии в подземных водоносных пластах (AL-TES)	0-5	Исследуется	50-90	-	10-20 (-)	-	20-50	мин – дн	1 – 8 ч	Незначительно
Высокотемпературный накопитель энергии (HT-TES)	0-60	Исследуется	30-60	-	5-15 (> 13 000)	-	30-60	мин – мес	1 – 24ч	Незначительно

Проанализировав представленные характеристики можно сделать вывод, что подсистемы накопления электрохимического типа на основе литий-ионных аккумуляторных батарей наиболее перспективна для применения в составе СНЭЭ на промышленных предприятиях. Также до 2017 года сдерживающим фактором применения накопителей данного типа являлась их дороговизна, однако, в настоящее время цены на литий продолжают снижаться и ожидается, что к 2030 г. сократятся в 4 раза по отношению к 2017 г.

1.3 Анализ областей применения систем накопления электроэнергии

Если переходить к способам применения СНЭЭ, то, условно, их можно разделить на две группы по соотношению энергоемкости ($E_{ном}$) к мощности ($S_{ном}$). Классификация способов применения СНЭЭ представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Классификация способов применения СНЭЭ

«Мощностное» применение $E_{ном} / S_{ном} < 1$	«Энергоемкое» применение $E_{ном} / S_{ном} > 1$
<ul style="list-style-type: none"> • Регулирование частоты в ЕЭС России 	<ul style="list-style-type: none"> • Регулирование графика нагрузки [15, 76]
<ul style="list-style-type: none"> • Обеспечение качества электроэнергии [38] 	<ul style="list-style-type: none"> • Отсрочка инвестиций в модернизацию сетевых объектов
<ul style="list-style-type: none"> • Сглаживание резких изменений мощности [61, 74] 	<ul style="list-style-type: none"> • Снижение потерь в сети
<ul style="list-style-type: none"> • Источник бесперебойного питания [52] 	<ul style="list-style-type: none"> • Интеграция ВИЭ в энергосистему [47, 68]
<ul style="list-style-type: none"> • Повышение статической и динамической устойчивости 	<ul style="list-style-type: none"> • Электроснабжение изолированных территорий [59, 82]
<ul style="list-style-type: none"> • Замещение резерва в автономной системе 	<ul style="list-style-type: none"> • Предотвращение перегрузок при авариях [37]

«Мощностное» применение

Большинство проектов по внедрению СНЭЭ данного направления нацелено на участие в рынке регулирования частоты. Однако,

прогнозируется рост участия СНЭЭ и в других областях, например, обеспечении качества электроэнергии и статической и динамической устойчивости [6, 23, 33]. Так наибольший технический и экономический эффект может быть получен на объектах распределенной генерации [31, 65, 69] и на автономных электростанциях с дизельными [25], газотурбинными и газопоршневыми установками [7, 9, 11]. При эксплуатации данных энергоустановок возникает задача стабилизации напряжения и частоты при набросе и сбросе нагрузки. С этой задачей вполне успешно справляются современные быстродействующие СНЭЭ [16].

Также перспективным накопителем для «мощностного» применения СНЭЭ являются суперконденсаторы (СК). В [13, 15, 56, 77] рассматривается разработка так называемого гибридного накопителя электроэнергии. Применение гибридного накопителя энергии (ГНЭЭ), построенного на комбинации электрохимических накопителей и батареи суперконденсаторов является перспективной технологией для решения большого ряда задач, в том числе для поддержания уровня напряжения и частоты генератора при набросе/сбросе нагрузки. В настоящий момент ведутся работы по разработке систем управления [58] и формированию оптимального состава ГНЭЭ. Например, в [24] рассматриваются принципы линейной фильтрации для распределения мощности между накопителями. Там же приводятся результаты экспериментальных исследований, однако, внедрение таких НЭЭ на реальных объектах затруднено из-за дороговизны СК и возможно лишь при значительном экономическом эффекте.

«Энергоемкое» применение

Согласно исследованиям АО «Фонд «Форсайт», в настоящий момент 27% от всех внедряемых СНЭЭ используются для регулирования графика нагрузки потребителя [18, 50]. В часы максимальных нагрузок затрачивается гораздо больше ресурсов на выработку электроэнергии, чем в периоды «провалов», а каждый останов и пуск энергоблоков связан с большими непроизводительными затратами, таким образом снижается коэффициент

использования установленной мощности (КИУМ) электростанций. Поэтому можно сделать вывод, что выравнением графика нагрузки можно решить сразу несколько задач – повысить КИУМ, снизить потери электроэнергии в сетях, тем самым отсрочить инвестиции в модернизацию системы электроснабжения.

В [78] рассматривается возможность выравнения графиков нагрузки с использованием СНЭЭ. Предложена конфигурация СНЭЭ, позволяющая расширить его функциональные возможности. В результате логико-численного моделирования получены результаты, подтверждающие эффективность их использования.

В таблице 1.3 приведена подробная информация по применению различных типов накопителей для следующих целей [66]:

- 1 – обеспечение качества электроэнергии;
- 2 – управление электропотреблением;
- 3 – интеграция ВИЭ;
- 4 – аварийный резерв;
- 5 – смещение пиков потребления;
- 6 – выравнение графика нагрузки;
- 7 – холодный резерв;
- 8 – сезонный накопитель энергии;
- 9 – вращающийся резерв;
- 10 – расширение сети;
- 11 – стабилизация сети;
- 12 – регулирование напряжения;
- 13 – сервис конечного потребителя.

Условные обозначения:

- + – используется;
- * – применение ожидается;
- – применение возможно.

Таблица 1.3 – Классификация способов применения различных типов накопителей энергии

Технология накопления электроэнергии	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Электрические													
Конденсатор	+	+											
Суперконденсатор	+										*	*	*
Сверхпроводниковый магнитный накопитель (SMES)	+		+								+	*	*
Механические													
Гидроаккумулирующий накопитель (PHS)		+			+	+		*		+			
Аккумуляция сжатого воздуха (CAES)		+			+	+		■		*			
Кинетический накопитель (FES)	+	*	+	+					*		*	*	*
Электрохимические													
Свинцово-кислотная АБ (Lead-acid)	+	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+	+
Гибридные (UltraBattery)	+	+	+	+	+	+	+		*	*	+	+	+
Натриево-серная АБ (NaS)	+	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+	+
Литий-ионная АБ (Li-ion)	+	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+	+
Никель-кадмиевая АБ (NiCd)	+	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+	+
Металло-воздушная АБ (Metal-air)	+	+			+	+	+		+	+	+	+	+
Проточная ванадиевая редокс АБ (VRB)	*	+	+	+	*	*	+		*	*	*	+	*
Проточная гибридная цинк-бромная АБ (ZnBr)	*	+	+	+	*	*	+		*	*	*	+	*
Термохимические													
Аккумуляция солнечной энергии					*	*		■					
Химические													
Водородный топливный элемент		*	+	*	*	*	*	*	*	*			
Тепловые													
Сверхнизкотемпературный (криогенный) накопитель энергии (CES)		+			*	*	*	*		*			
Аккумуляция тепловой энергии в подземных водоносных пластах (AL-TES)		+			*	*	*	*		*			
Высокотемпературный накопитель энергии (HT-TES)		+			*	*	*	*		*			

На основании анализа данных таблицы 1.3, можно сделать вывод, что современные СНЭЭ с электрохимическими накопителями дают возможность управлять режимами работы как электросетевого оборудования, так и параметрами сети и являются не просто локальными буферами электрической энергии, а «активными» элементами, напрямую влияющими на энергоэффективность электроснабжения.

В рамках данной работы исследуется возможность применения данных систем для регулирования графика нагрузки горно-обогатительного предприятия. Рассматриваются вопросы, связанные с определением места установки СНЭЭ, а также формирования оптимального режима функционирования.

1.4 Анализ подходов к выбору мест подключения и алгоритмов функционирования систем накопления электроэнергии

Несмотря на активизацию работ по созданию нормативно-технической и организационно-методической баз, регламентирующих применение СНЭЭ, в настоящий момент отсутствуют документы, которые определяли бы требования к выбору СНЭЭ, местам их размещения, выполняемым функциям.

При анализ российских научно-технических источников, посвященных вопросам применения СНЭЭ, можно отметить несколько работ, посвященных обоснованию выбора СНЭЭ с подсистемами накопления электрохимического типа и мест их размещения в распределительных сетях [41, 49].

В диссертации [14] разработан метод, позволяющий с помощью накопителя электроэнергии осуществлять регулирование графиков нагрузки при различных тарифах на оплату электроэнергии. Разработан алгоритм выбора места установки накопителя электроэнергии, позволяющий провести расчет и сравнение снижения затрат при использовании различных типов накопителей электроэнергии в различных местах их подключения.

Однако в данной работе поиск оптимального места установки не учитывает влияние изменения графика нагрузки в выбранном узле/узлах на энергосистему в целом, что может привести к «размыванию» эффекта выравнивания. В работе рассмотрим способ решения данной проблемы.

В диссертации [34] предложен алгоритмы оптимизации размещения накопителей электроэнергии по критерию минимума потерь, а также в разомкнутых электрических сетях, учитывающие изменение режимных параметров.

В диссертации [48] предложена методика выбора мест установки СНЭЭ для повышения пропускной способности распределительных электрических сетей. Основным критерием в разработанной методике является увеличение доступной мощности технологического присоединения.

В зарубежных научных источниках представлено большое количество работ, посвященных задачам выбора мест установки и определению алгоритмов функционирования.

В [72] определение места установки СНЭЭ производится по трем критериям: выравнивание графика нагрузок, выравнивание профиля напряжения и управление потоком активной мощности от ВИЭ.

В [81] исследуется применение СНЭЭ на шинах низшего напряжения трансформаторных подстанций для снижения отклонений напряжения.

В [80] выбор места размещения СНЭЭ производится по критерию минимизации дисконтированных затрат с учетом определения оптимального срока службы накопителя.

Однако в перечисленных работах рассматриваются в основном автономные системы электроснабжения, либо системы с участием ВИЭ, что вносит свои особенности в определение места установки СНЭЭ.

Из анализа научных источников [40, 57, 67, 70], можно отметить, что алгоритмы для выбора оптимальной стратегии управления СНЭЭ можно разделить на интеллектуальные, такие как эволюционные алгоритмы или метод роя частиц и классические – метод динамического программирования

(ДП) и алгоритмы с использованием градиента. Интеллектуальные алгоритмы могут решать задачи, включая разрывные и нелинейные ограничения, но они не могут гарантировать реализацию глобального оптимального решения, и их параметры трудно подобрать. Классические алгоритмы чувствительны к начальной точке и не имеют возможности обрабатывать прерывистые ограничения.

Для решения задачи определения оптимального режима функционирования СНЭЭ в работе будем рассматривать именно классические алгоритмы, так как главным преимуществом данного метода является получение оптимального решения для сложных задач.

1.5 Выводы по Главе 1

На основе представленного выше анализе, были сделаны следующие выводы:

1. Определены предпосылки применения систем накопления электроэнергии. «Накопительная революция», обусловленная технологическим прогрессом, позволяет интегрировать СНЭЭ в системы электроснабжения для решения широкого спектра задач;
2. Сравнительный анализ подсистем накопления показал преимущества использования электрохимических накопителей энергии, в особенности литий-ионных АБ;
3. Анализ областей применения СНЭЭ доказывает, что данные устройства являются не просто буферными накопителями электроэнергии, а «активными» элементами, напрямую влияющими на энергоэффективность электроснабжения.
4. Из анализа подходов к выбору мест подключения и алгоритмов функционирования СНЭЭ, можно сделать вывод что большинство подходов основано на минимизации затрат на СНЭЭ, однако не гарантируют техническую выгоду от её применения.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УСТАНОВКИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1 Анализ структуры систем электроснабжения объекта исследования

Для определения возможных мест установки СНЭЭ выделим в системе электроснабжения несколько уровней (ступеней) [29], как представлено на рисунке 2.1.

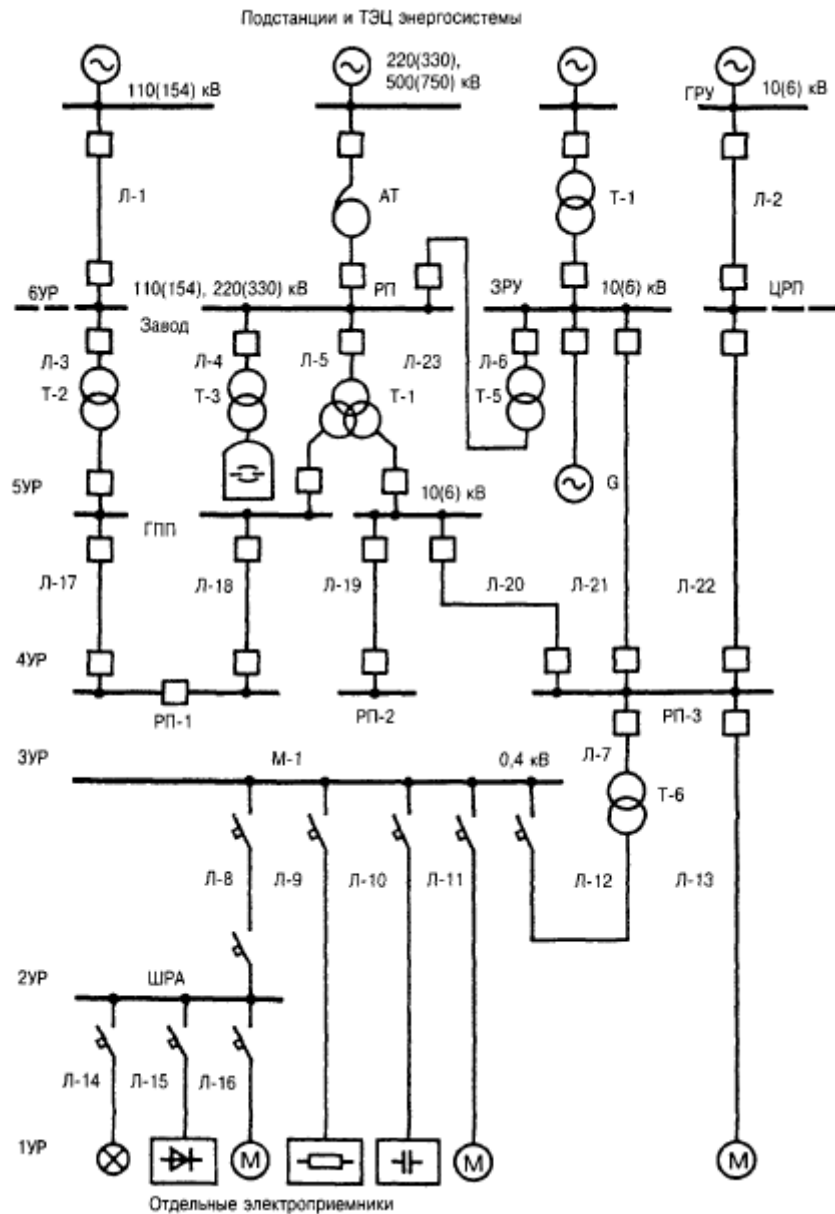


Рисунок. 2.1 – Выделенные уровни (ступени) системы
электроснабжения

1-ый уровень – отдельный электроприемник – аппарат, механизм, установка, агрегат (станок) с многодвигательным приводом или другой

группой электроприемников, связанных технологически или территориально и образующих единое изделие с определенной паспортной мощностью, питание по одной линии.

2-ой уровень – щиты распределительные и распределительные пункты напряжением до 1 кВ переменного и до 1,5 кВ постоянного тока, щиты управления и щиты станций управления, шкафы силовые, вводно-распределительные устройства, установки ячейкового типа, шинные выводы, сборки, магистрали.

3-ий уровень – щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ.

4-ый уровень – Шины распределительной подстанции РП 10(6)кВ.

5-ый уровень – шины главной понизительной подстанции, подстанции глубокого ввода, либо опорной подстанции района.

6-ой уровень – граница балансовой принадлежности.

Наиболее доступными для установки СНЭЭ являются 2-5 уровни, так как 1-ый уровень – это отдельные электроприемники, а установка СНЭЭ непосредственно у приемника весьма затруднительна. Также стоит отметить, что индивидуальные графики нагрузок потребителей с резкопеременным характером не поддаются регулированию. Обычно такие потребители объединяются в группы и питаются по отдельным фидерам. Установка СНЭЭ на шестом уровне затруднительна, поскольку подсистемы преобразования и согласования с сетью на уровень напряжения 110 кВ реализовать весьма проблематично.

Перечисленные выше уровни можно выделить и в системе электроснабжения обогатительной фабрики. В качестве объекта исследования рассмотрим электротехнический комплекс обогатительной фабрики, схемы электроснабжения которой представлены в Приложениях Г и Д. Выделим несколько узлов на различных уровнях системы электроснабжения (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Узлы выбранного участка системы электроснабжения

Распределительный щит ПР-1 КПиСР секция №2	Узел 6
Распределительный щит РО-1 секция №1	Узел 7
Распределительный щит ПСУ-8 секция №2	Узел 8
Распределительный щит ПСУ-4 секция №1	Узел 9
1-я секция шин РШ-1	Узел 4
1-я секция шин РШ-2	Узел 5
1-я секция шин РУ-6 кВ	Узел 2
1-я секция шин ТП-8 ПСУ-12	Узел 3
Питающая подстанция 6 кВ	Узел 1

На рисунке 2.2 представлена условная схема замещения выбранного участка энергосистемы обогатительной фабрики.

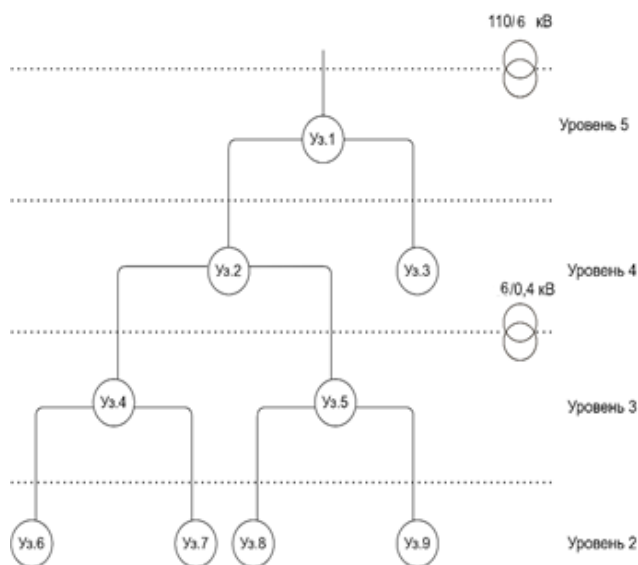


Рисунок 2.2 – Схема замещения рассматриваемого участка энергосистемы

Для проведения дальнейших исследований были получены значения потребления электроэнергии узлов нижнего уровня и подробно представлены в приложении Е.

2.2 Анализ графиков нагрузки узлов объекта исследования

При решении задач, связанных с регулированием ГН, рассматриваются в основном групповые ГН, индивидуальные важны для понимания физической картины формирования групповых графиков.

В качестве исходной информации использовались суточные графики нагрузки узлов нижнего уровня выбранного участка энергосистемы предприятия (Рисунок 2.3).

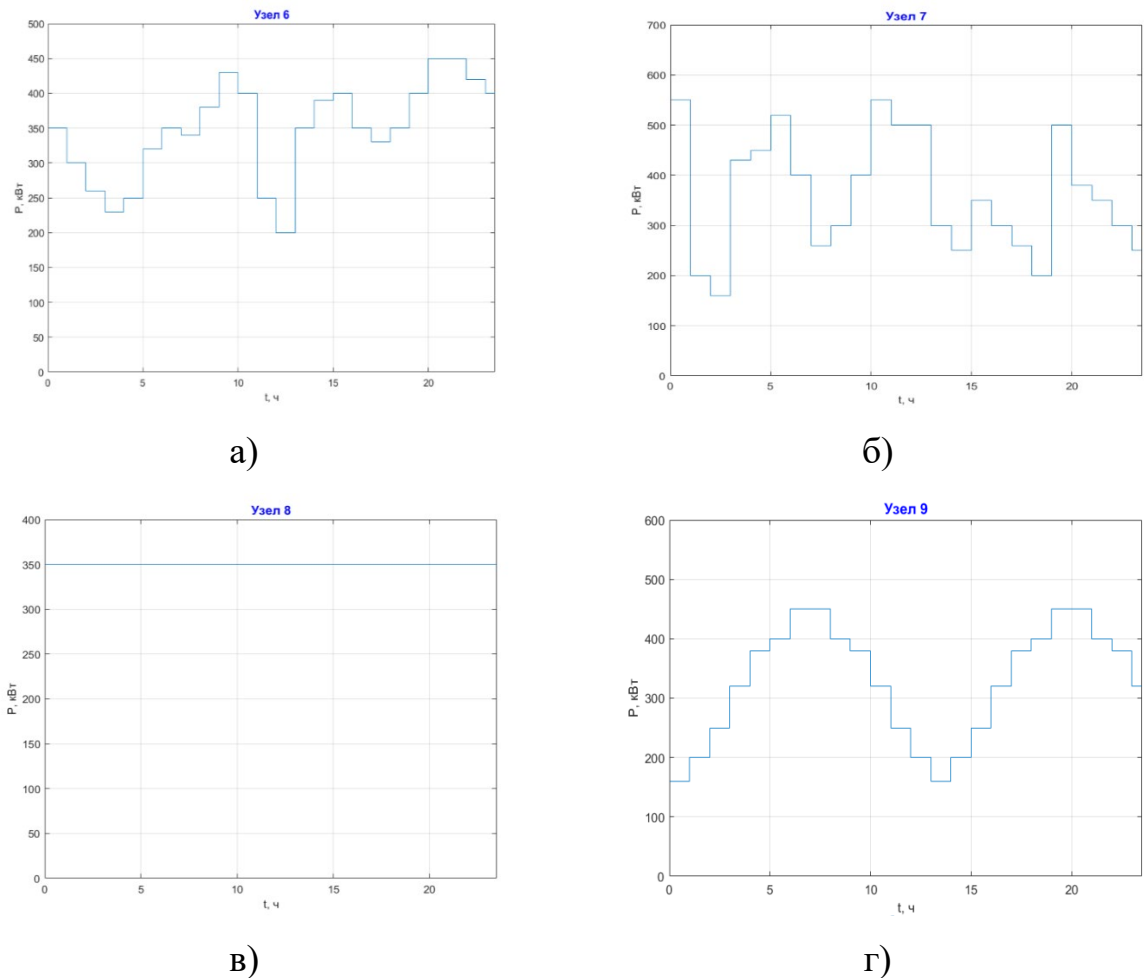


Рисунок 2.3 – Суточные графики нагрузки рассматриваемых узлов:

- а) график нагрузки в узле 6; б) график нагрузки в узле 7; в) график нагрузки в узле 8; г) график нагрузки в узле 9;

Для данных узлов рассчитываются следующие показатели графиков нагрузки (2.1–2.6):

- средняя мощность:

$$p_c = \frac{\sum_{i=1}^n p_i}{n}; \quad (2.1)$$

где p_i – значение активной мощности за выбранный период, n – число равных по длительности периодов.

- среднеквадратичная (эффективная) нагрузка:

$$p_{ck} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n p_i^2}{n}}; \quad (2.2)$$

- дисперсия:

$$Dp = p_{ck}^2 - p_c^2; \quad (2.3)$$

- среднеквадратичное отклонение (стандарт):

$$\sigma p = \sqrt{Dp}; \quad (2.4)$$

- коэффициент формы:

$$K_\phi = \frac{p_{ck}}{p_c} = \sqrt{n} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n p_i^2}{(\sum_{i=1}^n p_i)^2}}; \quad (2.5)$$

- коэффициент заполнения или плотность нагрузки:

$$K_3 = \frac{p_c}{p_{\max}}; \quad (2.6)$$

где p_{\max} – максимальное значение активной мощности за период.

Расчетные показатели графиков нагрузки приведены в таблицах 2.2

Таблица 2.2 – Расчетные показатели графиков нагрузки

№ узла	p_c	p_{ck}	DP	σp	K_ϕ	K_3
6	347,9	354,6	4691,5	68,494	1,01	0,77
7	360,8	379	13466	116,0	1,05	0,65
8	350	350	0	0	1	1
9	327,9	341,3	8966,5	94,7	1,04	0,72

2.3 Разработка алгоритма выбора мест установки СНЭЭ

Для решения задачи определения места установки предлагается использовать следующий алгоритм, в основе которого лежит анализ взаимной коррелированности графиков нагрузки [17]. Блок-схема разработанного алгоритма представлена на рисунке 2.4.

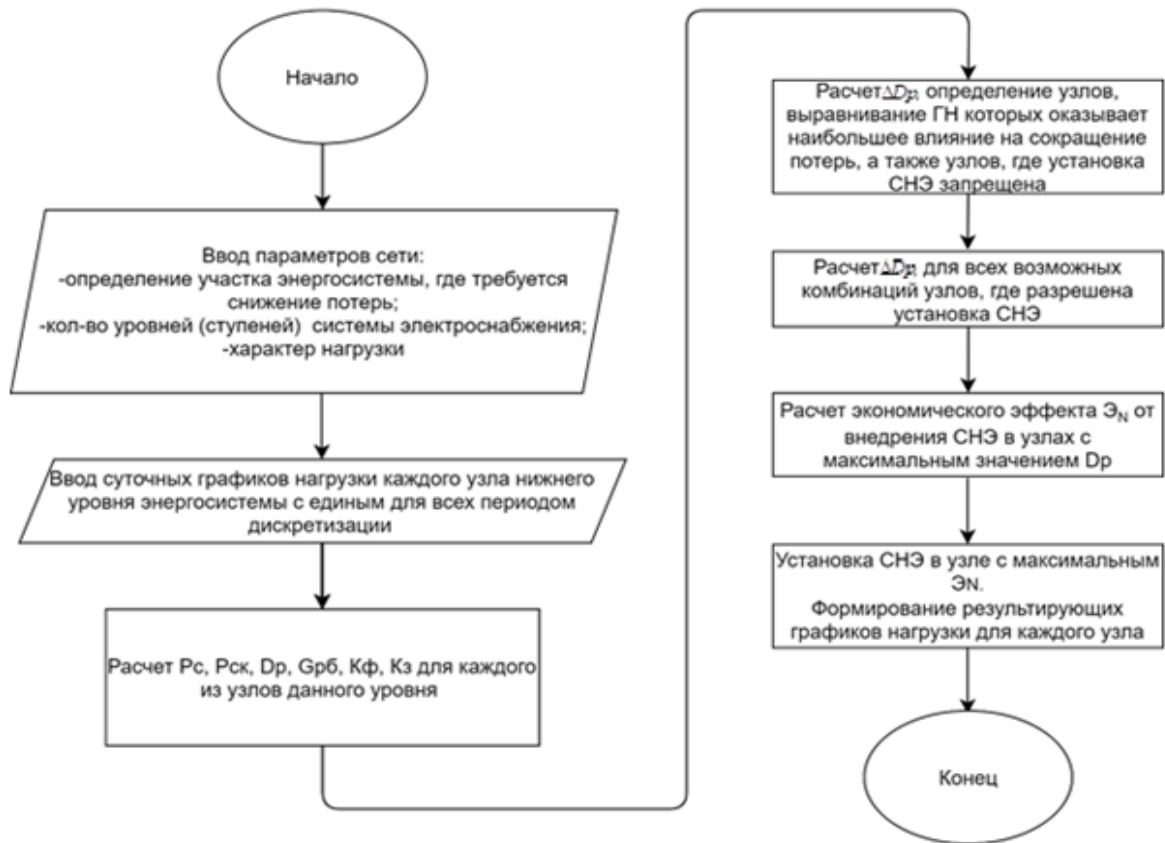


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритма выбора места установки СНЭЭ

На первом этапе происходит постановка задачи, указывается участок энергосистемы где требуется снижение потерь. В системах электроснабжения обычно выделяют шесть уровней (ступеней) электроснабжения. Таким образом, выделяются уровни и узлы на указанном участке энергосистемы. Далее вводятся суточные графики для нижнего уровня выбранного участка энергосистемы с единым периодом дискретизации

Затем предлагается следующий критерий выбора места установки накопителя электроэнергии. Учитывая тот факт, что добиться сокращения потерь в сетях можно путем минимизации дисперсии графиков нагрузки в узлах энергосистемы, место установки СНЭЭ будем выбирать таким образом, чтобы обеспечить минимальное значение Dp не только в выбранном узле(ах), но и в системе в целом.

Для того чтобы оценить, как изменение формы графика нагрузки в одном узле повлияет на значение Dp в узлах уровнем выше и энергосистемы в целом, воспользуемся взаимнокорреляционной функцией графиков нагрузки (2.7):

$$kp_{rs} = \left[\frac{1}{t_y} \left(\int_0^{t_y-\tau} p_r(t)p_s(t+\tau)dt + \int_{t_y-\tau}^{t_y} p_r(t)p_s(t-t_y+\tau)dt \right) \right] - p_{rc}p_{sc}, \quad (2.7)$$

где $p_r(t), p_s(t)$ – графики нагрузки двух узлов, p_{rc}, p_{sc} – среднее значение мощности двух узлов, t_y – время цикла.

Данный коэффициент может принимать как положительное, так и отрицательное значение, что, как будет показано далее, влияет на значение дисперсии.

Знание данного коэффициента позволит рассчитать значения среднеквадратичной мощности и дисперсии групповых графиков нагрузки (2.8, 2.9):

$$P_{ck}^2 = \frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} \left(\sum_{r=1}^n p_r(t) \right)^2 dt = \frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} \sum_{r=1}^n p_r^2(t) dt + \frac{2}{t_y} \int_0^{t_y} \sum_{r<s} p_r(t)p_s(t) dt = \sum_{r=1}^n p_{rc}^2 + \sum_{r<s} (kp_{rs} + p_{rc}p_{sc}); \quad (2.8)$$

$$Dp = \sum_{r=1}^n p_{rc}^2 + 2 \sum_{r<s} (kp_{rs} + p_{rc}p_{sc}) - \left(\sum_r p_{rc}^2 + 2 \sum_{r<s} p_{rs}p_{sc} \right) = \sum_{r=1}^n Dp_r + 2 \sum_{r<s} kp_{rs}. \quad (2.9)$$

Анализируя выражение (2.9), можно отметить, что уменьшить значение Dp можно за счет снижения дисперсии графиков нагрузки отдельных узлов, а также за счет минимизации значения их коэффициента взаимной корреляции. Регулирование графиков нагрузки за счет применения СНЭЭ позволят воздействовать на обе величины, в отличие от методов связанных с

использованием потребителей-регуляторов, когда оказывается влияние именно на корреляционную составляющую дисперсии. Учитывая это, для количественной оценки вклада в дисперсию энергосистемы предприятия и, соответственно, в потери предлагается использовать следующие выражения (2.10):

$$\begin{aligned}\Delta Dp_n &= Dp_k + 2 \sum_k^t kp_{kt}; \\ \Delta Dp_m &= \sum_{n=m} \Delta Dp_n; \\ \Delta Dp &= Dp_k + \sum_{m=2}^N Dp_m,\end{aligned}\tag{2.10}$$

где Dp_k – дисперсия в узле k , в котором предполагается установка СНЭЭ, kp_{kt} – максимальное значение взаимно корреляционной функции всех комбинаций узлов от k до t , входящих в состав узла n , располагающегося уровнем выше, ΔDp_n – изменение дисперсии в узле n , ΔDp_m – изменение дисперсии на уровне m , в нашем случае $m = 2 \dots N$, где $N = 5$, ΔDp – изменение дисперсии в энергосистеме.

Таким образом, данные выражения позволяют рассчитать предельное значение изменения дисперсии в отдельных узлах, на разных уровнях энергосистемы и в энергосистеме в целом, т.е. насколько уменьшится дисперсия ГЭН энергосистемы за счет установки СНЭЭ в одном из ее узлов. Чем больше величина ΔDp , тем «сильнее» поддается регулированию график нагрузки в том или ином узле, и тем большего экономического эффекта от его выравнивания можно добиться.

В случае если ΔDp_m или ΔDp имеет отрицательное значение, установка СНЭЭ в выбранном узле запрещена, поскольку выравнивание графика нагрузки в нем ведет к увеличению неравномерности в узлах уровнем выше.

Приведенные выражения справедливы и для случая, когда СНЭЭ устанавливается в нескольких узлах (2.11):

$$\begin{aligned}\Delta Dp_n &= \sum_k^t Dp_k + 2 \sum_k^t kp_{kt}; \\ \Delta Dp_m &= \sum_{n \in m} \Delta Dp_n; \\ \Delta Dp &= \sum_k^t Dp_k + \sum_{m=2}^N Dp_m,\end{aligned}\tag{2.11}$$

Выражения (2.11) позволяют вычислить изменение дисперсии при установке СНЭЭ в узлах $k \dots t$.

Для расчета экономического эффекта от внедрения СНЭЭ воспользуемся следующими выражениями (2.12–2.14):

$$\mathcal{E}_T = \mathcal{E}_{ВГН} - \mathcal{Z}_{СНЭЭ};\tag{2.12}$$

$$\mathcal{E}_{ВГН} = C_3 \Delta P_3 T_3 + C_{ПЭ} \Delta W + C_{ПЭ} \sum_{i=1}^n \Delta W_{ПТi};\tag{2.13}$$

$$\begin{aligned}\mathcal{Z}_{СНЭЭ} &= C_{СНЭЭ} + (e_{ЭФ} + \alpha_{НЭЭ}) \kappa_{НЭЭ} C_{НЭЭ} + (e_{ЭФ} + \alpha_{ИНВ}) \kappa_{ИНВ} P_{ИНВ} \\ &+ (e_{ЭФ} + \alpha_{ФКУ}) \kappa_{ФКУ} Q_{ФКУ} + \frac{1 - \eta_{НЭЭ}}{\eta_{НЭЭ}} C_{НЭЭ} \eta_{ИНВ} k C_{ПЭ} DOD,\end{aligned}\tag{2.14}$$

где \mathcal{E}_T – экономический эффект от внедрения СНЭЭ, $\mathcal{E}_{ВГН}$ – экономический эффект от выравнивания графика нагрузки, $\mathcal{Z}_{СНЭЭ}$ – затраты на СНЭЭ, T_3 – заданный интервал времени, C_3 – стоимость заявленной мощности, ΔP_3 – снижение заявленной мощности; $C_{ПЭ}$ – цена потребленной энергии, ΔW – снижение потерь энергии на нагрев в i проводнике за T_3 , $\Delta W_{ПТi}$ – снижение потерь энергии в i трансформаторе за T_3 , где $e_{ЭФ}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, $\alpha_{НЭЭ}$ – коэффициент отчислений на амортизацию, реновацию и обслуживание, $\kappa_{НЭЭ}$ – удельные капиталовложения в СНЭЭ, $C_{НЭЭ}$ – энергоемкость НЭ, $\kappa_{ИНВ}$ и $\kappa_{ФКУ}$ – соответственно удельные капиталовложения в инвертор и фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), $\alpha_{ИНВ}$, $\alpha_{ФКУ}$ – соответственно коэффициенты амортизационных отчислений для инвертора и ФКУ; $P_{ИНВ}$ – мощность инвертора, $\eta_{НЭЭ}$ – КПД накопителя электроэнергии, $\eta_{ИНВ}$ – КПД

инверотра, k – количество циклов работы СНЭЭ в год, DOD – глубины разряда СНЭЭ.

Проанализировав данные выражения, можно отметить, что добиться максимального экономического эффекта можно как за счет снижения потерь в результате внедрения СНЭЭ, так и за счет сокращения затрат на установку и эксплуатацию СНЭЭ.

Далее рассмотрим пример, где по разработанному алгоритму определим узел выбранного участка энергосистемы объекта исследования, где изменение дисперсии будет максимальным и, соответственно, установка СНЭЭ наиболее перспективна.

Расчетные показатели представлены в таблице 2.2, а максимальные значения коэффициента взаимной корреляции всех возможных комбинаций узлов приведены в таблицах 2.3.

Таблица 2.3 – Значение коэффициента взаимной корреляции

	kp_{6-7}	kp_{6-8}	kp_{6-9}	kp_{7-8}	kp_{7-9}	kp_{8-9}	kp_{3-6}
Максимальное значение ВКФ	-9,9	-0,008	23,9	-0,02	2,2	-0,008	-32,4
	kp_{3-7}	kp_{3-8}	kp_{3-9}	kp_{4-5}	kp_{3-4}	kp_{3-5}	kp_{2-3}
Максимальное значение ВКФ	19,02	-0,04	-95	26,1	-13,4	-94,9	-108,3

Расчетные значения максимально возможного изменения дисперсии в каждом узле при установке только одной СНЭЭ представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Максимальное изменение дисперсии в отдельных узлах энергосистемы, при установке СНЭЭ в одном из узлов

Место установки СНЭЭ	Изменение дисперсии в отдельных узлах								
	ΔDp_1	ΔDp_2	ΔDp_3	ΔDp_4	ΔDp_5	ΔDp_6	ΔDp_7	ΔDp_8	ΔDp_9
Узел №1	39160	-	-	-	-	-	-	-	-
Узел №2	8689	30356	-	-	-	-	-	-	-
Узел №3	8805	-	30471	-	-	-	-	-	-
Узел №4	18711	21391	-	16177	-	-	-	-	-
Узел №5	-4809	14178	-	-	8965	-	-	-	-
Узел №6	1010	7495	-	2712	-	4691	-	-	-
Узел №7	15721	11916	-	11486	-	-	13466	-	-
Узел №8	0	0	-	-	0	-	-	0	-
Узел №9	-4817	14183	-	-	8964	-	-	-	8966

Проанализировав полученные значения можно заключить, что установка СНЭЭ в узлах 5 и 9 приведет к увеличению дисперсии в узле 1, что недопустимо. Суммарные же изменения дисперсии приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Максимальное изменение дисперсии в энергосистеме, при установке СНЭЭ в одном из узлов

№ Узла	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сумм. эффект ΔDp	39160	39044	39276	56279	18334	15908	52589	0	38784

Таким образом, максимального эффекта от внедрения СНЭЭ можно добиться при выравнивании графика нагрузки в узле 4. Однако, стоит отметить, что максимального экономического эффекта возможно добиться

при наименьших затратах на внедрение и эксплуатацию СНЭЭ, поэтому необходимо уделить внимание вопросам, связанным с разработкой алгоритмов определения состава и оптимального функционирования СНЭЭ.

2.4 Выводы по Главе 2

1. Выполнен анализ структуры системы электроснабжения выбранного объекта исследования, определены наиболее перспективные уровни системы электроснабжения для установки СНЭЭ.

2. Проанализированы графики нагрузки рассматриваемых узлов системы электроснабжения обогатительной фабрики, рассчитаны показатели ГН.

3. Разработан алгоритм определения оптимальных мест установки СНЭЭ. Главным преимуществом данного алгоритма является возможность оценить, как изменение графика нагрузки в одном узле может повлиять на энергосистему в целом, что позволит избежать «размывания» эффекта выравнивания. Расчеты, приведенные в главе, подтверждают эффективность его использования.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1 Разработка краткосрочного метода прогнозирования графиков электрической нагрузки

Учитывая результаты анализа научной литературы, представленного в первой главе для выбора оптимальной стратегии функционирования СНЭЭ предлагается использовать следующую модель (Рисунок 3.1).

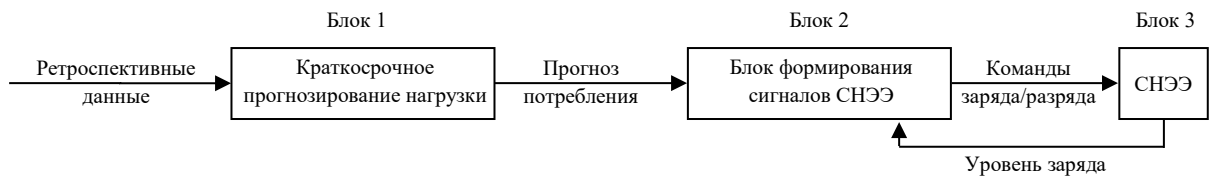


Рисунок 3.1 – Блок-схема модели управления СНЭЭ с использованием краткосрочного прогнозирования и динамического программирования

Рассмотрим подробнее каждый из блоков. Блок 1 – блок прогнозирования нагрузки. Данный блок снабжает основной исходной информацией Блок 2, где формируются управляющие сигналы для СНЭЭ. Знание графика нагрузки следующих суток позволит оптимально выстроить циклы заряда/разряда СНЭЭ.

До настоящего времени разработано большое количество методов и моделей прогнозирования электрической нагрузки энергосистем [4, 8, 55]. Существующие методы можно условно разделить на две категории: классические и интеллектуальные способы прогнозирования. Среди классических можно выделить аналитические, статистические и вероятностные методы. К интеллектуальным методам относятся экспертные системы, а также более современные: различные типы искусственных нейронных сетей и машинное обучение [3]. «С точки зрения сроков, прогнозирование нагрузки подразделяется на несколько категорий, однако, в работе будем рассматривать только краткосрочное прогнозирование нагрузки с заблаговременностью от одних суток до нескольких недель. Анализ разработанных методов прогнозирования показал, что практическое

применение их связано с некоторыми трудностями [42]. Одни методы приводят к значительным погрешностям в оценке прогнозируемых величин по причине нарушения определенных допущений, используемых при построении прогнозиционных моделей, другие не получили широкого применения для решения практических задач из-за сложности математического аппарата. Например, аналитические методы практически не применяются для решения задач прогнозирования электрической нагрузки в распределительных сетях в виду больших размерностей математических моделей» [1].

Факторы, влияющие на изменение графика нагрузки предприятия.

Факторы, которые необходимо учитывать при построении прогнозиционных моделей условно можно разделить на три группы [3]: «циклические, естественные и случайные. Эта классификация происходит от характера возникновения факторов и отражает их доступность для включения в прогнозную модель. По типу возникновения все факторы технологической среды делятся на метеорологические и социально-экономические. Каждый из них по-разному влияет на точность прогноза, так из анализа литературы было установлено, что наибольшее влияние на график нагрузки оказывает значение потребления электроэнергии за 30 минут до прогнозируемых суток, за сутки до прогнозируемых, за сутки неделю назад, за сутки месяц назад, за сутки год назад. Температура наружного воздуха, а также номер недели в году и номер дня недели являются дополнительными фактора для повышения точности прогноза. Перечисленные факторы учитываются в работе при построении прогнозиционных моделей.

Рассматриваемые методы прогнозирования.

Учитывая вышеуказанные особенности методов прогнозирования в работе рассматриваются три способа прогнозирования из разных категорий: регрессионный методы прогнозирования, обобщенный метод экспоненциального сглаживания и искусственные нейронные сети. Каждый из указанных методов был реализован в программной среде Matlab.

«Регрессионный метод прогнозирования является одним из наиболее простых и широко используемыми статистических методов. Данный метод основан на применении регрессионного анализа (множественной регрессии). Термин множественная регрессия объясняется тем, что анализу подвергается зависимость одного признака (результатирующего) от набора (множества) независимых (факторных) признаков. Чаще всего зависимость принимает вид:

$$Y = a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n + \varepsilon, \quad (3.1)$$

где Y – результирующий признак; X_1, \dots, X_n – факторные признаки (факторы); b_1, \dots, b_n – коэффициенты регрессии; a – свободный член уравнения; ε – «ошибка» модели.

«Коэффициенты регрессии b_j определяются таким образом, чтобы рассогласования ε , характеризующие степень приближения реальных значений результирующего признака Y с помощью линейной модели $a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n$, были минимальными. Это достигается на основе метода наименьших квадратов. Метод наименьших квадратов, который не требует никакой дополнительной априорной информации о процессе, кроме непосредственно выборок реализаций самого процесса и влияющих факторов» [1].

Второй рассматриваемый способ – это обобщенный метод экспоненциального сглаживания. Данный метод популярен в энергоснабжающих организациях, так как наиболее эффективен при разработке краткосрочных и среднесрочных прогнозов. Его основные достоинства простота процедуры вычислений и возможность учета весов исходной информации. Сущность данного метода заключается в том, что временной ряд сглаживается с помощью взвешенной скользящей средней, в которой веса подчиняются экспоненциальному закону. Рабочая формула метода экспоненциального сглаживания:

$$U_{t+1} = \alpha \cdot y_t + (1 - \alpha) \cdot U_t, \quad (3.2)$$

где t – период, предшествующий прогнозному; $t+1$ – прогнозный период; U_{t+1} – прогнозируемый показатель; α – параметр сглаживания; y_t – фактическое значение исследуемого показателя за период, предшествующий прогнозному; U_t – экспоненциально взвешенная средняя для периода, предшествующего прогнозному.

Третий метод прогнозирования рассматриваемый в работе это искусственные нейронные сети. «По сути ИНН – это математическая модель человеческого мозга, состоящая из многих простых вычислительных элементов (нейронов), работающих параллельно, функция которых определяется структурой сети, а вычисления производятся в самих элементах. Роль нейронной сети при решении задач прогнозирования состоит в предсказании будущей реакции системы по ее предшествующему поведению. Обладая исходной информацией о значениях исследуемой переменной в моменты времени, предшествующие прогнозированию, нейронная сеть вырабатывает решение, каким будет наиболее вероятное значение прогнозируемого параметра в заданный момент времени» [1].

Решение задачи прогнозирования электрической нагрузки на основе нейронных сетей реализуются с помощью пакета прикладных программ Neural Networks Fitting. Была построена многослойная искусственная нейронная сеть прямого распространения с использованием алгоритма обратного распространения ошибки (Рисунок 3.2).

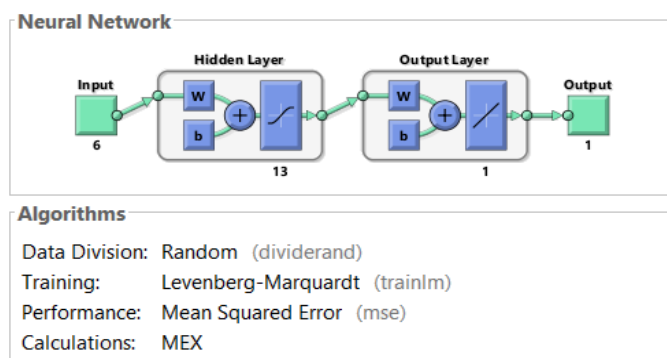


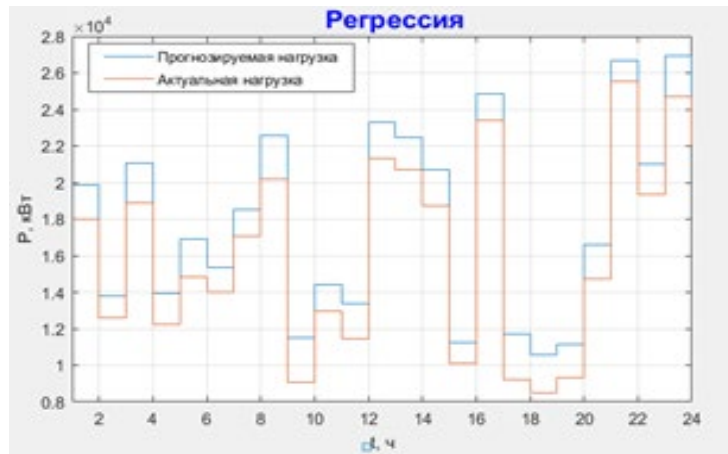
Рисунок 3.2 – Разработанная ИНС. Многослойные персептрон

В результате исследований разработана программа для ЭВМ №2020661597 [46]. Данная программа предназначена для краткосрочного прогноза нагрузок с использованием вышеуказанных методов прогнозирования. При пуске программы впервые необходимо обучить искусственную нейронную сеть, для этого выполнить соответствующие действия при запуске данного метода. При использовании данной программы необходимо постоянно обновлять исходные данные. Это действие выполняется автоматически, достаточно выгрузить данные по электропотреблению в Excel–документ по предложенному образцу.

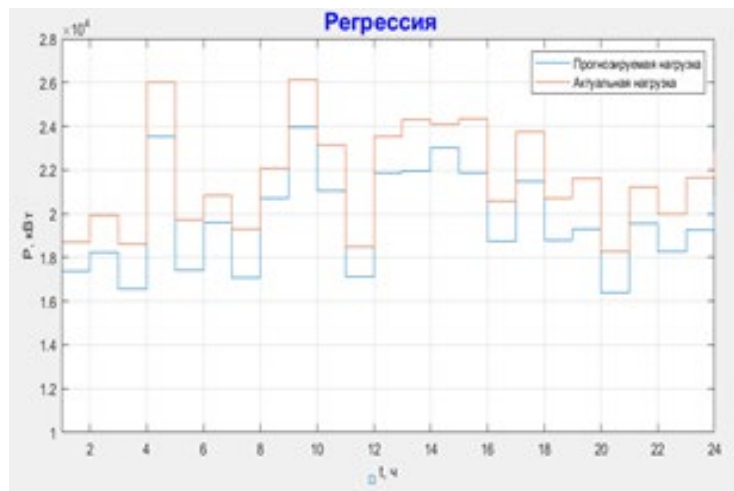
Данная программа позволяет прогнозировать суточное потребление электроэнергии. В качестве выходных данных пользователь получает график нагрузки следующих суток.

Условия построения зависимостей и оценка результатов прогнозирования.

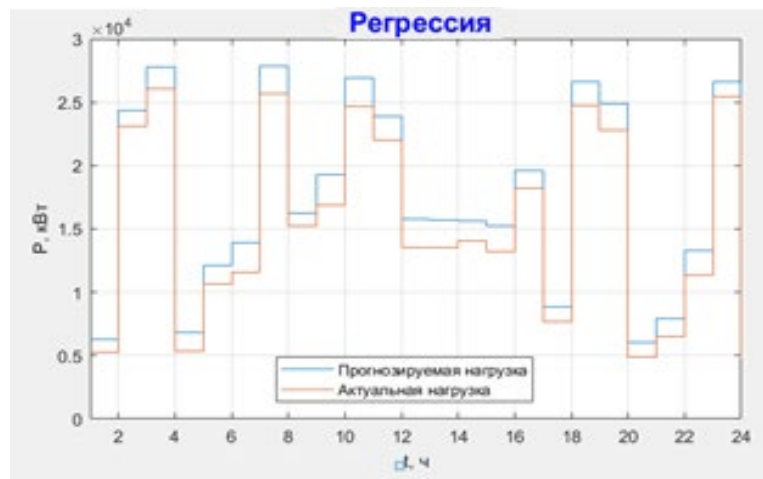
В рамках исследования была поставлена задача оценки влияния характера нагрузки на погрешность прогнозирования, так как анализ графиков нагрузки предприятий различных отраслей промышленности показывает, что равномерность потребления электроэнергии в них отличается существенным образом, что, в свою очередь, может повлиять на точность прогноза. Для решения данной задачи моделировались графики нагрузки с различными коэффициентами формы. Данный показатель характеризует неравномерность графика нагрузки: при значении коэффициента формы равным единице нагрузка практически не меняется во времени. Ниже будут представлены реальные и спрогнозированные графики нагрузки, полученные с использованием каждого из выбранных методов (Рисунок 3.3–3.5).



а)



б)



в)

Рисунок 3.3 – Регрессионный метод прогнозирования. Графики прогнозируемой и фактической активной нагрузки при различных значениях коэффициента формы K_ϕ : а) $K_\phi = 1,005$; б) $K_\phi = 1,05$; в) $K_\phi = 1,1$



а)

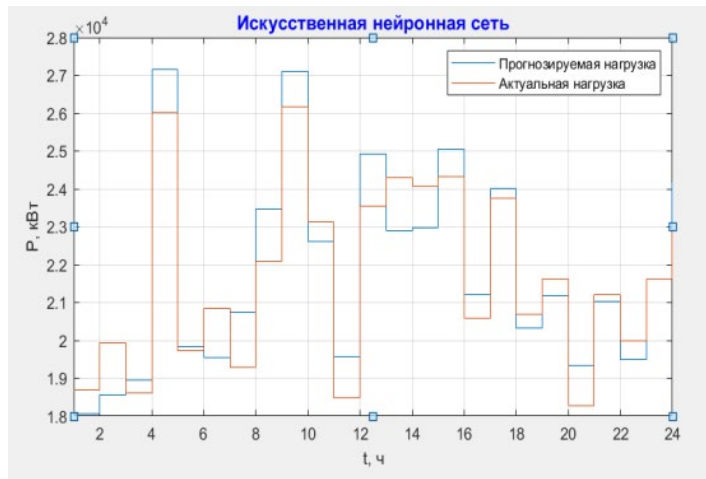


б)

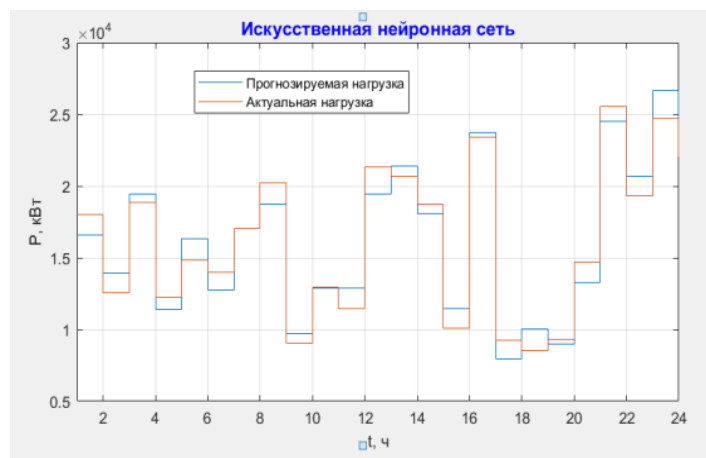


в)

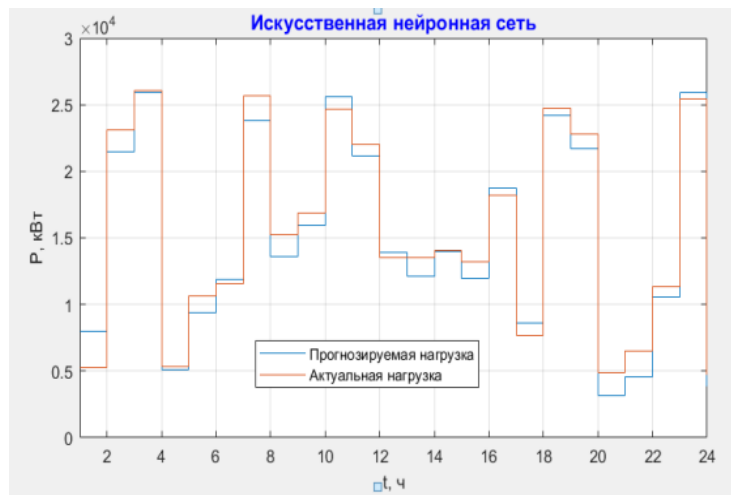
Рисунок 3.4 – Регрессионный метод прогнозирования. Графики прогнозируемой и фактической активной нагрузки при различных значениях коэффициента формы K_ϕ : а) $K_\phi = 1,005$; б) $K_\phi = 1,05$; в) $K_\phi = 1,1$



а)



б)



в)

Рисунок 3.5 – Применение искусственной нейронной сети. Графики прогнозируемой и фактической активной нагрузки при различных значениях коэффициента формы K_ϕ : а) $K_\phi = 1,005$; б) $K_\phi = 1,05$; в) $K_\phi = 1,1$

Значение средней абсолютной ошибки (MAPE) для каждого из выбранных способов прогнозирования при различных коэффициентах формы прогнозируемого графика нагрузки (Таблица 3.1). MAPE – средняя абсолютная процентная ошибка прогнозирования. Данная оценка применяется для временных рядов, фактические значения которых значительно больше 1. Например, оценки ошибки прогнозирования энергопотребления. Формула для расчета (3.3):

$$MAPE = \frac{P_{np} - P_{акт}}{P_{акт}} \cdot 100\%, \quad (3.3)$$

где P_{np} – прогнозируемое значение мощности, $P_{акт}$ – актуальное (реальное) значение мощности.

Таблица 3.1 – Значение средней абсолютной погрешности (MAPE)

Значение коэффициента формы	1,005	1,05	1,1
Регрессионные метод прогнозирования	8,84%	12,64%	14,65%
Метод экспоненциальное сглаживание	8,4%	15,67%	19,0%
Искусственная нейронная сеть	3,77%	6,14%	10,3%

Также были рассчитаны почасовые погрешности прогнозирования следующих сток. Результаты представлены в виде лепестковых диаграмм (Рисунок 3.6).

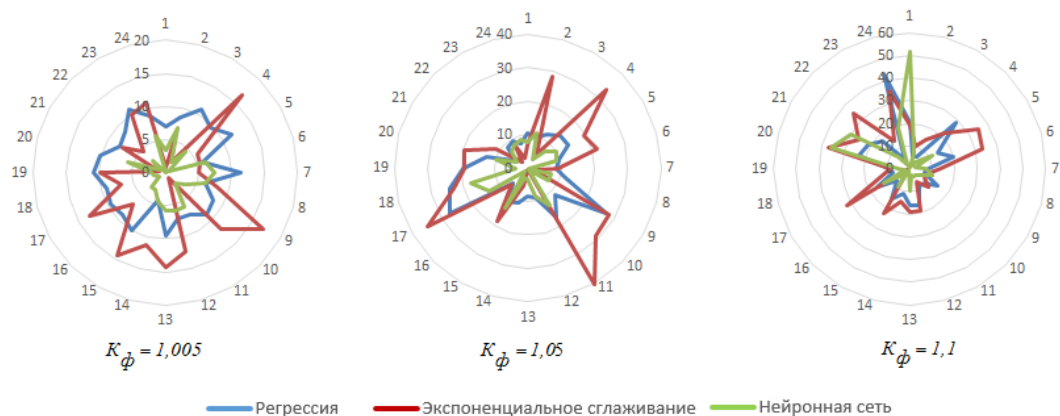


Рисунок 3.6 – Почасовая погрешность при различных методах прогнозирования в процентах

Проанализировав полученные зависимости можно сделать вывод, что точность прогнозирования ухудшается при увеличении неравномерности графика нагрузки. Также стоит отметить, что классические методы прогнозирования в некоторые часы давали более точный прогноз чем нейронная сеть и наоборот, исходя из чего можно предположить, что наиболее точных результатов можно достичь за счет комбинации разных методов.

При прогнозировании с применением комбинированного метода прогнозирования, в котором классические методы, использовались для прогнозирования, так называемой, базовой составляющей в изменениях нагрузки, а ИНС для прогнозирования случайной составляющей, были получены наименьшие значения погрешности для каждой формы прогнозируемого графика нагрузки (Рисунок 3.7), что доказывает эффективность его использования.

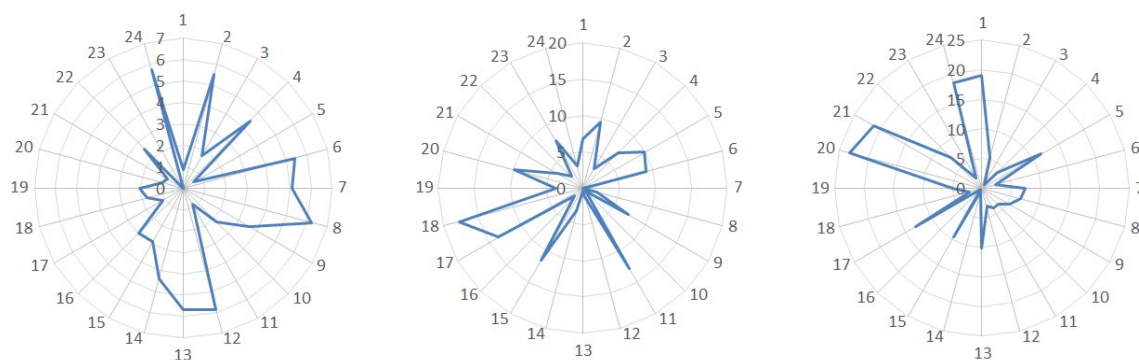


Рисунок 3.7 – Почасовая погрешность при комбинированном методе прогнозирования в процентах

В таблице 3.2 представлены полученные значения MAPE для комбинированного метода.

Таблица 3.2 – Значение средней абсолютной погрешности (MAPE) для комбинированного метода

Значение коэффициента формы	1,005	1,05	1,1
Комбинированный метод	3,06%	5,48%	7,75%

3.2 Разработка стратегии заряда/разряда СНЭЭ с использованием метода динамического программирования

В представленной выше модели (Рисунок 3.1) управления СНЭЭ Блок 2 отвечает за формирования сигналов управления. Здесь прогнозируемая кривая графика нагрузки обновляется при получении новых данных, а стратегия заряда/разряда корректируется с использованием метода динамического программирования (ДП).

При решении оптимизационной задачи для выбора стратегии заряда/разряда СНЭЭ целью, как отмечалось ранее, является минимизация дисперсии графика нагрузки (3.4):

$$\min f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left((p_{np}(i) + p_{з/р}(i)) - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_{np}(i) + p_{з/р}(i)) \right)^2 \quad (3.4)$$

где $p_{з/р}(i)$ – выходная мощность СНЭЭ, со знаком «+» при заряде и «-» при разряде.

Введем ряд эксплуатационных ограничений (3.5–3.9), которые позволят сократить расходы на установку и эксплуатацию СНЭЭ:

- ограничение мощности:

$$p_{з/р} \leq P_{\max \text{ СНЭЭ}}, \quad (3.5)$$

где $P_{\max \text{ СНЭЭ}}$ – максимальная мощность СНЭЭ;

- ограничение по емкости:

$$C_{\min} < C(i) < C_{\max}, i = 0, 1, 2, \dots, n; \quad (3.6)$$

$$C(m) = C_{\text{исх}}; \quad (3.7)$$

$$C(i) = C(i-1) + p_{з/р} \Delta t, i = m, m+1, \dots, n; \quad (3.8)$$

$$C(n) = C_{\text{фин}}, \quad (3.9)$$

где C_{\min} , C_{\max} – минимальное и максимальное значение энергоемкости СНЭЭ, $C_{\text{исх}}$, $C_{\text{фин}}$ – начальное и конечное значение энергоемкости СНЭЭ, $C(i)$ – энергоемкость на этапе i .

Оставшаяся емкость аккумулятора на каждом этапе находится в допустимом диапазоне (3.6). При управлении в режиме реального времени оставшаяся емкость аккумулятора в текущий момент $C(m)$ является начальным значением, а оставшаяся емкость аккумулятора на этапе n является конечным значением. Изменение емкости на каждом этапе вычисляется по формуле (3.8).

- ограничение числа циклов заряда/разряда:

данное ограничение влияет на срок службы НЭЭ и, соответственно, на экономическую эффективность. В нашем случае ограничение количества циклов принято равным k .

- ограничение глубины разряда (DOD):

данное ограничение также связано с условиями эксплуатации НЭЭ.

Зависимость количества циклов, которые может выдержать аккумулятор от глубины разряда в цикле, имеет следующий вид, показанный на рисунке 3.8.

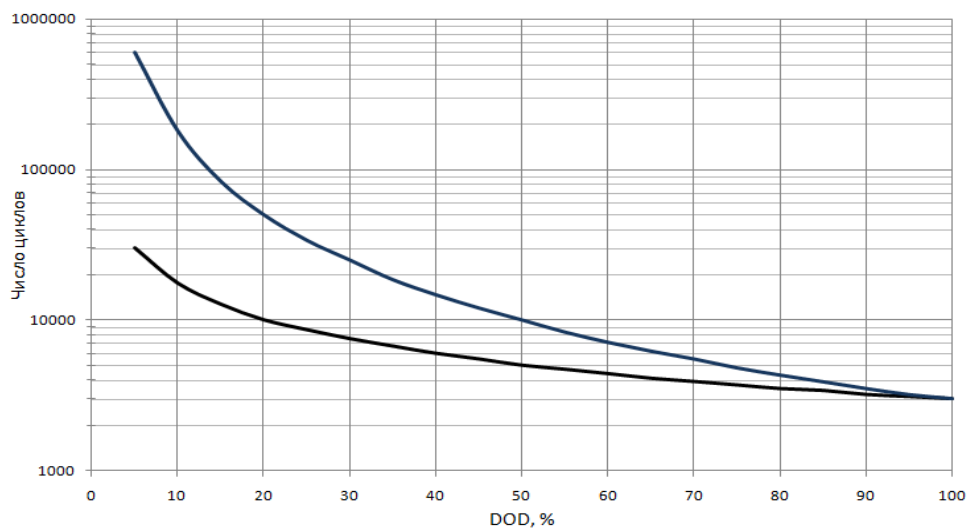


Рисунок 3.8 – Кривая Вёлера

Верхняя кривая на рисунке 3.8 – циклы разрядки, нижняя – эквивалентные полные циклы. Таким образом, при увеличении глубины разрядки, сокращается число циклов заряда/разряда, что в свою очередь ведет к снижению срока эксплуатации НЭЭ.

Предположим, что максимальная глубина не превышает 80%, тогда справедливо выражение (3.10)

$$0 < DOD(j) < 0,8, j = 1,2 \dots k \tag{3.10}$$

Алгоритм определения оптимальной стратегии заряда/разряда СНЭЭ с использованием прогнозирования графика нагрузки и ДП (Рисунок 3.9).

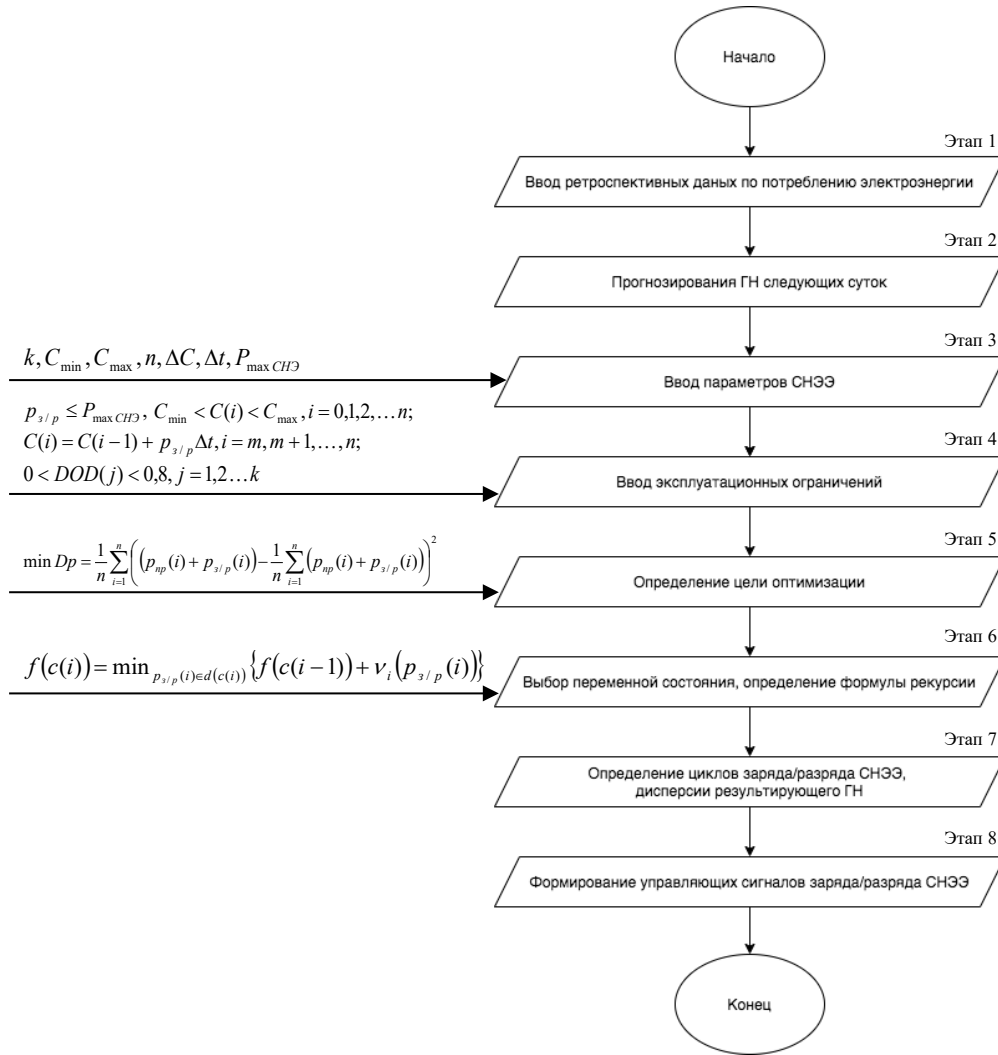


Рисунок 3. – Алгоритм определения оптимальной стратегии заряда/разряда СНЭЭ с использованием ДП

Суть алгоритма ДП заключается в следующем. Необходимо разделить прогнозируемый день на n этапов, временной интервал которых равен Δt . Энергоемкость накопителя электроэнергии C выбирается в качестве переменной состояния. Данная переменная определяется на каждом шаге

алгоритме ДП. Разность емкостей соседних состояний обозначим как ΔC . Исходное состояние - это энергоемкость батареи, которая рассчитывается на текущем этапе; конечное состояние определяется на стадии n .

Необходимо вычислить индикаторную функцию $f(c(i)) (m < i \leq n)$ каждого состояния $c(i)$ от текущего этапа до этапа n по формуле рекурсии $f(c(i)) = \min_{p_{з/п}(i) \in d(c(i))} \{f(c(i-1)) + v_i(p_{з/п}(i))\}$, в котором $c(i)$ – одно из состояний на этапе i , $d(c(i))$ – набор решений, включающий все возможные решения состояния $c(i)$, выходная мощность СНЭЭ $p_{з/п}(i)$ является переменной решения.

Индикаторная функция $f(c(n)) = \min_{p_{з/п}(n) \in d(c(n))} \{f(c(n-1)) + v_n(p_{з/п}(n))\}$ это цель модели оптимизации. Алгоритмы ДП требуют, чтобы переменные решения целевой функции в модели оптимизации на разных этапах должны быть аддитивны и рекурсивны.

В приведенной выше модели оптимизации после определения $C_{исх}$, $C_{фин}$ значение $\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_{np}(i) + p_{з/п}(i))$ является постоянным, а цель может быть упрощена до $\min f = \sum_{i=1}^n ((p_{np}(i) + p_{з/п}(i)))^2$. Данная функция аддитивна и рекурсивна, тем самым удовлетворяет требованиям алгоритма ДП. Таким образом, на каждой стадии $i - v_i(p_{з/п}(i)) = ((p_{np}(i) + p_{з/п}(i)))^2$.

Последним блоком, входящим в состав предложенной модели, является непосредственно система накопления электроэнергии. Блок 3 представляет собой стандартную структуру СНЭЭ, в нем происходит обмен сигналами между подсистемами накопления и преобразования электроэнергии и Блоком 2. Применение алгоритма ДП в связке с прогнозированием нагрузки позволит рассчитать значения энергоемкости, максимальной мощности НЭЭ и число циклов заряда/разряда.

Для пояснения процесса определения оптимального количества циклов заряда/разряда на рисунке 3.10 представлены возможные состояния и решения при управлении СНЭЭ.

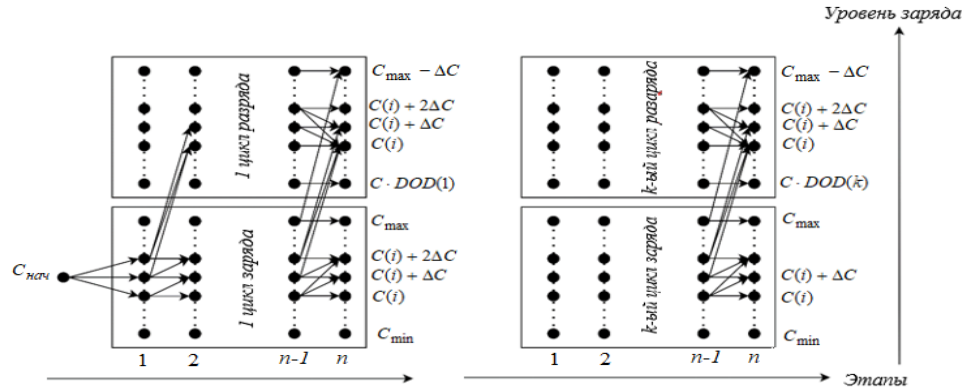


Рисунок 3.10 – Состояния и возможные решения при управлении СНЭЭ

На рисунке изображены возможные состояния емкости СНЭЭ на каждом из этапов n . Оптимальное решение в ДП – это наикратчайший путь от начального состояния до конечного состояния на этапе n .

3.3 Моделирование процесса перераспределения нагрузки

Для примера реализации разработанного алгоритма рассмотрим его применение для определения режима работы СНЭЭ в узле 4 (Рисунок 2.2), где наиболее перспективна ее установка. Коэффициент формы данного узла $K_\phi = 1,015$, погрешность при прогнозировании составит менее 5%, исходная дисперсия ГН составляет $Dp_4 = 16177,6$. Выберем следующие параметры $k, C_{\min}, C_{\max}, n, \Delta C, \Delta t, P_{\max \text{ СНЭЭ}}$ и рассмотрим несколько случаев, при условии, что $\Delta t = 30 \text{ мин}, n = 48, 0 < DOD(j) < 0,8, C_{\text{исх}} = C_{\text{фин}}$, а $k, C_{\min}, C_{\max}, \Delta C, P_{\max \text{ СНЭЭ}}$ будем варьировать. Для каждого случая рассчитаем значение дисперсии графика нагрузки после регулирования (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Расчетные значения дисперсии в Узле №4

Условия формирования графика нагрузки	Значение дисперсии в Узле №4 после регулирования, κBm^2
$k = 4, C_{\max} = 1,7MBm \times 3ч, P_{\max CHЭ} = 1,7MBm$	$Dp_4 = 4619,2$
$k = 4, C_{\max} = 1,4MBm \times 3ч, P_{\max CHЭ} = 1,4MBm$	$Dp_4 = 3344,2$
$k = 4, C_{\max} = 1,2MBm \times 3ч, P_{\max CHЭ} = 1,2MBm$	$Dp_4 = 2969,27$
$k = 4, C_{\max} = 1MBm \times 3ч, P_{\max CHЭ} = 1MBm$	$Dp_4 = 3494,27$
$k = 3, C_{\max} = 1MBm \times 3ч, P_{\max CHЭ} = 1MBm$	$Dp_4 = 4252,6$
$k = 2, C_{\max} = 0,75MBm \times 3ч, P_{\max CHЭ} = 0,75MBm$	$Dp_4 = 5544,27$
$k = 1, C_{\max} = 0,55MBm \times 3ч, P_{\max CHЭ} = 0,55MBm$	$Dp_4 = 10302,6$

Проанализировав полученные значения дисперсии при различных конфигурациях СНЭЭ, можно заключить, что оптимальным решением является установка накопителя максимальной емкостью $C_{\max} = 1,2MBm \times 3ч$, число циклов заряда/разряда 4.

3.4 Выводы по Главе 3

1. В данной главе анализируются различные методы краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок в распределительных сетях, а также факторы, влияющие на точность прогноза. Из всего многообразия существующих методов более подробно рассматриваются регрессивный, метод экспоненциального сглаживания и искусственные нейронные сети. В результате моделирования с применением выбранных методов были получены значения средней абсолютной ошибки (MAPE) при различных коэффициентах формы прогнозируемого графика нагрузки. Установлено, что точность прогноза ухудшается при увеличении неравномерности графика нагрузки. Предложен комбинированный метод прогнозирования, позволяющий добиться большей точности прогнозирования.

2. Разработан перспективный подход к определению алгоритма функционирования СНЭЭ с применением методов прогнозирования

графиков электрической нагрузки и динамического программирования. Отличительной чертой данного метода является нахождение оптимального режима работы СНЭЭ, при котором происходит максимальное выравнивание графика нагрузки, но при этом соблюдается целый ряд ограничений, направленных на продление жизненного цикла НЭЭ, что в свою очередь ведет к повышению экономической эффективности. Расчеты, приведенные в работе, подтверждают эффективность их использования.

ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ СНЭ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Анализ влияния СНЭ на качество электроэнергии

В настоящее время во многих странах развивается децентрализованная система электроснабжения, основными источниками энергии в которой являются альтернативные источники на базе ветряных и солнечных электростанций [12]. В состав таких источников входят различные устройства, позволяющие преобразовывать постоянный ток в переменный и наоборот, работа которых основана на непрерывной коммутации полупроводниковых ключей. Структура такой системы электроснабжения представлена на рисунке 4.1.

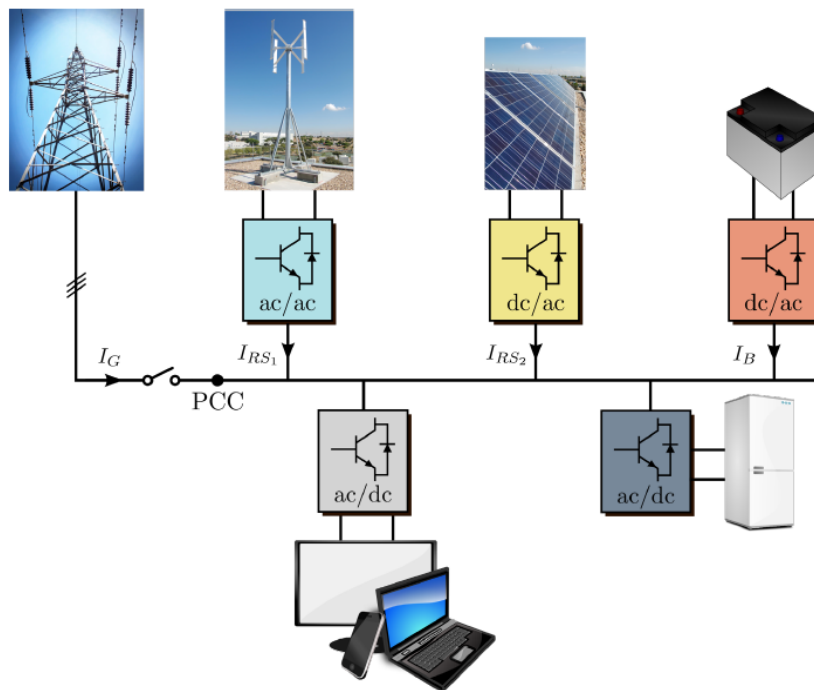


Рисунок 4.1 – Структура децентрализованной системы электроснабжения

Режимы работы таких преобразователей различны и определяются требованиями для конкретных условий. Различают источники бесперебойного питания (UPS), которые постоянно подключены к системе переменного тока и производят заряд накопителей энергии, а разряд осуществляется только в случае аварийной ситуации для обеспечения

электроэнергией ответственных потребителей; автономные инверторы (stand alone, off-grid), которые обеспечивают потребителей электроэнергией в автономном режиме независимо от централизованной системы электроснабжения, содержащие накопители энергии для питания потребителей в случае отсутствия солнца или ветра; сетевые инверторы (grid-tied, on-grid), которые при отсутствии накопителей энергии подключены к централизованной системе электроснабжения, способные работать параллельно с сетью и излишки выработанной энергии передавать в сеть; гибридные инверторы (hybrid), которые совмещают в себе преимущества автономных и сетевых инверторов, имеют в своем составе накопители энергии и могут работать синхронно с энергосистемой для выдачи дополнительной мощности в сеть и потребителям. Кроме этого, все виды инверторов при наличии накопителей энергии функционируют в режиме заряда батарей, характеристика которого зависит от типа подключаемых накопителей энергии.

Диапазон параметров автономных инверторов более скромный: максимальные токи и напряжения редко превосходят нескольких тысяч ампер и несколько сотен вольт. Диапазон параметров гибридных устройств достаточно широкий: от нескольких ампер до десятков тысяч ампер, от десятков вольт до сотен тысяч вольт.

Интеграция альтернативных источников энергии и различных технологий распределенной генерации в электрических сетях приводит к увеличению разнообразия сети, включая интеллектуальные сети, и приводит к ужесточению требований различных стандартов. Ограничения для качества электроэнергии от альтернативных источников энергии и систем распределенной генерации приведены в стандартах многих стран. Среди требований - работа с определенным коэффициентом мощности (близко к единице), ограниченный гармонический состав генерируемого тока, непрерывная работа устройства при искажении напряжения и т.д. Большинство из этих требований могут быть удовлетворены применением

специальных преобразовательных устройств с соответствующими системами управления. Поэтому системы распределенной генерации используют силовые электронные преобразователи для адаптации генерируемых параметров мощности к требуемым параметрам электрической сети. Дополнительной проблемой является то, что многие производители гибридных инверторов определяют генерируемый спектр и амплитуду гармоник для синусоидального напряжения питания и номинальной нагрузки. Но в настоящее время напряжение питающей сети не является синусоидальным и включает в себя гармонические составляющие по напряжению [75].

Гибридные преобразователи энергии по своему функциональному назначению способны работать параллельно с энергосистемой. При этом различные конфигурации инверторов позволяют обеспечивать выдачу электроэнергии в сеть с минимальным влиянием на качество напряжения в сети. Это в свою очередь связано со стоимостью внедряемого оборудования. На данный момент самыми распространёнными способами повышения качества вырабатываемой электроэнергии в сеть от гибридных преобразователей является L и LCL фильтры на вводе устройства [84, 85] (Рисунок 4.2).

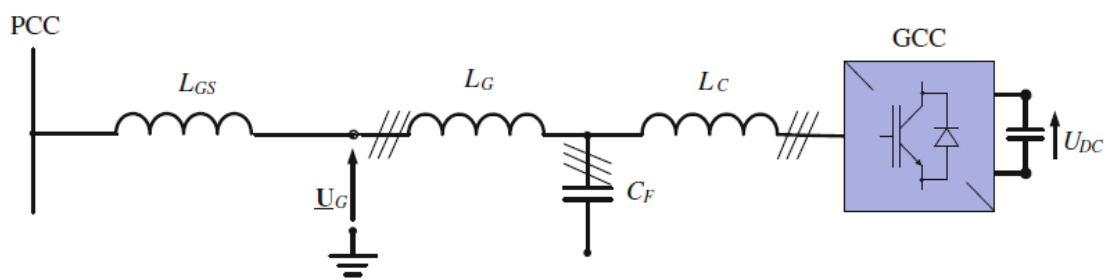


Рисунок 4.2 – LCL фильтр высших гармоник

Фильтрующая способность LCL-фильтров значительно выше, чем у простого L-фильтра. Поэтому LCL-фильтр более популярен на практике. Фильтры LCL позволяют уменьшить габариты фильтра и обеспечивают более эффективную фильтрацию тока высших гармоник относительно

фильтра L . Однако известно, что функционирование таких фильтров может приводить к возникновению резонансных явлений на частотах высших гармоник, свойства которых связаны с параметрами питающей сети. Поэтому правильный расчет параметров фильтра LCL важен для обеспечения стабильной работы гибридных инверторов напряжения. Существует несколько способов расчета этих параметров, однако, все они должны учитывать: максимальное снижение высших гармоник, вызванное процессом переключения, с минимальными габаритами фильтра и потреблением реактивной мощности. Кроме этого, известно, что добавление фильтров может приводить к возникновению резонансных явлений на частотах высших гармоник, связанных с параметрами питающей сети.

4.2 Имитационное моделирование СНЭЭ

С целью исследования влияния режимов работы гибридных преобразователей энергии на показатели качества электроэнергии была разработана имитационная модель электрической сети СНЭЭ [73], которые подключены к точке общего присоединения потребителей и работают параллельно с энергосистемой (рисунок 4.3).

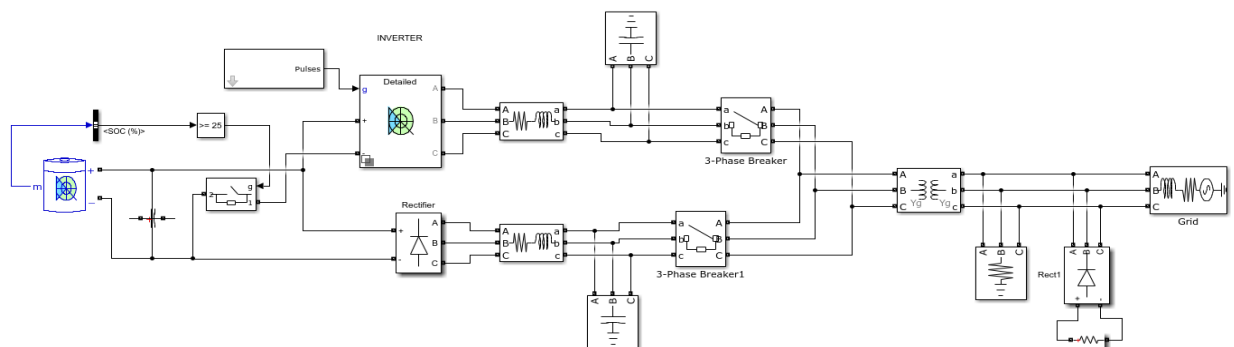


Рисунок 4.3 – Имитационная модель электрической сети

Известно, что значительное влияние на искажение напряжения в точке общего присоединения оказывает мощность и конфигурация нелинейной нагрузки, сопротивление системы, а также наличие различного рода

компенсирующих устройств. Это же характерно и для сетей с альтернативными источниками энергии.

В работе исследовались несколько режимов работы сети с оценкой показателей качества электроэнергии у потребителя, подключенного к точке общего присоединения:

- автономный режим работы с линейной нагрузкой соизмеримой мощности (при отсутствии централизованной системы электроснабжения);
- режим генерации электрической энергии параллельно с СЭС при различных параметрах энергосистемы;
- указанные режимы при наличии и отсутствии системы фильтрации гармонических искажений;
- указанные режимы при наличии и отсутствии нелинейной электрической нагрузки, подключенной к точке общего присоединения.

Параметры нагрузки и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные Параметры нагрузки и энергосистемы

Наименование элемента	Параметры и значения
Энергосистема	$U_0 = 20$ кВ кВ, $S_{кз} = 50$ МВА
СНЭЭ	$P_{ном} = 250$ кВт, $U_{ном} = 470$ В, $S_{ном} = 500$ Ач
Трансформатор	$S = 250$ кВА, $U_1 = 20$ кВ, $U_2 = 0.25$ кВ, $U_{кз} = 6\%$
Фильтр	$Q_c = 25$ квар, $P_c = 0.5$ кВт, $L = 10^{-4}$ Гн
Линейная нагрузка	$P_{ном} = 250$ кВт, $U_{ном} = 20$ кВ
Нелинейная нагрузка	$S_{ном} = 250$ кВА, $U_{ном} = 20$ кВ

В указанных режимах проводились измерения суммарного коэффициента гармонических искажений напряжения и тока на выходе инвертора (THDU1 и THDI1) и в точке общего присоединения потребителей (THDU2 и THDI2). Результаты моделирования представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты моделирования режимов работы сети

№	THDU1	THDI1	THDU2	THDI2	THDU1	THDI1	THDU2	THDI2
п/п	Нагрузка линейная				Нагрузка смешанная			
Автономный режим								
С фильтром								
1С	41,14	4,97	2,50	2,46	-	-	-	-
Без фильтра								
1С	41,18	13,17	14,33	12,45	-	-	-	-
Параллельно с энергосистемой, Skз1 = 5 МВА								
С фильтром								
1С	40,71	4,99	0,68	0,68	41,69	5,98	8,20	11,48
2С	40,96	8,09	0,71	0,71	42,77	9,93	8,31	11,37
3С	40,48	22,49	0,69	0,69	42,10	27,07	8,07	11,71
Без фильтра								
1С	40,29	10,45	8,44	8,44	42,38	12,14	9,69	12,29
2С	40,45	17,39	8,55	8,55	42,39	20,59	9,56	12,14
3С	39,73	54,74	8,42	8,42	41,18	64,29	9,25	11,92
Параллельно с энергосистемой, Skз2 = 25 МВА								
С фильтром								
1С	40,62	5,04	0,27	0,27	40,80	5,21	2,57	13,97
2С	40,89	8,23	0,28	0,28	40,77	8,33	2,59	13,89
3С	40,38	22,88	0,27	0,27	40,53	23,02	2,65	13,92
Без фильтра								
1С	41,41	12,89	4,67	4,67	41,25	12,76	4,60	14,76
2С	41,27	21,20	4,63	4,63	41,39	21,04	4,51	14,74
3С	40,49	65,16	4,51	4,51	40,52	64,98	4,39	14,70
Параллельно с энергосистемой, Skз3 = 50 МВА								
С фильтром								
1С	40,71	5,07	0,15	0,15	40,67	5,16	1,57	14,39
2С	40,98	8,30	0,15	0,15	40,71	8,33	1,58	14,36
3С	40,31	22,76	0,15	0,15	40,23	22,86	1,61	14,36
Без фильтра								
1С	41,52	13,37	2,81	2,81	41,27	12,87	3,02	14,82

Продолжение таблицы 4.2

2С	41,21	21,82	2,77	2,77	41,26	21,64	2,98	14,80
3С	40,49	69,10	2,71	2,71	40,29	66,44	2,91	14,78
Электроснабжение от централизованной энергосистемы								
Skз1	-	-	-	-	-	-	7,72	11,86
Skз2	-	-	-	-	-	-	2,67	13,98
Skз3	-	-	-	-	-	-	1,64	14,39

На основании полученных результатов были построены зависимости, представленные на рисунках 4.4 – 4.7.

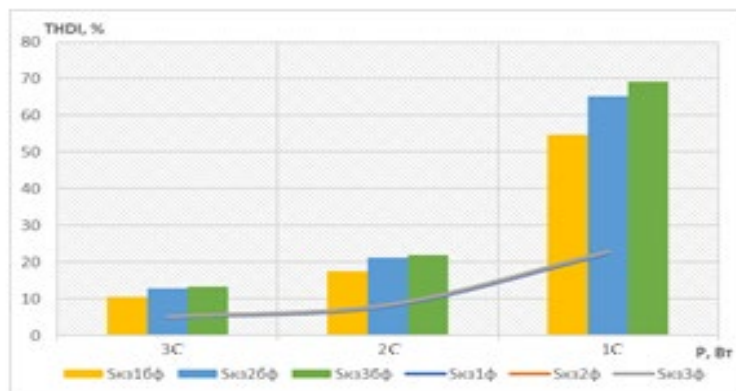


Рисунок 4.4 – Зависимость THDI на выходе инвертора от выходной мощности для линейной нагрузки

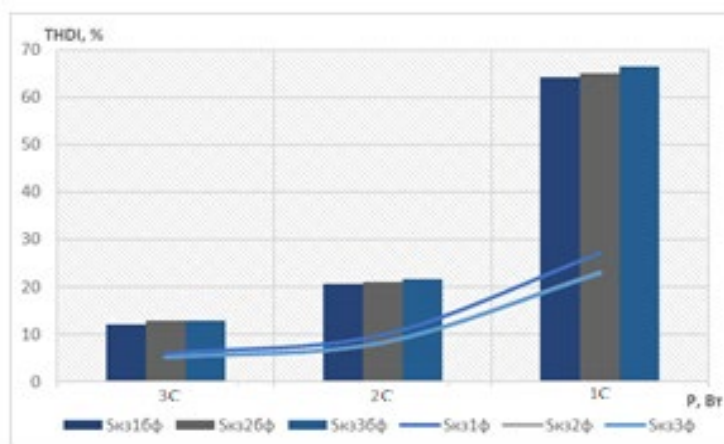


Рисунок 4.5 – Зависимость THDI на выходе инвертора от выходной мощности для смешанной нагрузки

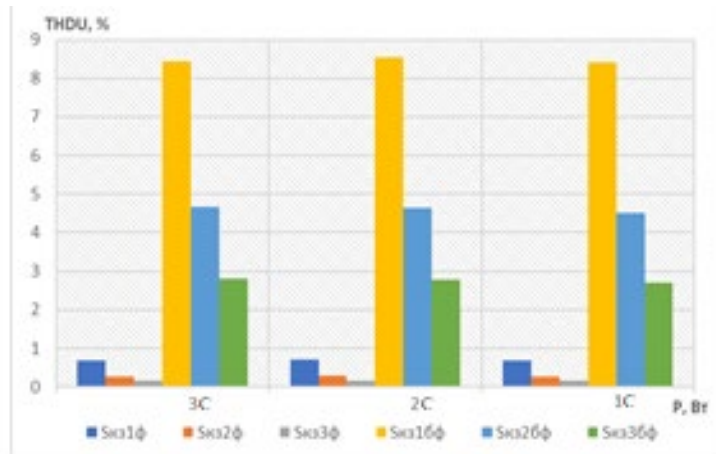


Рисунок 4.6 – Зависимость THDU в точке подключения линейной нагрузки от выходной мощности инвертора

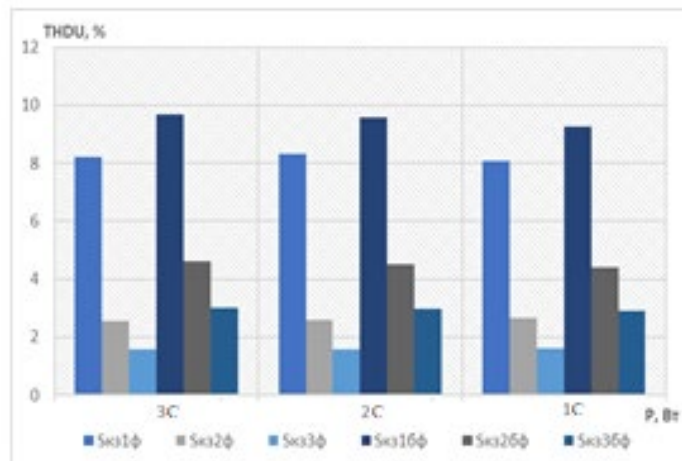


Рисунок 4.7 – Зависимость THDU в точке подключения смешанной нагрузки от выходной мощности инвертора

Основные результаты и выводы:

1. Напряжение на выходе инвертора остается постоянным, что объясняется типом инвертора, у которого на выходе напряжение не изменяется, как у источника напряжения.

2. Искажение тока на выходе инвертора зависит от выдаваемой мощности СНЭЭ: большое искажение тока при низкой выходной мощности СНЭЭ, но при увеличении выходной мощности искажение тока быстро уменьшается.

3. При наличии фильтра сопротивление системы практически не влияет на искажение выходного тока инвертора (искажение тока на выходе инвертора практически одно и то же для разных сопротивлений системы, что следует из слияния линий на графиках 4.4 и 4.5).

4. При отсутствии фильтра сопротивление системы незначительно влияет на искажение выходного тока инвертора: с увеличением сопротивления системы THDI выходного тока инвертора снижается. Наличие нелинейной нагрузки снижает степень уменьшения THDI с увеличением сопротивления системы (следует из разности высоты столбцов на графиках 4.4 и 4.5).

5. Влияние искажений от инвертора на распределительную сеть зависит от сопротивления системы: если сопротивление системы возрастает, то влияние искажения напряжения от инвертора становится выше и наоборот, уменьшение сопротивления системы приводит к снижению искажения напряжения в сети, т.е. уменьшению влияния искажений от инвертора.

6. Наличие фильтра уменьшает влияние искажений от инвертора на распределительную сеть. В случае электроснабжения линейной нагрузки фильтр значительно уменьшает искажения в напряжении (практически до нулевых значений). В случае электроснабжения нелинейной нагрузки фильтр уменьшает искажения в напряжении практически до существующего состояния искажений в напряжении до подключения инвертора.

7. Добавка к искажению напряжения в распределительной сети от инвертора значительно выше при наличии только линейной нагрузки в сравнении с добавкой к уже искаженной сети (т.е. при наличии смешанной нагрузки).

4.3 Экспериментальные исследования СНЭЭ

Кроме исследований в рамках имитационного моделирования были проведены исследования в лабораторных условиях с применением трехфазного гибридного инвертора и аккумуляторных батарей для

подтверждения теоретических результатов. Инвертор был подключен к электрической сети на параллельную работу для питания нагрузки в виде активного сопротивления. Применялся гибридный инвертор МАП Hybrid, внешний вид которого представлен на рисунке 4.8.



Рисунок 4.8 – Гибридный инвертор МАП Hybrid

Электрическая принципиальная схема гибридного инвертора МАП Hybrid представлена на рисунке 4.9.

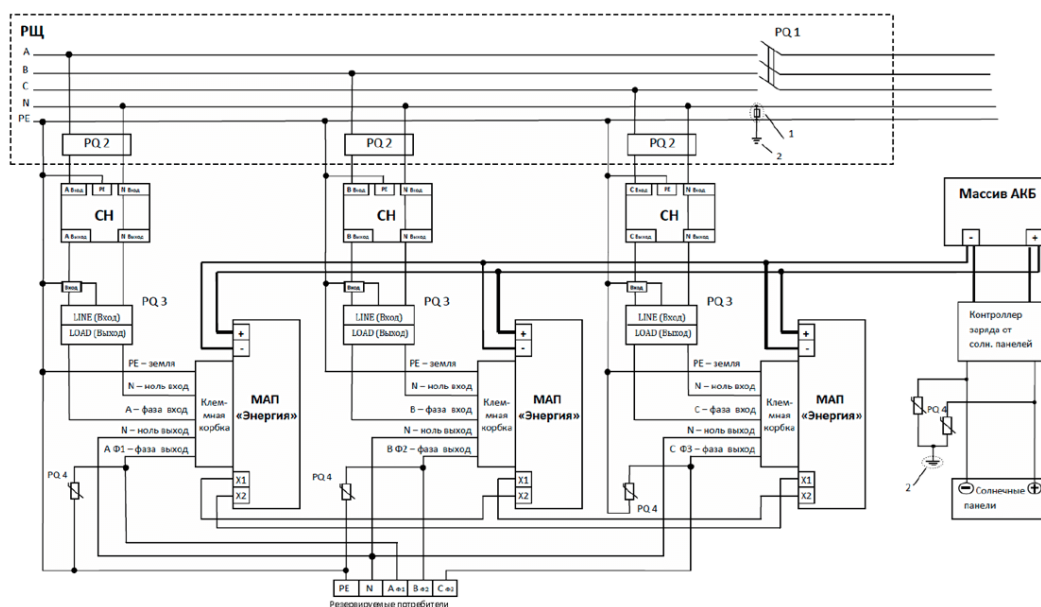


Рисунок 4.9 – Электрическая принципиальная схема гибридного инвертора

На рисунке 4.10 представлена экспериментальная установка. Параметры лабораторной установки представлены в таблице 4.3. Исследовались режимы заряда аккумуляторных батарей и выдачи мощности в сеть при двух вариациях сопротивления системы. При этом к установке была подключена линейная нагрузка в виде активного сопротивления мощностью 4.5 кВт. Выдаваемая мощность от инвертора варьировалась в пределах от 500 Вт до 2 кВт в режиме генерации электроэнергии в сеть, и в пределах от 50 до 300 Вт в режиме заряда АКБ.

Таблица 4.3 – Параметры нагрузки и энергосистемы

Наименование элемента	Параметры и значения
Электрическая сеть	$U_0 = 220 \text{ В}$, $Z_{\phi 01} = 0.8 \text{ Ом}$, $Z_{\phi 02} = 2.8 \text{ Ом}$,
Гибридный инвертор	$P_{\text{ном}} = 9 \text{ кВт}$, $U_{\text{ном}} = 220/12 \text{ В}$
Линейная нагрузка	$P_{\text{ном}} = 4.5 \text{ кВт}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
Конденсаторная установка	$Q_{\text{ном}} = 2.5 \text{ квар}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$

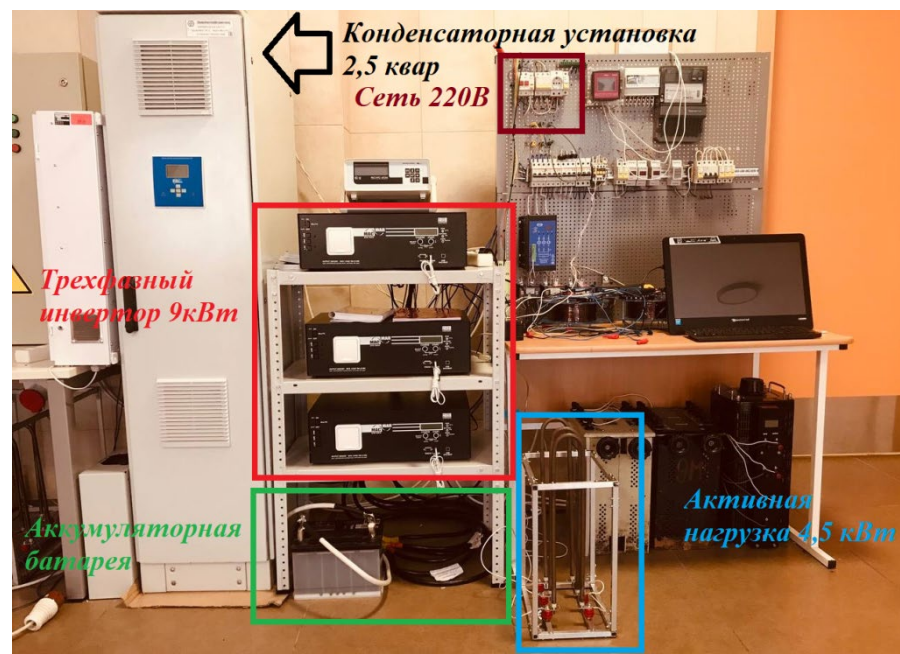


Рисунок 4.10 – Экспериментальная установка

В результате лабораторных исследований были получены зависимости суммарных гармонических искажений тока (THDI) при различных режимах работы инвертора и сопротивлениях системы. На рисунке 4.11 представлена зависимость выходной мощности инвертора и THDI выходного тока инвертора от времени.

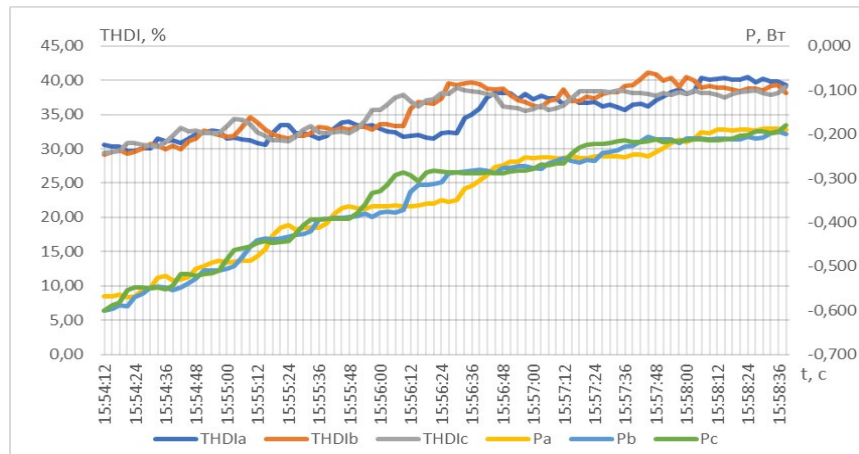


Рисунок 4.11 – Зависимость выходной мощности инвертора и THDI выходного тока от времени

Из графика видно, что с увеличением выходной мощности инвертора снижается THDI выходного тока, что подтверждает результаты имитационного моделирования. Аналогичная зависимость была получена и для режима заряда АБ. В этом случае гармонический состав тока соответствует режиму работы шестипульсного выпрямителя, а искажения в токе уменьшаются при увеличении потребляемой мощности.

На рисунке 4.12 представлен график, характеризующий THDI выходного тока инвертора в различных режимах работы (заряд АБ и выдача мощности в сеть) в зависимости от сопротивления петли фаза-ноль.

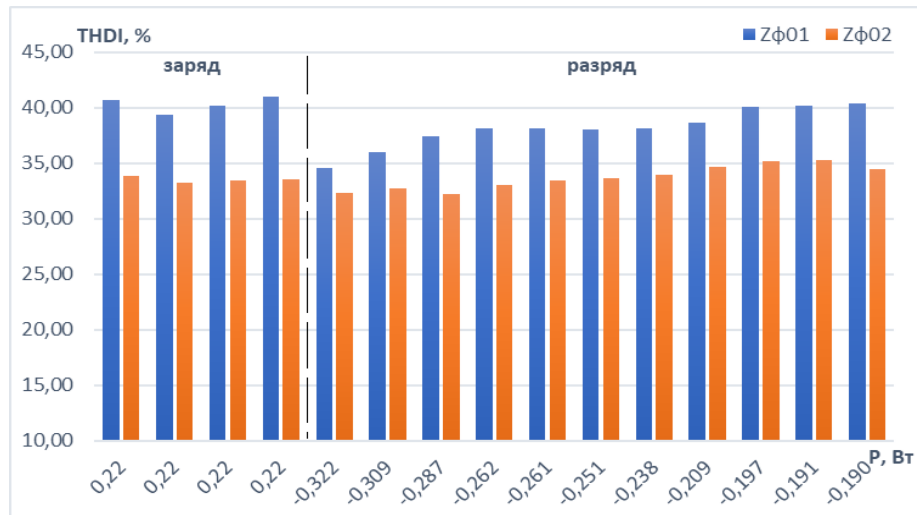


Рисунок 4.12 – Зависимость THDI выходного тока инвертора от мощности заряда/разряда и сопротивления петли фаза-ноль

Из графика видно, что в рассматриваемых режимах THDI выходного тока инвертора уменьшается при подключении дополнительного сопротивления в линию, т.е. при увеличении сопротивления системы, что также подтверждает результаты имитационного моделирования.

Стоит отметить, что в лабораторных условиях не удалось подтвердить результаты имитационного моделирования с точки зрения THDU, что объясняется достаточно мощной сетью и инвариантностью этого показателя для рассматриваемых условий.

На основании полученных результатов исследований был разработан алгоритм выбора методов и средств по обеспечению электромагнитной совместимости при работе нагрузки и гибридного инвертора с накопителем энергии, позволяющий снизить влияние гибридных инверторов на искажение напряжения питающей сети. Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 4.13.

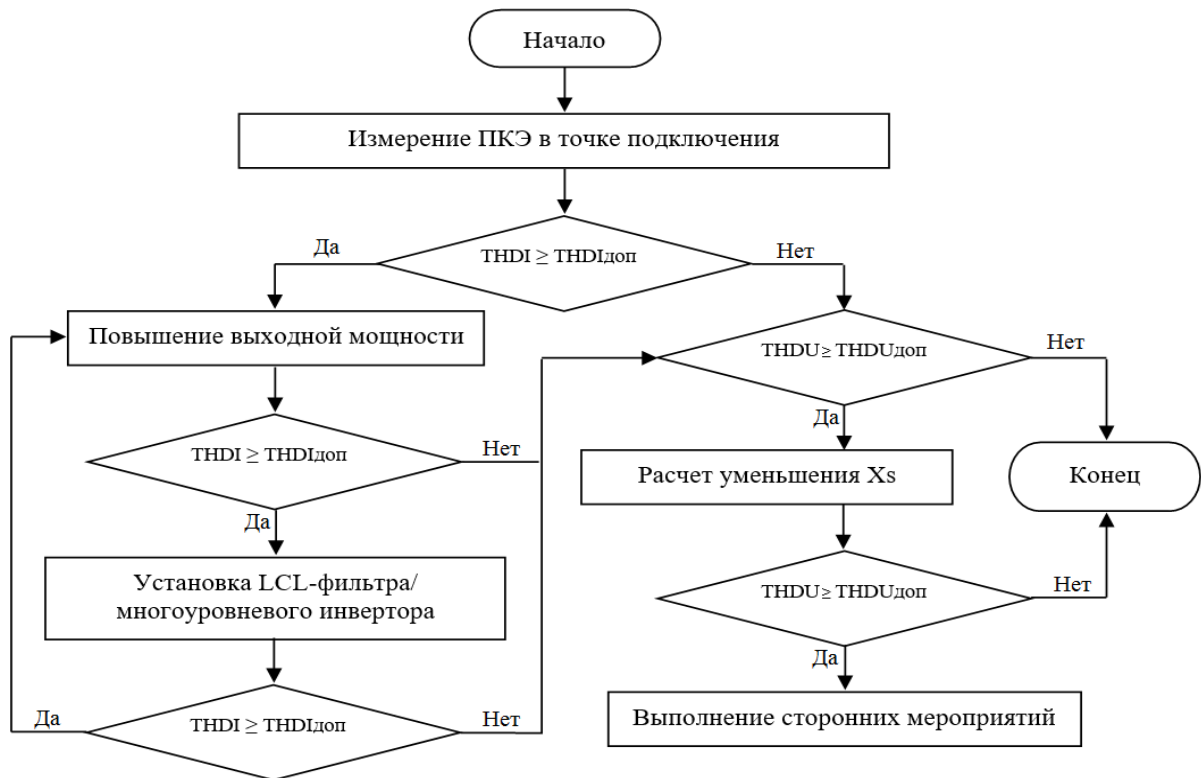


Рисунок 4.13 – Блок-схема алгоритма выбора методов и средств по снижению влияния гибридных инверторов на искажение напряжения питающей сети

Суть алгоритма заключается в следующем:

Первоначально необходимо провести измерения показателей качества электроэнергии в части гармонических искажений по току и напряжению в точке подключения гибридного инвертора к сети. Подразумевается подключение промышленного гибридного инвертора к сети через силовой трансформатор. Главным показателем, характеризующим влияние инвертора на искажение в напряжении сети, является коэффициент искажения по току, так как если он соответствует более строгим стандартам IEC и IEEE, то и искажения в напряжении будут в пределах нормативных значений. На основании полученных результатов исследований было выявлено, что повышение выходной мощности инвертора приводит к снижению искажения выходного тока, что целесообразно осуществить в случае наличия резерва по мощности инвертора и накопителя энергии. Далее, при несоответствии показателей качества электроэнергии нормативным требованиям,

применяются другие методы по ограничению искажений напряжения и тока на выходе инвертора – построение устройств на основе многоуровневых инверторов напряжения и применение фильтров высших гармоник. После приведения показателей по току в нормируемые пределы, влияние на искажение напряжения сети будет минимально. Однако, если искажение напряжения сети превышает нормируемые значения (например, в случае наличия искажения сети до подключения гибридного инвертора), то необходимо провести расчеты по снижению сопротивления системы с помощью возможного варьирования положения отпаяк вводного силового трансформатора, так как уменьшение сопротивления системы приводит к уменьшению искажения в напряжении на выходе трансформатора. В случае, если искажение напряжения сети до сих пор превышает нормируемые значения, то режимы работы гибридного инвертора не оказывают влияние на искажение напряжения в сети, поэтому необходимо применение сторонних мероприятий, не связанных с работоспособностью инвертора напряжения.

С учетом оценки влияния СНЭЭ на искажение напряжения питающей сети алгоритм выбора места установки, приведенный в Главе 2 примет вид (Рисунок 4.14):

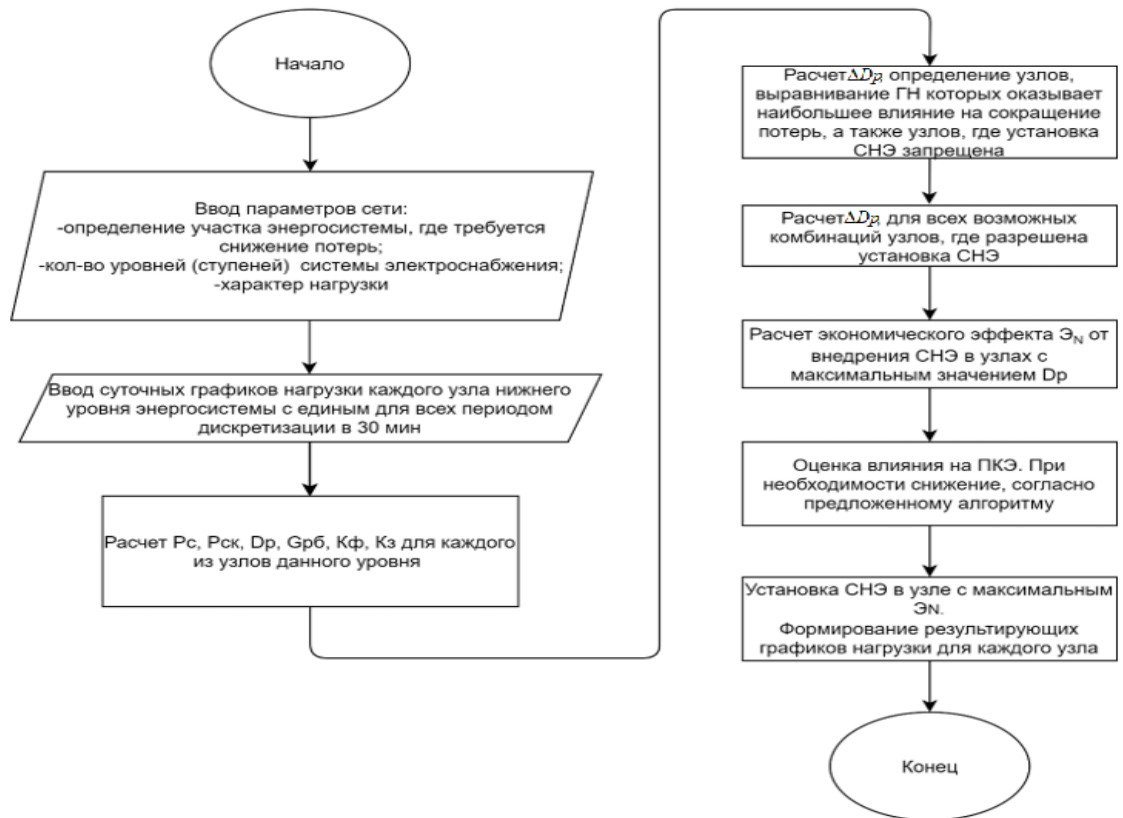


Рисунок 4.14 – Блок-схема алгоритма выбора места установки СНЭЭ с учетом влияния на искажение напряжения питающей сети

4.4 Выводы по Главе 4

1. В данной главе представлены результаты имитационного моделирования. Получены зависимости THDI и THDU на выходе инвертора и в точке общего подключения. Установлено влияние наличия фильтра на уровень искажения от инвертора.

2. Приводятся результаты экспериментальных исследований влияния гибридного инвертора на показатели качества электроэнергии в точке общего подключения. Был разработан лабораторный стенд, состоящий из трехфазного гибридного инвертора, аккумуляторной батареи, линейной нагрузки в виде активного сопротивления и конденсаторной установки. Исследовались режимы заряда АБ и выдачи мощности в сеть при двух вариациях сопротивления системы. В результате лабораторных исследований были получены зависимости суммарных гармонических искажений тока

(THDI) при различных режимах работы инвертора и сопротивлениях системы.

3. На основании полученных результатов был разработан алгоритм выбора методов и средств по обеспечению электромагнитной совместимости при работе нагрузки и гибридного инвертора с накопителем энергии, позволяющий снизить влияние гибридных инверторов на искажение напряжения питающей сети.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научно-технической задачи – совершенствование использования систем накопления электроэнергии в электротехнических комплексах горно-обогатительных предприятий.

1. Выполнен обзор и анализ существующих систем накопления электроэнергии, способов их применения. Обоснована необходимость разработки новых методов, связанных с определением места установки, алгоритма функционирования и структуры СНЭЭ;

2. Введен критерий ΔD_p , позволяющий оценить эффект от регулирования графика нагрузки в узлах системы электроснабжения предприятия, разработан алгоритм определения места установки СНЭЭ, основанный на применении данного критерия. Установлено, что чем больше величина ΔD_p , тем «сильнее» поддается регулированию график нагрузки в том или ином узле, и тем большего экономического эффекта от его выравнивания можно добиться. В случае если ΔD_p имеет отрицательное значение, установка СНЭЭ в выбранном узле не рекомендуется;

3. Разработан комбинированный метод краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок, позволяющий повысить точность прогнозирования. Разработана программа для ЭВМ и получено

свидетельство о ее государственной регистрации № 2020660849 «Программа для прогноза суточного графика нагрузки предприятия с использованием различных методов прогнозирования»;

4. Предложен алгоритм функционирования СНЭЭ на основе разработанного метода краткосрочного прогнозирования графика нагрузки и метода динамического программирования. Отличительной чертой данного алгоритма является нахождение оптимального режима работы СНЭЭ, при котором происходит максимальное выравнивание графика нагрузки, но при этом соблюдается ряд эксплуатационных ограничений, направленных на продление жизненного цикла НЭЭ, что в свою очередь ведет к повышению экономической эффективности;

5. Выявлены дополнительные критерии при определении размера и структуры СНЭЭ, учитывающие ее влияние на показатели качества электроэнергии в точке подключения. Установлено, что повышение выходной мощности инвертора приводит к снижению искажения выходного тока, что целесообразно осуществить в случае наличия резерва по мощности инвертора и накопителя энергии;

6. Предложен алгоритм выбора методов и средств по обеспечению электромагнитной совместимости СНЭЭ, позволяющий снизить влияние на искажение напряжения питающей сети;

7. Получен акт о внедрении результатов исследования в образовательный процесс Горного университета и справка о внедрении результатов в производственную деятельность АО «НПО «РИВС».

Направлением дальнейших исследований является усовершенствование методики определения места установки системы накопления электроэнергии, а также развитие алгоритмов функционирования подобных систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдурахманов, А.М. Методы прогнозирования электропотребления в распределительных сетях (обзор) / А.М. Абдурахманов, М.В. Володин, Е.Ю. Зыбин, В.Н. Рябченко // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. – 2016. – Т.3. – №1. – С. 3–23.
2. Абрамович, Б.Н. Проблемы обеспечения энергетической безопасности предприятий минерально-сырьевого комплекса / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев // Записки Горного Института. – 2016. – Т. 217. – С. 132–39.
3. Абрамович, Б.Н. Система прогнозирования энергопотребления с применением искусственной нейронной сети / Б.Н. Абрамович, И.С. Бабанова // Горные науки и технологии. – 2016. – № 2. – С. 66–77.
4. Авдеева, Н.Л. О прогнозах потребления электроэнергии в условиях рыночной экономики России / Н.Л. Авдеева, Ю.М. Коган, А.Е. Романов // Энергетик. – 2003. – № 7 – С. 9–12.
5. Астахов, Ю.Н. Накопители энергии в электрических системах / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, А.Г. Тер-Газарян // Учеб, пособие для электроэнергетических спец. вузов. М.: Высшая школа. 1989. – 157 с.
6. Балуюев, Д.Ю. Применение накопителя энергии для демпфирования колебаний мощности в автономных энергосистемах / Д.Ю. Балуюев, В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, Г.А. Пранкевич // Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития. Сб. материалов 18 Всерос. науч.-практ. конф., Новосибирск. ЦРНС. – 2017. – С. 181–187.
7. Балуюев, Д.Ю. Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным нагрузочным диаграммам / Д.Ю. Балуюев, В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, Г.А. Пранкевич // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 5. – С. 105–114. DOI: 10.21285/1814-3520-2018-5-105-114.
8. Бахрушин, В.Е. Методы оценивания характеристик нелинейных

статистических связей / В.Е. Бахрушин // Системные технологии. – 2011. – Т. 2 – № 73 – С. 9–14.

9. Бачурин, П.А. Гладков Д.С., Зырянов В.М. [и др.] Испытания промышленного образца системы накопления энергии СНЭ-10-1200-400 при совместной работе с ГПУ в составе экспериментальной энергосистемы / П.А. Бачурин, Д.С. Гладков, В.М. Зырянов [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 2(59). – С. 18–25.

10. Бачурин, П.А. Математическая модель системы накопления энергии в составе энергосистемы / П.А. Бачурин, В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, С.В. Кучак, Д.Г. Метальников, Г.Б. Нестеренко, А.М. Потапенко, Г.А. Пранкевич // Материалы XIV Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения» АПЭП-2018 в 8 томах. ФГБОУ ВО «НГТУ» – Новосибирск. – 2018. – Т. 7. – С. 228 – 234.

11. Бельский, А. А. Анализ характеристик российских литий-ионных аккумуляторных батарей / А. А. Бельский, В. С. Добуш // Промышленная энергетика. – 2019. – № 9. – С. 25–32.

12. Бельский, А. А. Эксплуатация однофазного автономного инвертора в составе ветроэнергетического комплекса малой мощности / А.А. Бельский, В.С. Добуш, Ш.Ф. Хайкал // Записки Горного Института. – 2019. – Т. 239. – С. 564. DOI: 10.31897/pm.2019.5.564

13. Бердников, Р.Н. Фортов В.Е., Сон Э.Е., Деньщиков К.К., Жук А.З., Шакарян Ю.Г. Гибридный накопитель электроэнергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Р.Н. Бердников, В.Е. Фортов, Э.Е. Сон, К.К. Деньщиков, А.З. Жук, Ю.Г. Шакарян // Энергия единой сети. – 2013. – № 1. – С. 40–51.

14. Брагин, А.А. Алгоритм формирования графиков электрических нагрузок предприятия с применением аккумуляторных батарей в качестве потребителей-регуляторов мощности: дисс...канд. техн. наук / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». Санкт-

Петербург, 2013 –130 с.

15. **Васильков, О.С.** Выравнивание графика нагрузки предприятий за счет применения гибридных накопителей электроэнергии / О.С. Васильков, Д. Е. Батуева, К. А. Хомяков, П. С. Паляницын – Текст: непосредственный // Известия МГТУ «МАМИ». – 2020. – №1. – С. 27–34.

16. **Васильков, О.С.** Повышение надежности электроснабжения промышленного предприятия за счет применения гибридных накопителей электроэнергии / О.С. Васильков, В. А. Ивершина, Н. Н. Федоров – Текст: электронный // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2019». – 2019. – С. 94–100.

17. **Васильков, О.С.** Разработка алгоритма определения мест подключения систем накопления электроэнергии / О.С. Васильков, Я. Э. Шклярский – Текст: непосредственный // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2021. – № 4. – С. 165–173.

18. Введены в эксплуатацию две гибридные электростанции на аккумуляторах «Лиотех» [Электронный ресурс] / Группа РОСНАНО. – 2019. Режим доступа: <https://www.rusnano.com/about/press-centre/news/20191018-liotechvvedeny-v-ekspluatatsiyu-dve-gibridnye-elektrostantsii-naakkumulyatorakh>. (Дата обращения 26.07.2021).

19. ГОСТ Р 58092.1-2018 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и определения / Официальное издание. Москва. Стандартинформ. 2018.

20. ГОСТ Р 58092.2.1-2020 (МЭК 62933-2-1:2017) Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Параметры установок и методы испытаний. Общее описание / Официальное издание. Москва. Стандартинформ. 2020.

21. ГОСТ Р 58092.3.1-2020 Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Проектирование и оценка рабочих параметров. Общие требования / Официальное издание. Москва. Стандартинформ. 2020.

22. ГОСТ Р 58092.5.1-2018 (IEC/TS 62933-5-1:2017) Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Безопасность систем, работающих в составе сети. Общие требования / Официальное издание. Москва. Стандартинформ. 2018.

23. Ефремов, Д.Г. Исследование возможности и разработка способов применения накопителей энергии различного типа для противоаварийного управления при больших возмущениях в энергосистеме: Дисс...канд. техн. наук. М. 2018. 146 с.

24. Зырянов, В.М Энергетические характеристики гибридной системы накопления электрической энергии / В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, Г.Б. Нестеренко, Г.А. Пранкевич, А.М. Потапенко // Энергия единой сети. – 2018. – №6 (42). – С. 34– 43.

25. Зырянов, В.М. Кучак С.В., Бачурин П.А., Харитонов С.А., Метальников Д.Г., Гармаш Т.Г., Ворошилов А.Н., Фролов Д.А. Экспериментальные исследования и испытания совместной работы системы накопления энергии и ДГУ в составе автономной энергосистемы / В.М. Зырянов, С.В. Кучак, П.А. Бачурин, С.А. Харитонов, Д.Г. Метальников, Т.Г. Гармаш, А.Н. Ворошилов, Д.А. Фролов // Промышленная энергетика. – 2018. – № 10. – С. 2–10.

26. Зырянов, В.М. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт / В.М Зырянов, Н.Г. Кирьянова, И.Ю. Коротков [и др.] // Энергетическая политика. – 2020. – № 6(148). – С. 76–87. DOI 10.46920/2409-5516_2020_6148_76.

27. Извеков, Е. А. Перспективы применения накопителей энергии в электроэнергетических системах / Е. А. Извеков, Р. И. Косенков // Новые технологии и технические средства для эффективного развития АПК: материалы национальной научно-практической конференции Воронежского государственного аграрного университета имени императора Петра. Воронеж, Воронежский государственный аграрный университет им. Императора Петра I. – 2019. – С. 132-140.

28. Кабанов И.А. Применение сверхпроводникового индукционного накопителя энергии для повышения статической и динамической устойчивости электроэнергетической системы: Дисс...канд. техн. наук. М. 2001. 184 с.

29. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Томск: Томский политехнический университет. 2005. 177 с.

30. Калимуллин, Л.В. Приоритетные направления, ключевые технологии и сценарии развития систем накопления энергии / Л.В. Калимуллин, Д.К. Левченко, Ю.Б. Смирнова, Е.С. Тузикова // Вестник ИГЭУ. – 2019. – №1. – С. 42–54.

31. Кононенко, В.Ю., Вещунов О.В., Биладенко В.П., Смоленцев Д.О. Эффекты применения накопителей энергии в изолированных энергосистемах России / В.Ю. Кононенко, О.В. Вещунов, В.П. Биладенко, Д.О. Смоленцев // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 2(14). – С. 61–66.

32. Крупнейшая в России СЭС с накопителем построена на базе трех технологий, получивших поддержку РОСНАНО [Электронный ресурс] / Группа РОСНАНО. – 2020. Режим доступа: <https://www.rusnano.com/about/press-centre/news/20200226-rosnanokrupneyshaya-v-rossii-ses-s-nakopitelem-postroena-na-baze-trekhtekhnologiy>. (Дата обращения 26.07.2021).

33. Кузнецов, О.Н. Разработка алгоритмического и методического комплекса исследований динамической устойчивости электроэнергетических систем со статическими накопителями электроэнергии: Дисс...канд. техн. наук. М. 2003. 197 с.

34. Курувита Араччиге, Ч.У. Оптимизация размещения накопителей энергии в электрических сетях: дисс...канд. техн. наук / Московский энергетический институт (Технический университет). Москва, 2000. – 129 с.

35. Латочкин, И.В. Выбор параметров накопителя энергии и оптимизация системы электроснабжения предприятия / И.В. Латочкин, Н.И. Смоленцев // Ползуновский вестник. – 2016. – №4(2). – С. 65–69.
36. Лебедев, Б.П. Графики нагрузки и структура мощности /Б.П. Лебедев // Энергохозяйство за рубежом. – 1980. – № 3. – С. 1–9.
37. Масалев, Д.Ю. Исследование и разработка методов выбора характеристик сверхпроводникового индуктивного накопителя в системе противоаварийного управления электроэнергетических систем: дисс...канд. техн. наук. Москва, 2000. – 137 с.
38. Мельников, В.Д. Применение систем накопления энергии для обеспечения качества электроэнергии и решения комплексных задач в электрических сетях и у потребителя / Научно-практическая конференция «Современные средства обеспечения качества электроэнергии в электрических сетях и у потребителя», выставка «Электрические сети России – 2017» // В.Д. Мельников, В.А. Колесников, А.М. Потапенко ООО «Системы накопления энергии», Н.Л. Новиков, Т.Ю. Жораев, А.Н. Новиков АО «Научно-технический центр ФСК ЕЭС» – 2017. – 7 декабря – С. 23.
39. Михайлов, В.В. Задачи повышения уровня рационального использования энергетических ресурсов / В.В. Михайлов // Промышленная энергетика, 1983. №9. С. 2-4.
40. Мосиенко, А.Б. Разработка алгоритма и системы автоматического управления электромеханического накопителя для автономных энергосистем: Дисс...канд. техн. наук. М. 2004. 191 с.
41. Нестеренко, Г.Б. Методика расчёта параметров системы накопления энергии для снижения расходов предприятия на электроэнергию / Г.Б. Нестеренко, В.М. Зырянов, А.С. Нешта [и др.]// Электроэнергетика глазами молодежи: Материалы XI Международной научно-технической конференции. Ставрополь. Северо-Кавказский федеральный университет. – 2020. – С. 175–178.
42. Петров, С.П. Разработка моделей прогнозирования с целью

управления режимами электропотребления промышленных предприятий / С. П. Петров, Б. Н. Абрамович, И. С. Бабанова // Промышленная энергетика. – 2017. – № 12. – С. 2–8.

43. Праховник А. В. Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий / Праховник А. В., Розен В. П., Дегтярев В. В. // М. Недра. 1985. – 232 с.

44. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры. Экспертно-аналитический отчет инфраструктурного центра EnergyNet, 2019.

45. Раубаль, Е.В. Перспективы применения накопителей электроэнергии для сетей электроснабжения 0,4 кВ / Е.В. Раубаль, М.А. Рашевская, С.И. Гамазин, С.В. Логинова // Вестник МЭИ. – 2013. – №3. – С. 55–57.

46. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020661597. Программа для прогноза суточного графика нагрузки предприятия с использованием различных методов прогнозирования / **О.С. Васильков**, С.В. Соловьев; заявитель и патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет. – № 2020660849; заявл. 24.09.2020, зарегистр. 28.09.2020; опубл. 28.09.2020 – 1 с.

47. Сокольникова, Т.В. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями / Т.В. Сокольникова, К.В. Суслов, П. Ломбарди // Вестник ИрГТУ. – 2015. – №10 (105). – С. 206–211.

48. Субботин, П.В. Разработка методики выбора накопителей электроэнергии и мест их размещения в распределительных электрических сетях / Национальный исследовательский университет «МЭИ». Москва, 2019 – 155 с.

49. Тимонин, И.А. Выбор мест установки сетевых накопителей

электроэнергии / И.А. Тимонин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2013. – №5(20). – С. 80–82.

50. Турышева, А.В. Анализ эффективности применения современных электрохимических конденсаторов / А. В. Турышева // Современная техника и технологии. – 2014. – № 5(33). – С. 34.

51. Устинов, Д. А. Обоснование выбора ценовой категории оплаты за электроэнергию с учетом потребителей-регуляторов / Д. А. Устинов, И. С. Бабанова // Промышленная энергетика. – 2016. – № 11. – С. 9-16.

52. Федоров, А.В. Применение ИБП в энергетических установках технологических объектов нефтегазовой отрасли / А. В. Федоров, А. Н. Махалин, С. В. Бабурин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 2(58). – С. 69-73.

53. Хронусов, Г.С. Формирование эффективных режимов электропотребления промышленных предприятий / Г.С. Хронусов // Екатеринбург, 1998.

54. Шклярский, Я.Э. Рациональное формирование графика нагрузки электротехнического комплекса горного предприятия / Я.Э. Шклярский, А.А. Брагин // Записки горного института. – 2012. – Т. 196. – С. 281–284.

55. Anwar, T. Introduction to Load Forecasting. / Anwar T., Sharma B., Chakraborty K., Sirohia H. // International Journal of Pure and Applied Mathematics. – 119. – P. 1527–1538.

56. Bakhteev, K.R. Creation of a big power hybrid electric energy storage for prevention short-term interruption of power supply to industrial consumers / Bakhteev K.R. // News of universities. Energy problems. – 2018. – Vol. 20. – № 3–4. – P. 36-44.

57. Bao, G. Battery energy storage system load shifting control based on real time load forecast and dynamic programming / G. Bao, C. Lu, Z. Yuan, Z. Lu // 2012 IEEE International Conference on Automation Science and Engineering (CASE). Seoul. Korea (South). – 2012. – P. 815-820. DOI: 10.1109/CoASE.2012.6386377.

58. Chirkin, V.G. A Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage System Design and Power Management / Chirkin, V.G., Lezhnev L.Y., Petrichenko D.A., Papkin I.A. // International Journal of Pure and Applied Mathematics. – 2018. – Vol. 119. – № 15. – P. 2621–2625.
59. Cocchi, L., Clerico M.D., Cazzato F., D’Adamo C. «Decentralised storage systems for applications on electrical distribution» CIGRE, Italy, 2014.
60. Das, Choton K. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality / Das, Choton K., Bass, Octavian, Kothapalli, Ganesh, Mahmoud, Thair S., Habibi // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier. – Vol. 91(C). – P. 1205–1230.
61. Dejvise, J. Energy storage system sizing for peak shaving in Thailand / Dejvise, J. // ECTI TransElectr Eng, Electron. Commun. – 2016. – № 14. – P. 49–55.
62. Dougal, R.A. Power and life extension of battery-ultracapacitor hybrids / R.A. Dougal, SY.Liu, R.White // Components and Packaging Technologies, IEEE Transactions. 2002. № 25. PP. 120 - 131.
63. Electrical energy storage, White Paper, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2011.
64. Energy storage study / AECOM Australia Pty Ltd // A storage market review and recommendations for funding and knowledge sharing priorities. – Australia. – 2015.
65. Fossati, J.P. A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids. / Fossati, J.P., Galarza A., Martín-Villate A., Fontán L. // Renew Energy. – 2015. – № 77. – P. 539–549.
66. Gallo, A.B. Energy storage in the energy transition context: A technology review / Gallo A.B., Simões-Moreira J.R., Costa H.K.M., Santos M.M., Moutinho dos Santos E. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – №65. – P. 800–822.
67. Guo, P. Global artificial bee colony search algorithm for numerical function optimization / Guo P., Cheng W., Liang J. // Proceedings of the seventh

international conference on natural computation (ICNC). – 2011. – Vol. 3. – P. 1280–1283.

68. Hatta, H. Study of energy management for decreasing reverse power flow from photovoltaic power systems / Hatta H., Asari M., Kobayashi H. // IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE). – 2009. – P. 1–5.

69. Ibrahim, H. Wind-Diesel hybrid system: energy storage system selection method» Innostock, / Ibrahim H., Dimitrova M., Dutil Y., Rouse D., Ilinca A. // The 12th International Conference on Energy Storage. – 2012.

70. Kefayat, M. A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources / Kefayat M., Ara A., Niaki S. // Energy Conversion and Management. – 2015. – №92. – P. 149–161.

71. Mercier, P. Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System / P. Mercier, R. Cherkaoui, A. Oudalov // IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 24. №3. PP. 1469-1477.

72. Qing, Z. Optimal siting & sizing of battery energy storage system in active distribution network / Qing Z., Nanhua Y., Xiaoping Z., You Y., Liu D. // IEEE PES ISGT Europe 2013. – 2013. – P. 1–5.

73. Rodney, H.G.T Development of battery energy storage system model in MATLAB/Simulink International / Rodney H.G.T, Ganesh K. T.// Journal of Smart Grid and Clean Energy. – Vol. 9. – №. 1. – P. 180–188.

74. Sebastián, R. Application of a battery energy storage for frequency regulation and peak shaving in a wind diesel power system. / Sebastián R. // IET Gener Transm Distrib. – 2016. – № 10. – P. 764–770.

75. Skamyin, A.N. Static load characteristics in the presence of high harmonics / Skamyin, A.N., **Vasilkov O.S.** // E3S Web Conferences. –2019 – №140. – PP.10005.

76. Telaretti, E. Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 2: Economic feasibility and sensitivity analysis. / Telaretti E.,

Dusonchet L. //In: Proceedings of the 16th international conference on environment and electrical engineering. IEEE. – 2016. – P. 1-6.

77. **Vasilkov, O.S.** Features of Application Hybrid Energy Storage in Power Supply Systems / Vasilkov O.S., Dobysh V.S. // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). Saint Petersburg and Moscow. Russia. – 2019. – P. 728–730. DOI: 10.1109/EIConRus.2019.8656802.

78. **Vasilkov, O.S.** Modeling the process of redistributing power consumption using energy storage system with various configurations to align the electrical loads schedule / Bardanov A.I., Vasilkov O.S., Pudkova T.V. // International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering (IPDME). – 2020. – Vol. 1753. – 012013.

79. Wong, L. A. Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network / Wong L. A., Ramachandaramurthy V.K., Taylor P., Ekanayake J.B., Walker S.L., Padmanaban S. // Journal of Energy Storage. – 2019. – №21. – P. 489–504.

80. Xiao, J. Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation / Xiao J., Zhang Z., Bai L., Liang H. // Generation Transmission & Distribution IET. – 2016. – №3(10). – P. 601–607.

81. Yang, Y. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving / Yang Y., Li H., Aichhorn A., Zheng J., Greenleaf M. // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – №2(5). – P. 982–991.

82. Zhukovskiy, Y. L. Potential for electric consumption management in the conditions of an isolated energy system in a remote population / Zhukovskiy Y. L., Lavrik A. Y., **Vasilkov O. S.**, Semenyuk A. V. // Sustainable development of mountain territories. – 2020. – 12 (4). – P. 583–591. DOI: 10.21177/1998-4502-2020-12-4-583-591.

83. Zhukovskiy, Y.L. Analysis of technological changes in integrated

intelligent power supply systems / Zhukovskiy Y.L., Starshaia V.V., Batueva D. E., Buldysko A. D. // Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects - 11th conference of the Russian-German Raw Materials. – 2018. – P. 249–258.

84. Zimin, R.Yu. The Application of Series Active Filter for Improvement of Power Quality in Networks of Oil Enterprises / B.N. Abramovich, Yu.A. Sychev, R.Yu. Zimin, M.E. Aladin // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2019. – Vol. 1.– PP. 8933900. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8933900.

85. Zimin, R. Yu. Modelling and analysis of functional modes of active compensators in distributed generation systems / B.N. Abramovich, Yu.A. Sychev, R.Yu. Zimin // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Volume 1333. – 062028. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/6/062028

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Программный код для краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок в MATLAB

Основная часть кода

```

display('=====  

Краткосрочное прогнозирование  

электрических нагрузок  

=====');

%%

x = input('Обновить исходные данные или загрузить  

существующие? \n(d == Загрузить существующие , u  

==Обновить): ', 's');

if x=='u' || x=='U' || ~exist('Data\data.mat', 'file')  

|| ~exist('Data\valdata.mat', 'file' )

    if x=='d' || x=='D' || ~exist('Data\data.mat',  

'file') || ~exist('Data\valdata.mat', 'file' )

        end

        display('Идет загрузка, пожалуйста  

подождите.....');

        fileToRead='Data\data.xlsx';           %% тренировка
fileToRead2='Data\valdata.xlsx';           %% валидация

        [Load, string] = xlsread(fileToRead, 'Sheet1');
Load=Load';

        i=1;

        for j = 1: length(string)

            temp=char(string(j));

            year(j) = str2double(temp(2:5));

            month(j)= str2double(temp(7:8));

            day(j) = str2double(temp(10:11));

            hour(j) = i;

```

```

        i=i+1;

        if(i>24)
            i=1;
        end
    end

    end

    dayOfWeek                = weekday(string)';
    %день недели

    preWeekSameHourLoad = [NaN(1,168), Load(1:end-
168)]; % нагрузка в тот же час на прошлой неделе //
NaN - неизвестные значения

    preDaySameHourLoad  = [NaN(1,24), Load(1:end-24)];
    % нагрузка в тот же час в предыдущий день

    pre24HourAverLoad  = filter(ones(1,24)/24, 1,
Load); % средняя нагрузка за предыдущие 24 часа

    %% import the valdata file

    [vLoad, string] = xlsread(fileToRead2, 'Sheet1');
    vLoad=vLoad';

    i=1;

    for j = 1: length(string)

        temp=char(string(j));

        vyear(j) = str2double(temp(2:5));
        vmonth(j)= str2double(temp(7:8));
        vday(j)  = str2double(temp(10:11));
        vhour(j) = i;

        i=i+1;

        if(i>24)

            i=1;

```

```

        end

    end

    vdayOfWeek          = weekday(string)';
    vpreWeekSameHourLoad = [Load(1, (end-191):(end-168))];
    vpreDaySameHourLoad  = [Load(1, end-23:end)];
    vpre24HourAverLoad   = filter(ones(1,24)/24, 1, Load(1, end-23:end));

    display('сохранение импортированных данных .....');

    save('Data\data', 'Load', 'year', 'month', 'day', 'dayOfWeek', 'hour', ...

        'preDaySameHourLoad', 'preWeekSameHourLoad', 'pre24HourAverLoad');

    save('Data\valdata', 'vLoad', 'vyear', 'vmonth', 'vday', 'vdayOfWeek', 'vhour', ...

        'vpreDaySameHourLoad', 'vpreWeekSameHourLoad', 'vpre24HourAverLoad');

else

    load Data\data.mat

    load Data\valdata.mat

end

clear x i j temp string fileToRead fileToRead2;

```

```

display('Загрузка закончена');

%% forecasting models menu
again='y';
while (again == 'y' || again=='Y')
    clc;
    display('*****
    *****');
    display(' (1) Искусственная нейронная сеть (При первом
    пуске обязательно обучить) ');
    display(' (2) Регрессионный метод прогнозирования');
    display(' (3) Метод экспоненциального сглаживания');
    display(' (4) Комбинированный метод (Запускается
    последним) ');
    display('*****
    *****');
    model=0;
    while (model<1 || model>5),
        model = input('Выберите метод прогнозирования: ');
    end

    switch(model)
        case 1
            run('NN_model');
        case 2
            run('REGRESS_model');
        case 3

```

```

        run('Fit_model');
    case 4
        run('Combined');

    otherwise
        display('!Error');
        return;
end

again=input('\n\n Загрузить другой метод
прогнозирования (y==Yes, n==No): ', 's');

end

figure(5);
bar(1, MAPE(:,1)); hold all;
bar(2, MAPE(:,2)); hold all;
bar(3, MAPE(:,3)); hold all;
bar(4, MAPE(:,4)); hold all;

legend('Искусственная нейронная сеть', 'Регрессия',
'Mетод экспоненциального сглаживания',
'Комбинированный');

title('Значение средней абсолютной ошибки', 'FontSize',
12, 'color', 'b'); ylabel('Погрешность
прогнозирования'); xlabel('Метод прогнозирования')

```

Программа для ИНС

```

%%% Искусственная нейронная сеть

in(1,:) = month; %месяц

in(2,:) = day; %число

```



```

in(3,:) = dayOfWeek; %день недели
in(4,:) = hour; %час
in(5,:) = preWeekSameHourLoad; % нагрузка в тот же
время на прошлой неделе
in(6,:) = preDaySameHourLoad; % нагрузка в тот же
время вчера
vin(1,:) = vmonth;
vin(2,:) = vday;
vin(3,:) = vdayOfWeek;
vin(4,:) = vhour;
vin(5,:) = vpreWeekSameHourLoad;
vin(6,:) = vpreDaySameHourLoad;

reTrain = input('Загрузить ранее подготовленную
нейронную сет или обучить новую \n(1 == загрузить ранее
подготовленную , r ==обучение новой): ','s');

if reTrain=='r' || reTrain=='R' ||
~exist('NNModel.mat', 'file')

    min_err = inf;

    disp('процесс обучения.....');

    display('Примечание. Если сеть не сходится через 30
минут, остановите обучение, нажав "Pause", "Stop
training", "Stop debugging");

    display('и перейдите в файл NN_model.m и измените
переменную desired_err на большее значение и повторите
попытку.');
```

```

    desired_err = 5;

    while min_err>desired_err
        for neurons_no = 1:3:22
```

```

net = newff(in, Load, neurons_no);
net.performFcn = 'mae';
net = train(net, in, Load);
NNpredicted = sim(net, vin);
% Mean absolute percentage error.
err      = vLoad - NNpredicted;
errpct   = abs(err)./vLoad*100;
MAPE(:,1) = mean(errpct(~isinf(errpct)));
fprintf('Current MAPE(Mean Absolute Percent
Error): %0.3f%%\n',MAPE);

if MAPE<min_err
    min_err= MAPE;
    if min_err <= desired_err
        break;
    end
end

end

end

end

fprintf('Средняя абсолютная процентная ошибка (Mean
Absolute Percent Error (MAPE)) для суточного прогноза
составила: %0.3f%%\n',MAPE);

x=input('Сохранить сеть? ( y ==yes , else==no):
','s');

if x=='y' || x=='Y'
    save NNModel.mat net
    display('Сеть сохранена');
end

```

```

else

    load NNModel.mat

    NNpredicted = sim(net, vin);

    % Mean absolute percentage error.

    err      = vLoad - NNpredicted;

    errpct = abs(err)./vLoad*100;

    MAPE(1,:) =mean(errpct(~isinf(errpct)));

    fprintf('\Средняя абсолютная процентная ошибка
(Mean Absolute Percent Error (MAPE)) для суточного
прогноза составила:  %0.3f%%\n',MAPE);

end

clear reTrain min_err desired_err neurons_no err x

figure(1);

t=[1:24];

stairs(t,NNpredicted); hold all;

legend('Прогнозируемая нагрузка', 'Актуальная
нагрузка');

title('Прогнозируемая нагрузка / Актуальная
нагрузка','FontSize', 12,'color','b'); ylabel('P,
кВт'); xlabel('t, ч')

```

Программа для регрессионного метода

```

%%% Регрессия

% generate predictors

clear in_regress vin_regress

in_regress(1,:) = preDaySameHourLoad;

in_regress(2,:) = pre24HourAverLoad ;

in_regress(3,:) = day;

```

```

in_regress(4,:) = dayOfWeek;
    vin_regress(1,:) = vpreDaySameHourLoad;
vin_regress(2,:) = vpre24HourAverLoad ;
vin_regress(3,:) = vday;
vin_regress(4,:) = vdayOfWeek;

    %% create regression coefficients b
fprintf('in progress.....');
[b,bint,r]=regress(Load',in_regress');
fprintf('done\n');

%% validate the Regression coefficients by evaluating
the input data
REGRESS_load=(in_regress'*b)';
err      = Load-REGRESS_load;
errpct  = abs(err)./Load*100;

%% use the Regression coefficients to forecast one day
ahead
REGRESSpredictd=(vin_regress'*b)';
err      = vLoad-REGRESSpredictd;
errpct  = abs(err)./vLoad*100;
MAPE(:,2) = nanmean(errpct(~isinf(errpct)));

    %% Plot of Actual load VS forecasted load
figure(2);
t=[1:24];
stairs(t,REGRESSpredictd); hold all;

```

```

legend('Прогнозируемая нагрузка', 'Актуальная
нагрузка');

title('Регрессия','FontSize', 12,'color','b');
ylabel('P, кВт');    xlabel('t, ч');

```

Программа для экспоненциального сглаживания

```

%%% Экспоненциальное сглаживание

%% create the model

ft_1 = fittype('fourier8');

fit_model_1 =
fit(preDaySameHourLoad(:,25:end)',Load(:,25:end)',ft_1)
;

%% use linear regression to get an average estimation

[b,bint,r]=regress(Load',[year' month' day' dayOfWeek'
hour' preDaySameHourLoad' pre24HourAverLoad']);

%% validate the model

avrege_load=( [year' month' day' dayOfWeek' hour'
preDaySameHourLoad' pre24HourAverLoad']*b)';

FIT_Load_1=fit_model_1(preDaySameHourLoad)';

FIT_load=(FIT_Load_1+ avrege_load)/2;

err      = Load- FIT_load;

errpct  = abs(err)./Load*100;

%% predict the load for one day ahead and avreage it
with regression

avrege_load=( [vyear' vmonth' vday' vdayOfWeek' vhour'
vpreDaySameHourLoad',vpre24HourAverLoad']*b)';

FIT_load_1=fit_model_1(vpreDaySameHourLoad)';

FIT_predicted=(FIT_load_1+ avrege_load)/2;

err      = vLoad- FIT_predicted;

```

```

errpct = abs(err)./vLoad*100;
MAPE(:,3) = nanmean(errpct(~isinf(errpct)));
figure(3);
t=[1:24];
stairs(t,FIT_predicted); hold all;
legend('Прогнозируемая нагрузка', 'Актуальная
нагрузка');
title('Обобщенное экспоненциальное
сглаживание', 'FontSize', 12, 'color', 'b'); ylabel('P,
кВт'); xlabel('t, ч')

```

Программа для комбинированного метода

```

%%% Комбинированный метод
%% generate predictors
Average_predicted =( FIT_predicted+ REGRESSpredicted +
NNpredicted)/3.0;
final(1,:)= Average_predicted-NNpredicted;
final(2,:)= Average_predicted-REGRESSpredicted;
final(3,:)= Average_predicted-FIT_predicted;
for i=1:length(final(1,:))
    for j = 1:3
        if min(abs(final(:,i))) == abs(final(j,i))
            out(i) = final(j,i);
        end
    end
end
end
%% calculate Mean Absolute percent Error
Comb_predicted=out+Average_predicted;

```

```
err      = vLoad-Comb_predicted;
errpct   = abs(err)./vLoad*100;
MAPE(:,4) = nanmean(errpct(~isinf(errpct)));

    %% Plot of Actual load VS forecasted load

figure(4);

t=[1:length(Average_predicted)];

stairs(t,Comb_predicted); hold all;

legend('Прогнозируемая нагрузка', 'Актуальная
нагрузка');

title('Комбинированный метод
прогнозирования', 'FontSize', 12, 'color', 'b');
ylabel('P, кВт'); xlabel('t, ч')
```

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт внедрения результатов диссертационной работы

Акционерное общество
«Научно-проектное объединение
«РИВС»
(АО «НПО «РИВС»)



✉ Россия, 199155, Санкт-Петербург,
ул. Железноводская, д. 11, лит. А
☎ [812] 321-57-05, 326-10-02
☎ [812] 327-99-61,
✉ e-mail: rivs@rivs.ru
ИНН/КПП 7801192307/780101001,
ОКПО 34374232,
ОГРН 1027800515588

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертации Василькова О.С.

на тему «Повышение энергоэффективности электротехнических комплексов горно-обогатительных предприятий с использованием систем накопления электроэнергии», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Диссертационная работа Василькова Олега Сергеевича посвящена решению актуальной научно-технической задачи повышения энергоэффективности электротехнических комплексов горно-обогатительных предприятий.

Теоретические и практические результаты, представленные в диссертации Василькова О.С., в частности, алгоритм определения мест подключения СНЭЭ, основанный на структурном анализе системы электроснабжения и оценке показателей графиков нагрузки узлов энергосистемы предприятия, представляет ценность при проектировании систем электроснабжения промышленных и административно-бытовых объектов. Представленный в работе комплексный подход при решении задач, связанных с внедрением СНЭЭ, будет использоваться при разработке технико-экономических обоснований подобных проектов.

АО «НПО «РИВС» заинтересовано в использовании результатов диссертационной работы Василькова О.С., при реализации новых проектов, а также при модернизации существующих электрических сетей на предприятиях горно-обогатительного комплекса.

Директор департамента проектирования
электроснабжения и электрооборудования
предприятий



Д.В.Ефремов
«05» июля 2021 г.

Назарова Н.В.
Тел.: +7 (812) 321-57-05 доб. 1153



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020661597

Программа для прогноза суточного графика нагрузки
предприятия с использованием различных методов
прогнозирования

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Васильков Олег Сергеевич (RU),
Соловьев Сергей Викторович (RU)*

Заявка № 2020660849

Дата поступления 24 сентября 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 28 сентября 2020 г.

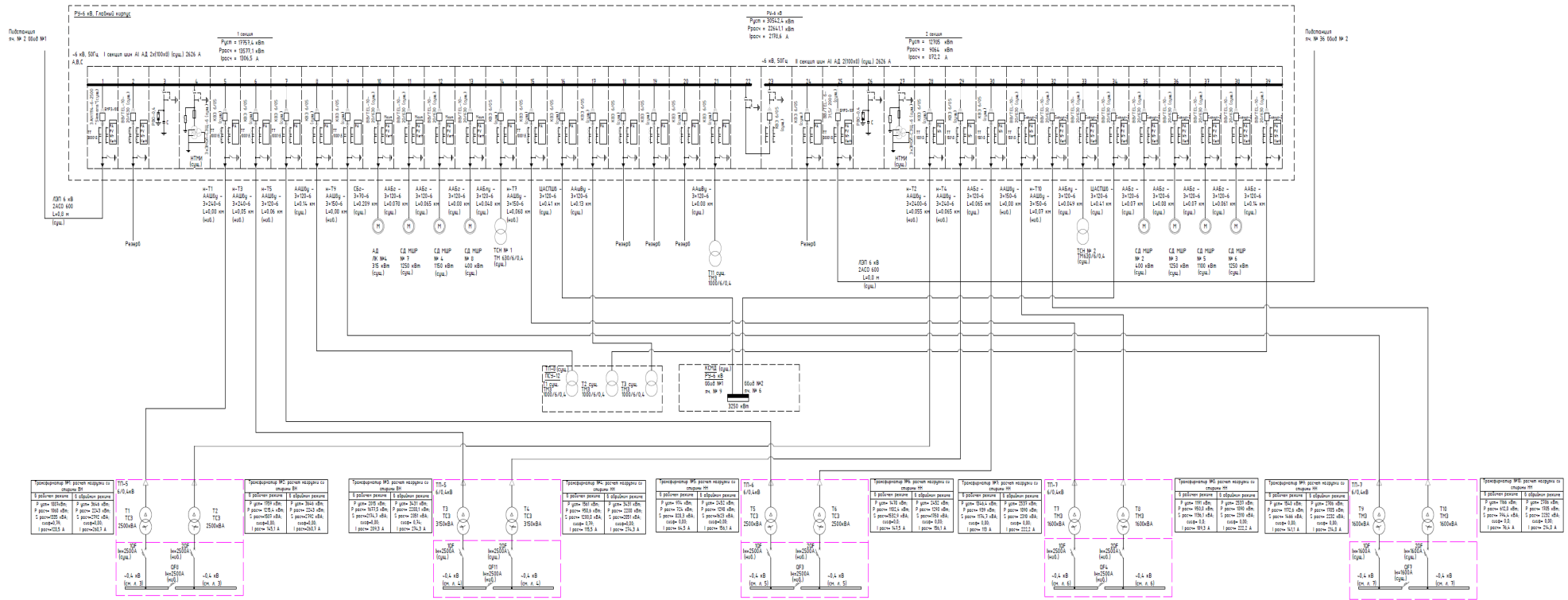


Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

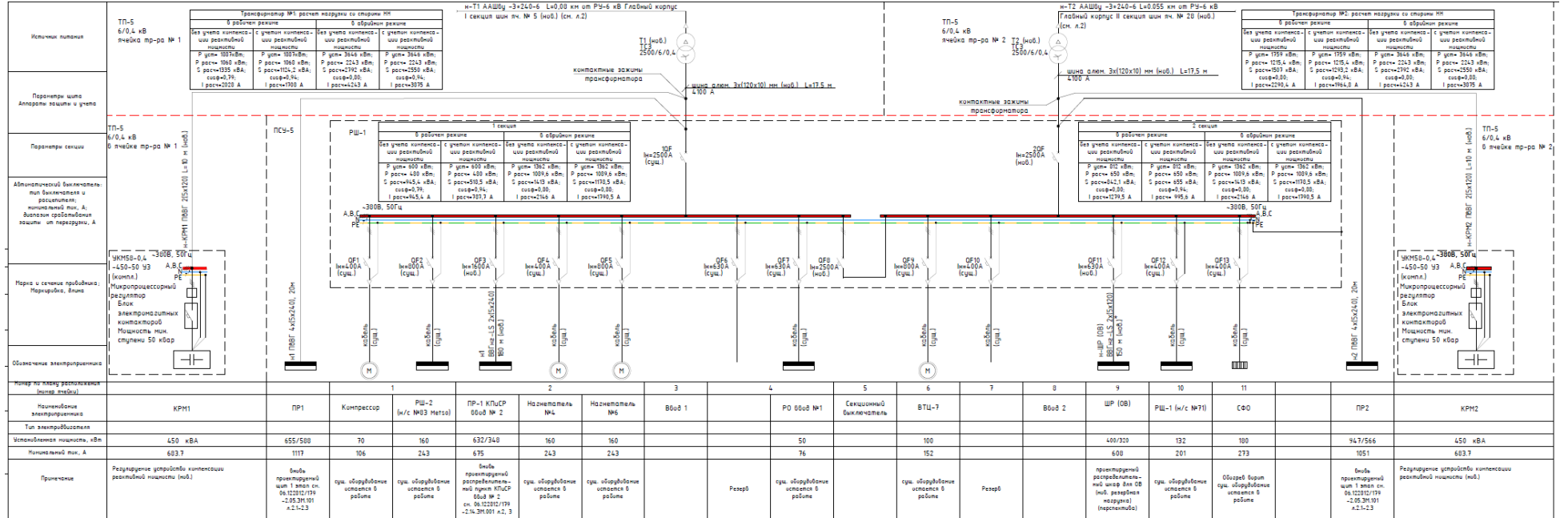
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Схема электроснабжения обогатительной фабрики



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Однолинейная схема РШ-1 (РШ-2 по аналогии)



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Суточное потребление электроэнергии в выбранных узлах

dt, ч	Узел 6	Узел 7	Узел 8	Узел 9
	Р, кВт	Р, кВт	Р, кВт	Р, кВт
0	350	550	350	160
0,5	350	550	350	160
1	300	200	350	200
1,5	300	200	350	200
2	260	160	350	250
2,5	260	160	350	250
3	230	430	350	320
3,5	230	430	350	320
4	250	450	350	380
4,5	250	450	350	380
5	320	520	350	400
5,5	320	520	350	400
6	350	400	350	450
6,5	350	400	350	450
7	340	260	350	450
7,5	340	260	350	450
8	380	300	350	400
8,5	380	300	350	400
9	430	400	350	380
9,5	430	400	350	380
10	400	550	350	320
10,5	400	550	350	320
11	250	500	350	250
11,5	250	500	350	250
12	200	500	350	200
12,5	200	500	350	200
13	350	300	350	160
13,5	350	300	350	160
14	390	250	350	200
14,5	390	250	350	200
15	400	350	350	250
15,5	400	350	350	250
16	350	300	350	320
16,5	350	300	350	320
17	330	260	350	380
17,5	330	260	350	380
18	350	200	350	400
18,5	350	200	350	400
19	400	500	350	450
19,5	400	500	350	450
20	450	380	350	450
20,5	450	380	350	450
21	450	350	350	400
21,5	450	350	350	400
22	420	300	350	380
22,5	420	300	350	380
23	400	250	350	320
	400	250	350	320