

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



КУЧАК СЕРГЕЙ ВИКТОРОВИЧ

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ЭЛЕКТРО-ГЕНЕРАТОРНОЙ  
УСТАНОВКИ И ЛИТИЙ-ИОННОГО НАКОПИТЕЛЯ  
С УЛУЧШЕННЫМИ ДИНАМИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
Харитонов Сергей Александрович  
доктор технических наук, профессор

Новосибирск – 2020

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СИСТЕМ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	15
1.1 Классификация систем автономного электроснабжения .....	15
1.2 Структурные схемы систем автономного электроснабжения.....	17
1.3 Система управления преобразователем.....	22
1.4 Режимы работы системы.....	24
1.5 Структурная схема системы электроснабжения.....	27
1.6 Оценка параметров СНЭ .....	30
Выводы по Главе 1 .....	34
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИТИЙ-ИОННОГО АККУМУЛЯТОРА.....	35
2.1 Исходные данные.....	35
2.2 Исследование характеристик аккумулятора .....	37
2.2.1 Зависимость напряжения разомкнутой цепи от состояния заряда....	37
2.2.2 Зарядная характеристика при различных уровнях напряжения заряда.....	43
2.2.3 Разрядные характеристики при различных уровнях тока разряда ....	45
2.2.4 Зависимость напряжения аккумулятора при импульсных токах разряда.....	49
2.3 Построение модели аккумулятора .....	50
2.3.1 Модель переходного процесса .....	50
2.3.2 Модель напряжения разомкнутой цепи.....	56
Выводы по Главе 2 .....	59

ГЛАВА 3 АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРО-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ.....	60
3.1 Исходные данные.....	60
3.2 Исследование работы электро-генераторной установки.....	63
3.3 Построение модели электро-генераторной установки.....	65
Выводы по Главе 3.....	70
ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	72
4.1 Модель силовой схемы.....	72
4.2 Режим ограничения активной выходной мощности генератора.....	74
4.3 Режим компенсации реактивной мощности нагрузки.....	82
4.4 Режим ограничения скорости изменения мощности генератора.....	85
Выводы по Главе 4.....	94
ГЛАВА 5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	96
5.1 Испытания системы накопления энергии мощностью 100 кВА.....	96
5.2 Испытания системы накопления энергии мощностью 1200 кВА.....	109
Выводы по Главе 5.....	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	116
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А Методика расчета параметров системы накопления энергии...127	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Протокол испытаний опытного образца системы накопления энергии.....133	
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акты внедрения научных результатов диссертации.....137	

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Одним из основных векторов развития современной энергетики является внедрение распределённой энергетики, в которой важное место занимают возобновляемые источники электроэнергии [1 – 6]. По данным Международного энергетического агентства, с каждым годом доля фотовольтаической, ветряной и гидроэнергетики становится все более существенной в общем объеме генерируемой электрической энергии [7]. В то время, как относительный среднегодовой прирост генерируемой мощности от невозобновляемых источников электрической энергии (НВИЭ) с каждым пятилетием снижается и в 2015 году составил не более 2 %, аналогичный параметр у электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) (гидро-, ветро-, геотермальные, приливные, а также фотовольтаические и тепловые солнечные электрические станции) составил 6 %. Стоит отметить, что среди перечисленных ВИЭ наибольшие среднегодовые темпы роста генерируемых мощностей имеют фотовольтаические (135 %) и тепловые (96 %) солнечные электростанции, а также ветроэлектростанции (29 %). К 2015 году доля энергии, вырабатываемой за счет возобновляемых источников энергии достигла более 21 %, из них 4,5 % – от энергии солнца и ветра, что в абсолютном значении составляет более 239 тыс. и 144 тыс. ГВт·ч соответственно.

Важным достоинством возобновляемой энергетики является возможность организации автономного электроснабжения, что является актуальным для большинства территорий, расположенных на достаточном удалении от централизованной энергосистемы. В свою очередь, данным системам присущи такие недостатки, как ограничение по максимальной величине генерируемой мощности, а также неравномерность генерации в зависимости от внешних условий среды. В связи с этим, для обеспечения резервирования в таких системах электроснабжения используют дополнительные источники [8 – 12], в частности, дизельные электростанции (ДЭС) – электрогенераторные установки, состоящие из

электроагрегата(ов) с двигателем внутреннего сгорания, или из двигателя-генератора(ов) с дизельным первичным двигателем (ДГУ), устройства управления и распределения электрической энергии и оборудования, необходимого для их автономной работы [13].

Известно, что ДГУ наиболее эффективно работают при нагрузке, близкой к номинальной. Длительная работа ДГУ при нагрузке близкой к холостому ходу может привести к ухудшению ее параметров и даже выходу из строя [14, 15]. Так как в течение дня нагрузка может значительно изменяться, необходимо решать проблему поддержания уровня загрузки ДГУ в оптимальном диапазоне. Кроме того, необходимо решить проблему устойчивости работы ДГУ при быстром сбросе или набросе нагрузки. Регламентированное время переходного процесса при набросе 100 % номинальной мощности ДЭС составляет 3 секунды, при этом отклонение напряжения может составлять  $\pm 20$  % [16]. При резкопеременном характере нагрузки инерционность работы установки может привести к снижению ресурса ДГУ и даже спровоцировать ее аварийный останов.

Влияние указанных недостатков систем электропитания от ВИЭ и ДГУ может быть минимизировано введением системы накопления энергии (СНЭ) с соответствующими способами управления [17 – 22]. Под СНЭ понимается установка с определенными границами, подключенная к электрической сети, включающая как минимум один накопитель электрической энергии, которая извлекает электрическую энергию из электроэнергетической системы, хранит эту энергию внутри себя в какой-либо форме и отдает электрическую энергию обратно в электроэнергетическую систему, которая включает в себя инженерные сооружения, оборудование преобразования энергии и связанное с ними вспомогательное оборудование [23]. В автономных системах электроснабжения СНЭ позволяют накапливать электрическую энергию в периоды низкого потребления и генерировать при дефиците мощностей генерации. Кроме того, использование СНЭ в качестве ограничителя скорости нарастания мощности на источник питания способно повысить стабильность и бесперебойность электроснабжения.

Обязательной частью СНЭ является накопительное устройство. Существуют различные типы накопителей: аккумуляторные, суперконденсаторные, маховиковые и прочее. В настоящее время одним из наиболее удобных способов накопить электрическую энергию остается применение электрохимических накопителей энергии – аккумуляторов. Преимуществами применения аккумуляторных батарей (АКБ) является отсутствие движущихся частей, масштабируемость, модульность. Литий-ионные аккумуляторы (далее – ЛИА) являются относительно новой и весьма перспективной технологией. Обладая высокой удельной плотностью, при аналогичной ёмкости, ЛИА будет легче своих свинцово-кислотных конкурентов в 4 – 9 раз (в зависимости от технологии), а по занимаемой площади ЛИА превосходит их в 3 – 6 раз. Кроме того, они обладают возможностью разряда высокими токами без значительной просадки напряжения, а при малых токах не уступают СКБ. Из недостатков ЛИА можно отнести недопустимость заряда при отрицательных температурах и относительно высокую стоимость. Последний недостаток с лёгкостью перекрывается продолжительным сроком службы и низкой стоимостью обслуживания. Преимущества ЛИА делают решения на их основе универсальными, компактными и надежными.

Важным свойством АКБ является безопасность. Все материалы, применяемые в современных ЛИА относятся к малоопасным, что позволяет утилизировать батареи с твердым бытовым мусором. В свою очередь никель-кадмиевые и свинцово-кислотные аккумуляторы содержат материалы, относящиеся к категории опасных отходов, что требует дорогой процедуры утилизации. Так, например, никель-металлогидридные аккумуляторы относятся к среднему классу токсичности.

Одним из способов реализации СНЭ с аккумуляторным накопителем является последовательное подключение источника питания и нагрузки посредством двукратного преобразования (так называемая схема back-to-back). Данная схема обладает следующими достоинствами:

- не требуется обеспечение синхронизации работы источника питания и инвертора напряжения;

- источник питания может эксплуатироваться с частотой, отличной от частоты нагрузки. В некоторых случаях это позволяет повысить КПД системы в целом;

К недостаткам данной схемы можно отнести:

- потери электроэнергии вследствие двойного преобразования (на выпрямителе и инверторе);

- преобразователь напряжения и АКБ должны быть рассчитаны на максимальную мощность нагрузки, что влечет за собой увеличение стоимостных и массогабаритных показателей системы.

Другой реализацией системы электроснабжения является схема с параллельным подключением источника питания и СНЭ, сформированной на базе инвертора напряжения и аккумуляторной батареи. Преимуществами такой реализации является повышенное значение КПД и меньшая себестоимость за счет отсутствия одного звена преобразования энергии, поскольку инвертор способен работать в обратном режиме – режиме активного выпрямителя (в англоязычной литературе *Active Front End mode*). Кроме того, номинальная мощность как источника питания, так и СНЭ может быть меньше пиковой мощности нагрузки, что позволяет оптимизировать массогабаритные и удельные показатели системы электроснабжения. В то же время, существует определенная сложность в выборе оптимального режима работы и соответствующих параметров источника питания и СНЭ. Кроме того, необходимо обеспечить устойчивость работы системы, состоящей из двух генераторов конечной мощности, работающих на общую нагрузку в параллельном режиме.

Для потребителя, имеющего нагрузку резкопеременного характера, расположенную в удаленном регионе и эксплуатируемую в автономном режиме на протяжении продолжительного срока, повышение бесперебойности и стабильности электроснабжения, экономия топлива, ресурса двигателя и батареи, уменьшение габаритов и стоимости системы электроснабжения в целом являются

преимущественными и весомыми параметрами системы. Исходя из этого, можно сделать вывод, что дизель-генераторная установка, работающая параллельно с системой накопления энергии является актуальным решением для потребителей, находящихся вне системы централизованного электроснабжения, в частности, имеющие в качестве основного источника питания систему генерации электроэнергии на основе ВИЭ.

### **Степень разработанности темы**

Вопросы разработки, моделирования, проектирования, а также эксплуатации систем накопления энергии, с каждым годом становятся все более актуальными. Разработкой и производством оборудования для промышленных систем накопления энергии на базе аккумуляторных батарей занимаются такие предприятия как «ABB», «Fluence», «Eaton», «Schneider Electric», «SMA», «СПТ», «СНЭ», «МикроАРТ». Решению схемотехнических и алгоритмических задач, применимых в СНЭ, разработке достоверных моделей гибридных систем электроснабжения, повышению энергоэффективности и надежности электротехнических комплексов с применением СНЭ посвящено достаточное количество научных работ зарубежных и отечественных ученых. Среди них следует отметить труды Ворошилова А. Н., Груздева А. И., Дыбко М. А., Жемерова Г.Г., Зиновьева Г. С., Зырянова В. М., Денщикова К.К., Штанга А. А., Щурова Н. И., Харитоновна С. А., *Akagi H., Aredes M., Kanazawa Y., Lawrance W. B., Nabaе A., Nayar C. V., Wichert B.* и др.

Как отмечено ранее, стабильность работы электро-генераторных установок определяется как максимально допустимой мощностью, так и скоростью нарастания ее величины. Несмотря на высокое быстродействие современных систем управления, большинство существующих способов управления инвертором напряжения в составе СНЭ имеют своей целью фиксацию установившегося значения мощности. При этом остается не решенной проблема совместной работы систем накопления энергии совместно с электро-генераторными установками в условиях резкопеременной нагрузки, пиковые значения мощности которой сопоставимы с номинальной мощностью ЭГУ, в



частности повышение стабильности частоты и амплитуды напряжения на выходе генератора в момент коммутации нагрузки.

**Целью диссертационной работы является** улучшение качества электрической энергии в системе электроснабжения на базе электро-генераторной установки при резкопеременной нагрузке путем применения системы накопления энергии с предложенными параметрами и способами управления.

**Задачи исследования.** Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ особенностей эксплуатации аккумуляторных СНЭ, на основе которого сформировать требования к их структуре;
- исследовать функционирование аккумуляторного элемента в различных режимах и определить параметры его схемы замещения и математической модели на примере литий-железо-фосфатного аккумулятора;
- определить параметры переходных процессов при работе ЭГУ на резкопеременную нагрузку, сформировать имитационную модель ЭГУ, отражающую данный режим работы;
- разработать способ управления инвертором напряжения в составе исследуемой системы электроснабжения в режиме резкопеременной нагрузки;
- сформировать имитационную модель системы электроснабжения в целом, исследовать особенности работы при работе с разработанными способами управления;
- провести экспериментальные испытания вновь разработанных способов управления с целью подтверждения результатов имитационного моделирования.

**Объект и предмет исследования.** Объектом исследования является система электроснабжения на основе дизель-генераторной установки и аккумуляторного накопителя электрической энергии с инвертором напряжения. Предметом исследования являются такие параметры электрических процессов как длительность и характер переходного процесса, а также амплитуда колебаний напряжения и частоты при различных режимах работы системы.

**Научная новизна полученных результатов:**

1. Установлена зависимость напряжения в звене постоянного тока трехфазного мостового инвертора от максимальной мощности и  $\cos\varphi$  нагрузки, кратности частоты коммутации силовых ключей и частного коэффициента гармоник тока на частоте коммутации.

2. Установлены зависимости величины параметров схемы замещения процессов концентрационной поляризации  $LiFePO_4$  аккумулятора большой ёмкости от силы тока, определяющие параметры переходных процессов при набросе мощности на аккумулятор.

3. Разработаны способы управления инвертором напряжения, позволяющие регулировать скорость изменения мощности на выходе источника питания при неизменном профиле нагрузки.

**Практическая значимость работы** заключается в следующем:

1. Сформирована методика определения минимальной величины напряжения в звене постоянного тока инвертора напряжения и максимальной индуктивности буферного реактора, обеспечивающая с точностью до 5 % задание величины максимальной мощности на выходе накопителя с известной величиной косинуса угла нагрузки и с точностью не более 4 % – задание частного коэффициента пульсации тока на частоте коммутации, вносящего существенный вклад в полный коэффициент гармоник.

2. Разработана верифицированная компьютерная модель дизель-генераторной установки, представляющая с погрешностью не более 2 % пиковые значения колебаний напряжения и частоты в режиме резкопеременной нагрузки с величиной перепадов мощности равной 60 % от номинальной мощности ДГУ.

3. Определены параметры схемы замещения  $LiFePO_4$  аккумулятора большой ёмкости, характеризующие с погрешностью не более 2 % импульсный режим разряда аккумулятора.

4. Сформированы способы управления инвертором напряжения, позволяющие регулировать скорость изменения мощности на выходе источника питания при неизменном профиле нагрузки.

Результаты диссертационного исследования использованы при составлении инструкции по эксплуатации  $LiFePO_4$  аккумуляторов ООО «Лиотех», а также при проектировании аккумуляторных батарей и накопителей электрической энергии на основе данных аккумуляторов.

Предложенный способ управления реализован в системе управления инвертором напряжения при разработке опытных образцов систем накопления энергии номинальной мощностью 100 и 1200 кВА ООО «СНЭ» (г. Новосибирск).

### **Методы исследования**

В работе использованы методы математического и имитационного моделирования, методы управления сложными объектами с использованием ПИ-регуляторов и математического описания работы устройства, лабораторные и экспериментальные испытания разработанных технических решений. Имитационное моделирование проводилось в среде *PSIM*.

### **На защиту выносятся следующие положения:**

1. Представленная методика оценки параметров элементов системы накопления энергии в зависимости от величины максимальной мощности,  $\cos\varphi$  нагрузки и частного коэффициента гармоник тока на частоте коммутации позволяет определить с допустимой точностью требуемую индуктивность буферного реактора инвертора напряжения и число элементов аккумуляторной батареи.

2. Предложенные параметры схемы замещения литий-ионного аккумулятора большой ёмкости соответствуют импульсному и длительному разряду реального объекта.

3. Разработанная компьютерная модель дизель-генераторной установки отражает работу реального объекта в режиме резкопеременной нагрузки.

4. Разработанные способы управления инвертором напряжения в составе системы электроснабжения улучшают динамические свойства системы электроснабжения на основе электро-генераторной установки за счет снижения перепадов по частоте и амплитуде напряжения на ее выходе (теоретически до пренебрежимо малых величин).

**Достоверность результатов** подтверждается корректностью применяемого математического аппарата и методов математического моделирования, сходимостью результатов вычислительных и натуральных экспериментов.

**Апробация исследований** проведена в рамках следующих мероприятий:

1. VIII и X Всероссийские научные конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (НТИ-2014, НТИ-2016), Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск;

2. 53-ая Международная научная студенческая конференция МНСК-2015, Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск;

3. 15-ая, 16-ая, 17-ая, 18-ая Международные конференции молодых специалистов по микро/нанотехнологиям и электронным приборам (EDM 2014 – 2017 г.г), Новосибирский государственный технический университет, Эрлагол;

4. 21ая Международные конференции молодых специалистов по микро/нанотехнологиям и электронным приборам (2020 г.г), Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск.

### **Публикации**

Основные положения по теме исследования представлены в 15 печатных работах, 2 из которых в ведущих журналах, рекомендованных списком ВАК, 9 – в журналах и трудах научных конференций, индексируемых в международных базах *Web of Science* и/или *Scopus*, а также 2 патента на изобретение РФ.

### **Личный вклад автора**

Автор непосредственно принимал участие в составлении программы и методики проведения комплексного исследования характеристик литий-ионных аккумуляторов, а также в анализе полученных характеристик. Участвовал в испытаниях дизель-генераторной установки и обработке полученных результатов. Предложил и разработал модели дизель-генераторной установки и литий-ионного аккумулятора. Предложил и разработал способ линейного изменения составляющих мгновенной мощности генератора. Участвовал в испытаниях опытных образцов системы накопления энергии, функционирующей совместно с

дизель-генераторной установкой и газо-поршневой установкой, а также в анализе полученных характеристик.

### **Соответствие паспорту специальности**

Исследования, выполненные в диссертационной работе, соответствуют формуле и пунктам 1, 3, 4 паспорта специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы»:

1. Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем

3. Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления

4. Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов и систем в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы, 3 приложений. Она содержит 138 страниц основного текста, 81 рисунок, 15 таблиц, библиографический список из 75 наименований.

**Во введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи работы, описаны методы исследований, изложены сведения о научной новизне и практической значимости, приведены основные положения, выносимые на защиту.

**В первой главе** приведены результаты анализа принципов построения систем автономного электроснабжения в различных сферах применения, обоснована необходимость применения в них аккумуляторных систем накопления энергии (СНЭ). Проведен обзор возможных режимов работы СНЭ в системе электроснабжения, представлен способ управления инвертором напряжения. Осуществлен анализ выбранной структуры СНЭ, сформирована методика

определения предельных значений параметров схемы инвертора напряжения, обеспечивающих генерацию мощности с заданными характеристиками.

**Во второй главе** рассмотрены особенности функционирования электрохимических накопителей электрической энергии в различных режимах работы, выбрана схема замещения аккумулятора. Представлены результаты комплексного исследования параметров литий-железо-фосфатного аккумулятора большой ёмкости, определены параметры элементов схемы замещения. В среде *PSIM* сформирована имитационная модель, при помощи которой получены результаты, соответствующие экспериментальным данным.

**В третьей главе** представлены результаты исследования параметров переходного процесса электро-генераторной установки на примере дизель-генераторной электрической станции средней мощности, работающей в условиях резкопеременной нагрузки. В результате анализа сформирована структура и схема имитационной модели в среде *PSIM*, позволяющей получить требуемую длительность и характер переходного процесса по частоте и амплитуде генерируемого напряжения.

**В четвертой главе** сформулированы требования к способу управления инвертором напряжения в составе СНЭ, работающей совместно с ЭГУ в режиме резкопеременной нагрузки. Сформированы структуры системы управления, позволяющие снизить скорость нарастания мощности на генераторной установке при неизменном профиле нагрузки. В среде *PSIM* проведено имитационное моделирование исследуемой системы электроснабжения при введении СНЭ с разработанными способами управления, произведен сравнительный анализ полученных результатов.

**В пятой главе** представлены результаты экспериментальное исследование опытных образцов системы накопления энергии номинальной мощностью 100 и 1200 кВА, предназначенный для совместной работы с дизель-генераторной и газопоршневой установкой соответственно в режиме резко-переменной нагрузки.

**В приложениях** представлены методика и пример расчета параметров системы накопления энергии, протокол испытаний опытного образца системы накопления энергии, а также акты внедрения научных результатов.

# ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СИСТЕМ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 1.1 Классификация систем автономного электроснабжения

С точки зрения сферы применения системы автономного электроснабжения (САЭС) могут быть разделены на САЭС для мобильных и стационарных объектов, при этом выполняя роль как единственного источника питания (полностью автономные системы электроснабжения), так и резервного или временного. К мобильным объектам относятся авто- и электромобильный, а также гибридный транспорт, авиа-космические объекты, суда и плавучие станции, преобладающее число строительной, сельско-хозяйственной техники и техники специального назначения. Системы электроснабжения могут применяться на данных объектах для обеспечения питания электропривода движителей и механизмов и/или электроснабжения собственных нужд. К САЭС стационарных объектов стоит отнести объекты распределенной энергетики, системы *Smart Grid*, энергосистемы автономных объектов вне централизованной сети, резервные и аварийные САЭС. САЭС могут быть сформированы на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), электро-генераторных установок (ЭГУ), систем накопления энергии (СНЭ), а также их комбинаций. Визуальное представление классификации САЭС представлено на Рисунке 1.1.

Как видно из Рисунка 1.1, практически все САЭС могут быть сформированы на базе электро-генераторной установки. Исключение составляют только объекты, имеющие ограничения, связанные с вентиляцией, экологической обстановкой или условиями атмосферы: содержание в воздухе взрывоопасных газов, космические, подземные и подводные объекты. В большинстве случаев альтернативой ЭГУ для формирования САЭС служат электростанции на основе возобновляемых источников энергии: солнечные (фотовольтаические и тепловые), ветро-, гидро-, геотермальные, приливные и другие электрические станции.

Эффективность и бесперебойность работы САЭС зависят от количества совместно работающих и резервных источников питания, а также от распределения нагрузки между ними. Так энергосистема на базе солнечной



ВИЭ – возобновляемые источники энергии, ЭГУ – электро-генераторная установка, СНЭ – система накопления энергии

Рисунок 1.1 – Классификация систем автономного электроснабжения

фотовольтаической или тепловой станции не способна вырабатывать достаточное количество энергии в темное время суток, при сильной облачности, тумане и прочих осадках, генерируемая мощность зависит от времени года и суток. Нестабильность генерации присуща и другим возобновляемым источникам энергии [24-26]. Эксплуатация электро-генераторных установок ограничена скоростью запуска установки, объемом топливного бака, высоким удельным расходом топлива и резким сокращением моторесурса при работе на мощностях близких к холостому ходу, высокой стоимостью доставки топлива в удаленные районы [14, 27-28]. Таким образом, в обоих случаях необходимым является введение дополнительного источника энергии, обладающего высокой скоростью запуска, способного поддерживать электроснабжение в периоды простоя или ремонта основного источника питания. Данным источником может служить система накопления энергии, принимающая излишки электроэнергии при низкой нагрузке и являющаяся при необходимости дополнительным или резервным



генератором [29]. Данное преимущество актуально для САЭС как стационарных, так и мобильных объектов.

## 1.2 Структурные схемы систем автономного электроснабжения

В связи с разнообразием применений САЭС и большим количеством возможных источников электрической энергии, существует множество различных структурных реализаций данных систем. Рассмотрим ряд примеров САЭС стационарных объектов, включающих в свой состав СНЭ.

На Рисунке 1.2 представлена структурная схема последовательной гибридной САЭС [11, 30]. Здесь в качестве основного источника питания используется дизель-генераторная установка ДГ, подключенная посредством регулятора заряда РЗ к аккумуляторной батарее АБ. В промежуточное звено постоянного тока между РЗ и АБ включается возобновляемый источник энергии ВИЭ. Питание нагрузки Н производится от АБ за счет инвертора напряжения Инв.

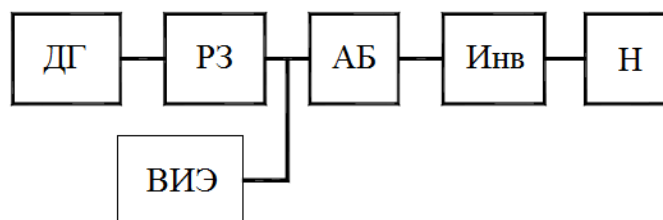


Рисунок 1.2 – Структурная схема последовательной системы электроснабжения

Данная структура позволяет задать номинальную мощность ДГ и РЗ на уровне средней мощности нагрузки, что снижает стоимость и массогабаритные показатели всей системы. При этом, в периоды существенной генерации от ВИЭ, мощность на выходе ДГ может быть снижена, а при низкой нагрузке возможно и отключение ДГ. Поскольку питание нагрузки напрямую зависит от накопителя, качество генерируемой мощности зависит от инвертора напряжения, а номинальная мощность инвертора и допустимая мощность на выходе АБ должны быть рассчитаны на пиковую мощность нагрузки. Кроме того, выход из строя инвертора прекращает энергоснабжение потребителя, что является существенным недостатком данной системы. Кроме того, необходимость в двойном

преобразовании энергии отражается на увеличении потерь и, соответственно, снижении КПД системы в целом.

Структурная схема реализации на фотовольтаических солнечных панелях СП, размещенных в звене постоянного тока, рассматривается в работах [31-34]. На рисунке 1.3. представлена структура из [32], отличием которой является подключение СП посредством регулятора мощности РМ. В [33] совместно с ДГ к звену переменного тока подключены ветро-генераторные установки. В качестве резервного источника питания нагрузки Н используется дизель-генератор ДГ. Аккумуляторная батарея АБ подключена к звену постоянного тока посредством регулятора заряда РЗ. Инвертор Инв используется в двунаправленном ДН режиме, в основном передавая энергию из звена постоянного тока в нагрузку.

Преимуществами данной структуры является подключение солнечной генерации на общее звено постоянного тока, что позволяет направлять энергию солнечных панелей в нагрузку, минуя промежуточное звено АБ. При этом только излишки генерируемой мощности идут на заряд АБ. В таком случае, номинальная мощность РМ, РЗ и Инв должна равняться пиковой мощности нагрузки, но значительную часть времени РЗ слабо загружен. Недостатками данной системы является необходимость отсутствие резервирования инвертора. Так при выходе его из строя невозможен становится заряд АБ от ДГ и передача энергии из звена постоянного тока в нагрузку.

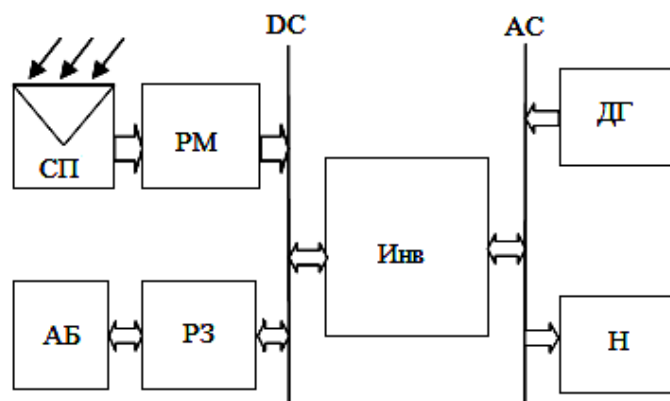


Рисунок 1.3 – Структурная схема солнечно-дизельного комплекса

В работе [35] представлен ветро-дизельный комплекс (ВДК), структурная схема которого изображена на Рисунке 1.4. В качестве основного источника

энергии используется ветряной генератор (ВГ), подключаемый к потребителю посредством буферного аккумуляторного накопителя. Посредством регулятора заряда (РЗ) ВГ производит заряд аккумуляторной батареи (АБ). Энергия от АБ поступает в нагрузку (Н) через инвертор Инв, подключенного к блоку управления (БУ). Дизель-генератор (ДГ) выполняет в роль резервного источника питания, запуск производится только при слабом ветре и низком заряде аккумуляторной батареи. Для осуществления заряда АБ и питания потребителя в данном режиме используется регулятор нагрузки ДГ (РН). При достижении заданного уровня заряда АБ, ДГ отключается, потребитель получает питание от АБ. Подобная структура также рассматривается в ряде работ [36-37].

Достоинством данной структуры является резервирование как источников, так и преобразователей. Так при выходе из строя ветрогенератора или регулятора заряда система может поддерживать работоспособность в течение продолжительного времени за счет ДГ и РН. В свою очередь, отказ РН также не приведет к прерыванию электроснабжения, лишь снизив загрузку ДГ. Из недостатков реализации можно выделить невозможность питания нагрузки непосредственно от ВГ, тем самым повышая номинальную мощность инвертора на уровень пиковой мощности нагрузки. Кроме того, вследствие неравномерности ветрогенерации номинальная мощность ВГ и РЗ должна быть значительно больше средней мощности нагрузки.

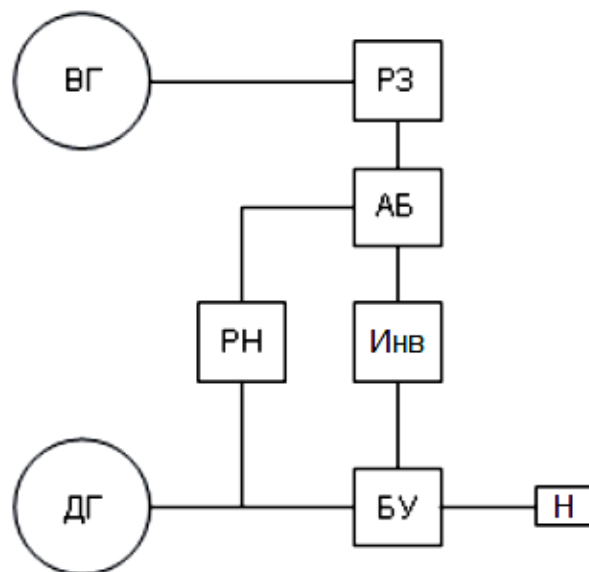


Рисунок 1.4 – Структурная схема ветро-дизельного комплекса

На Рисунке 1.5 представлена структурная схема гибридной САЭС на основе ВИЭ, ДГУ и СНЭ, сформированная на основании результатов работ [38-43]. В работах в качестве ВИЭ рассматриваются солнечные панели, ветрогенераторы и их комбинации. Особенностью данной реализации является подключение каждого источника к общему звену переменного тока. В таком случае, ВИЭ способны непосредственно обеспечивать питанием нагрузку, исключая промежуточное звено постоянного тока.

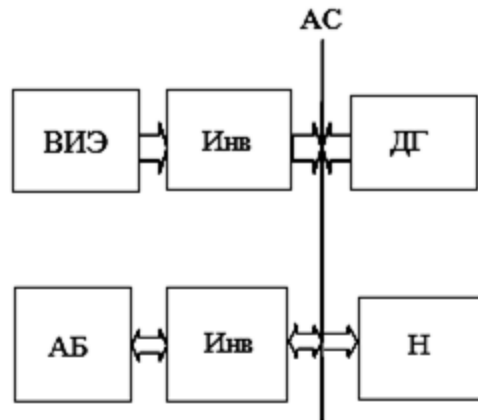


Рисунок 1.5 – Структурная схема параллельной системы электроснабжения

Непосредственное подключение каждого источника питания к нагрузке делает их работу независимой от неполадок или простоя остальных источников. При этом сохраняется возможность накопления излишек энергии в АБ и возможность резервирования за счет ДГ. В свою очередь, исключение звена постоянного тока приводит к возникновению дополнительного этапа преобразования энергии при заряде АБ от ВИЭ, что соответствующим образом скажется на КПД системы в данном режиме работы. Также возникает необходимость согласования работы преобразователей при недостаточной генерации от ВИЭ. Данный факт требует согласования источников, введения соответствующей системы управления, отслеживающей как потребности нагрузки, так и возможности генерации от источников. В качестве инструмента регулирования используется СНЭ.

На основании проведенного обзора САЭС стационарного назначения можно сделать следующие выводы:

1) Большинство САЭС включают в состав дизель-генераторные установки в качестве основного или резервного источника питания.

2) Практически все САЭС содержат в составе систему накопления энергии.

3) Структуры с параллельным подключением источников питания и СНЭ к нагрузке обеспечивают высокие показатели бесперебойности электроснабжения.

4) Для подключения ВИЭ к нагрузке требуется собственное преобразовательное устройство с соответствующей системой управления.

Таким образом, исследуемая система электроснабжения должна представлять собой параллельное соединение ЭГУ и СНЭ, как представлено на Рисунке 1.6. Подобная подключение СНЭ к ЭГУ позволяет обеспечить поддержание загрузки генератора на высоком уровне, гарантирует бесперебойность электроснабжения в течение определенного времени при выходе из строя одного из источников, обеспечивает высокое быстродействие при резкопеременной нагрузке, и при применении соответствующих способов управления позволяет регулировать показатели качества электрической энергии [44-46]. К примеру, возможным становится компенсация реактивной составляющей мощности нагрузки, что приведет к снижению мощности потерь на генераторе и, следовательно, росту КПД всей системы. Кроме того, номинальная мощность ДГУ в такой системе может быть рассчитана на среднюю мощность нагрузки, пики мощности могут быть компенсированы генерацией от СНЭ.

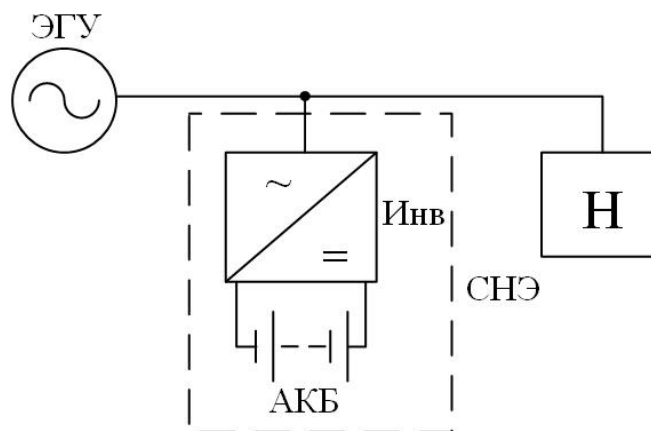


Рисунок 1.6 – Исследуемая система электроснабжения

### 1.3 Система управления преобразователем

В качестве системы управления преобразователем принимаем систему, основанную на преобразовании Парка-Горева [47] и теории мгновенной мощности Акаги [48]. Принцип преобразования Парка-Горева заключается в переходе от трехфазной системы  $(abc)$  к однофазной системе с двумя ортогональными векторами во вращающейся системе координат  $(dq0)$ . В свою очередь, теория Акаги, которая получила название  $p$ - $q$ -теория вычисления мгновенной мощности, полную мгновенную мощность подразделяют на действительную  $p$  и мнимую  $q$  мгновенную мощность. Рассмотрим на примере мощности нагрузки:

$$\begin{cases} p = \overline{p} + p \\ q = \overline{q} + q \end{cases} \quad (1.1)$$

где  $p_Z$  и  $q_Z$  – действительная и мнимая составляющие мгновенной мощности нагрузки,  $\overline{p}_Z$  и  $p_Z$  – активная и пульсационная составляющие действительной мгновенной мощности нагрузки,  $\overline{q}_Z$  и  $q_Z$  – реактивную и пульсационную составляющие мнимой мгновенной мощности нагрузки:

$$\overline{p}_Z = u_{Zd} \cdot i_{Zd} \quad (1.2)$$

$$p_Z = u_{Zq} \cdot i_{Zq} \quad (1.3)$$

$$\overline{q}_Z = u_{Zq} \cdot i_{Zd} \quad (1.4)$$

$$q_Z = -u_{Zd} \cdot i_{Zq} \quad (1.5)$$

где  $u_{Zd}$ ,  $u_{Zq}$  – сигналы обратной связи по  $d$ - и  $q$ -составляющим напряжения на нагрузке;

$i_{Zd}$ ,  $i_{Zq}$  – сигналы обратной связи по  $d$ - и  $q$ -составляющим тока в нагрузке.

Применение этих теорий позволяет существенно упростить систему управления. Система выражений для задания тока в цепи инвертора напряжения представлено в (1.6). Структурная схема системы управления представлена на Рисунке 1.7. Обозначения на рисунке, кроме указанных выше, следующие:

–  $p_{Gref}$ ,  $q_{Gref}$  – сигналы задания на величину  $d$ - и  $q$ -составляющих мощности на выходе источника питания,

- $i_{Id}, i_{Iq}$  – сигналы обратной связи по  $d$ - и  $q$ -составляющие тока накопителя,
- $i_{Idref}, i_{Iqref}$  – сигналы задания на  $d$ - и  $q$ -составляющие тока накопителя,
- $i_{Iderr}, i_{Iqerr}$  – сигналы ошибки по  $d$ - и  $q$ -составляющим тока накопителя,
- $u_{dref}, u_{qref}$  – сигналы задания на  $d$ - и  $q$ -составляющие напряжения на выходе накопителя.

$$\begin{cases} i_{Idref} = \frac{P_{Iref} \cdot u_{Zd} + q_{Iref} \cdot u_{Zq}}{u_{Zd}^2 + u_{Zq}^2} \\ i_{Iqref} = \frac{P_{Iref} \cdot u_{Zq} - q_{Iref} \cdot u_{Zd}}{u_{Zd}^2 + u_{Zq}^2} \end{cases} \quad (1.6)$$

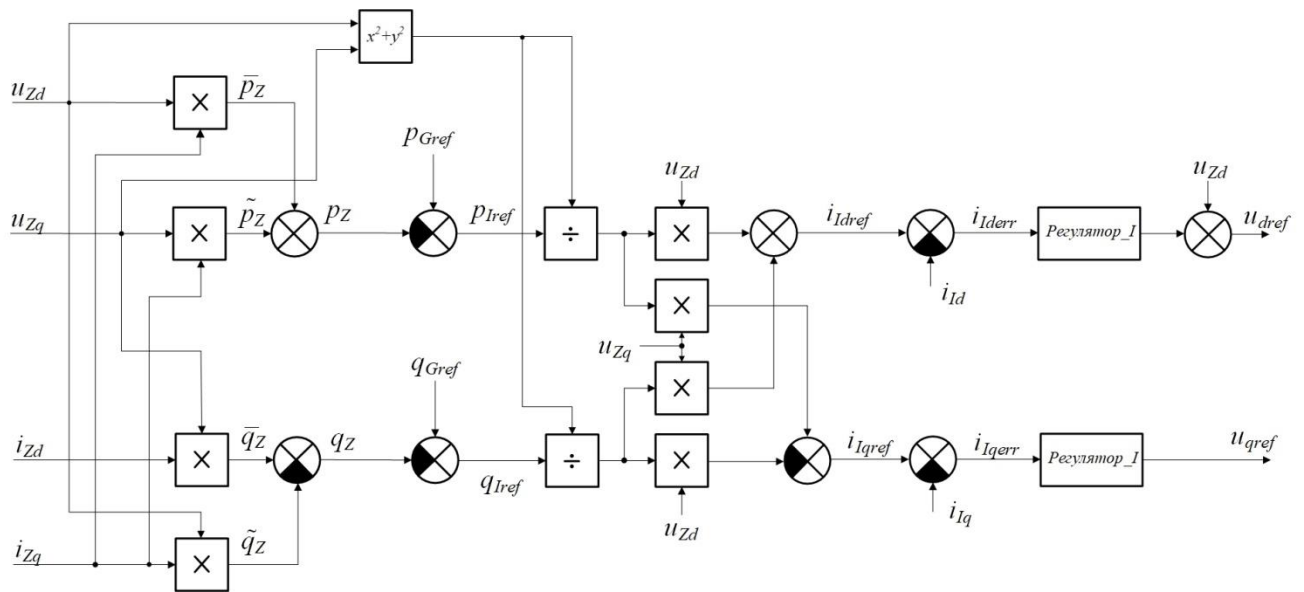


Рисунок 1.7 – Структурная схема системы управления преобразователем

Система управления сформирована таким образом, чтобы стабилизировать действительную и мнимую составляющие мгновенной мощности на выходе накопителя на заданном уровне, тем самым регулировать потребляемый от генератора ток во вращающейся системе координат, т.е. способна к регулированию коэффициента мощности на выходе генератора. Для оптимизации быстродействия схемы в динамических режимах работы и величины ошибки в статических режимах в системе управления используются пропорционально-интегральные регуляторы тока. От сигнала задания на действительную и мнимую составляющую мгновенной мощности генератора  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  зависит режим работы системы в целом.

## 1.4 Режимы работы системы

С точки зрения распределения нагрузки, для системы с параллельным подключением ЭГУ и СНЭ возможны следующие режимы работы системы:

*Функционирование только СНЭ:* данный режим возможен при низком уровне нагрузки и достаточном уровне заряда аккумуляторной батареи. В таком случае преобразователь функционирует в режиме инвертора, АКБ разряжается, а ЭГУ отключена. В таком случае, задание  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  должно равняться нулю. Данный режим необходим для обеспечения резервного питания при проведении сервисного обслуживания ЭГУ и/или устранении неполадок в генераторной системе, а также в случаях, когда уровень нагрузки значительно мал относительно номинальной мощности генератора.

*Функционирование только ЭГУ:* такой режим применим при высоком уровне заряда АКБ и уровне нагрузки близком к номинальной мощности ДГУ. В таком случае ДГУ питает нагрузку, а накопитель находится в режиме ожидания или на сервисном обслуживании. В таком случае, задание  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  должно равняться  $p_Z$  и  $q_Z$  соответственно.

*Параллельная работа ЭГУ и СНЭ:*

– *Режим когенерации мощности накопителем:* режим работы, необходимый при пиковом уровне нагрузки, в случае, если длительность набросов мощности нагрузки с уровнем больше номинальной мощности генераторной установки составляет единицы-десятки минут, что является недостаточным условием для ввода резервного ЭГУ, но способно привести к аварийному режиму работы основного ЭГУ. С точки зрения эффективности, при переходе к данному режиму уровень заряда батареи должен быть максимальным. Преобразователь функционирует в качестве инвертора, батарея разряжается, ЭГУ работает в номинальном режиме. Задание  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  должно равняться максимально допустимым значениям составляющих мгновенной мощности генераторной установки  $p_{Gmax}$  и  $q_{Gmax}$  соответственно.



– *Режим потребления дополнительной мощности накопителем:* режим работы, необходимый при низком уровне нагрузки для поддержания загрузки ЭГУ. По аналогии с предыдущим режимом, данный режим применим в случае, если длительность сбросов мощности нагрузки с уровнем меньше номинальной мощности генераторной установки составляет десятки минут, поскольку длительная работы в режиме, близком к холостому ходу может привести к негативным последствиям в двигательной части генераторной установки. При переходе к данному режиму уровень заряда батареи должен быть достаточным для обеспечения приема избыточной энергии. Преобразователь функционирует в качестве выпрямителя, батарея заряжается, ЭГУ работает в номинальном режиме. Задание  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  должно равняться минимально допустимым значениям составляющих мгновенной мощности генераторной установки  $p_{Gmin}$  и нулю соответственно.

– *Режим компенсации реактивной мощности накопителем:* режим работы, необходимый при высоком уровне реактивной составляющей нагрузки. Данный режим применим в условиях, когда длительность набросов реактивной мощности составляет десятки минут, а уровень активной мощности – близок к номинальной мощности генераторной установки. В случае централизованного электропитания данный режим также становится актуальным при введении повышенных тарифов на потребляемую от сети реактивную мощность. При переходе к данному режиму уровень заряда батареи должен быть максимальным. Преобразователь функционирует в качестве активного силового фильтра, батарея разряжается, ЭГУ работает в номинальном режиме. Задание  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  должно равняться действительной составляющей мгновенной мощности нагрузки  $p_Z$  и нулю соответственно.

– *Режим ограничения скорости изменения мощности генератора:* режим работы, необходимый при резкопеременном характере нагрузки, когда величина набросов и сбросов сопоставима с номинальной мощностью, максимальный уровень – ниже номинальной мощности ЭГУ, длительность сбросов и/или набросов – единицы-десятки секунд. Данный динамический режим может

привести к механическим повреждениям двигательной части установки, а также отрицательно сказывается на качестве переходных процессов. Для обеспечения возможности как приема, так и отдачи пиковых уровней мощности накопителем при переходе к данному режиму уровень заряда батареи должен находиться на уровне 60 – 70 % от номинального значения. В зависимости от направления потока мощности, преобразователь функционирует в качестве инвертора/выпрямителя, батарея разряжается/заряжается, ЭГУ работает в номинальном режиме. Задание  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  должно представлять собой функцию от времени, согласно которой должна ограничиваться скорость изменения соответствующей составляющей мгновенной мощности.

Объединяя эти режимы в группы, можно сформировать две стратегии работы [49]. Первая предполагает непрерывный режим работы ЭГУ. Вторая – ЭГУ работает ограниченное время, в течение которого происходит заряд АКБ или питание нагрузки от двух источников. Оставшуюся часть времени нагрузка питается от накопителя. Временные диаграммы, характеризующие эти режимы, представлены на Рисунке 1.8. Стоит отметить, что непрерывный режим работы ЭГУ отличается от прерывистого лишь отсутствием функционирования только преобразователя. При этом емкость батареи может быть снижена за счет большего потребления горючего двигателем ЭГУ, относительно прерывистого режима работы ЭГУ.

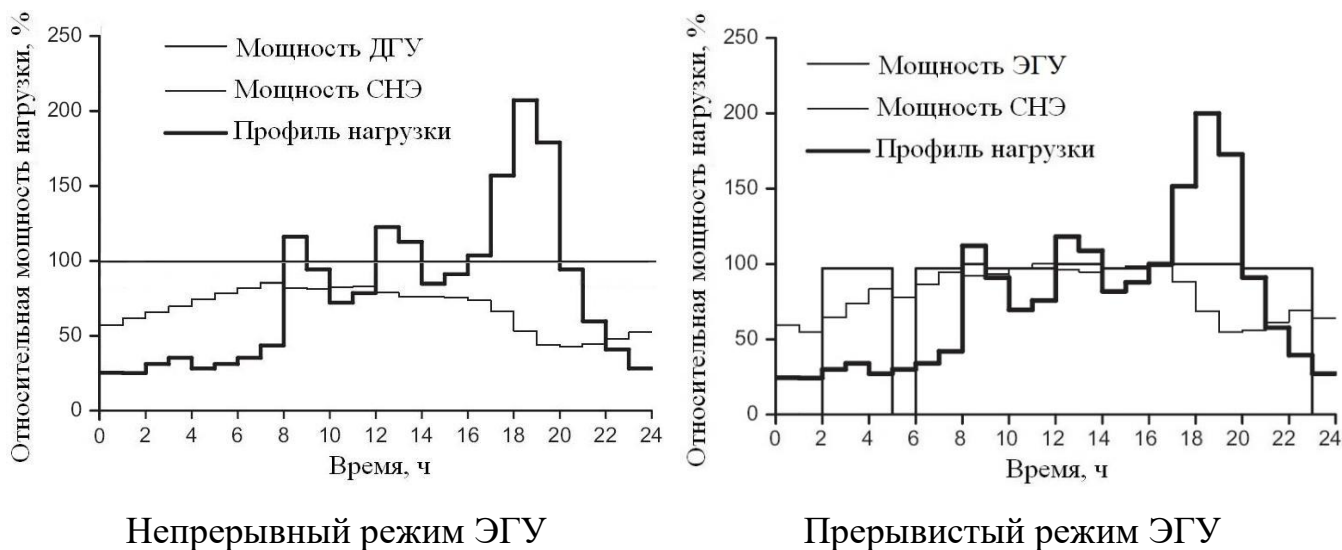


Рисунок 1.8 – Стратегии работы системы электроснабжения

Поскольку исследуемые САЭС предлагается использовать в удаленных регионах в автономном режиме в течение продолжительного срока, наиболее приемлемым является использование прерывистого режима функционирования, что позволит сэкономить моторесурс двигателя, что крайне важно при построении автономных необслуживаемых систем электроснабжения. Кроме того, это позволит увеличить срок между техническими осмотрами двигателя.

Для эффективной работы системы необходимо отслеживать уровень заряда батареи и напряжения в звене постоянного тока в режиме реального времени. Для этого в качестве системы управления рекомендуется использовать системы контроля и управления аккумуляторной батареей, что позволит контролировать параметры системы в режиме онлайн [50 – 52]. К тому же, при необходимости и наличии соответствующей технической оснащённости, управление можно производить удаленно.

## 1.5 Структурная схема системы электроснабжения

Структурная схема системы электроснабжения представлена на Рисунке 1.9. Здесь генератор представлен в виде источника трехфазной ЭДС  $e_{Ga}$ ,  $e_{Gb}$ ,  $e_{Gc}$  промышленной частоты. Силовой преобразователь представляет собой трехфазный мостовой инвертор напряжения на *IGBT* или *MOSFET* ключах (далее инвертор). На входе преобразователя установлен емкостной фильтр для подавления пульсаций напряжения в звене переменного тока и буферный реактор БР для сглаживания пульсаций тока. Кроме того, в режиме заряда аккумуляторной батареи БР накапливает энергию при нулевых векторах (000, 111) и выдает ее в звено постоянного тока. На выходе преобразователя установлен фильтровой конденсатор  $C_{DC}$ , сглаживающий пульсации напряжения  $U_d$  в звене постоянного тока. Кроме того, при генерации реактивной составляющей мощности через ёмкость  $C_{DC}$  замыкается реактивная составляющая тока.

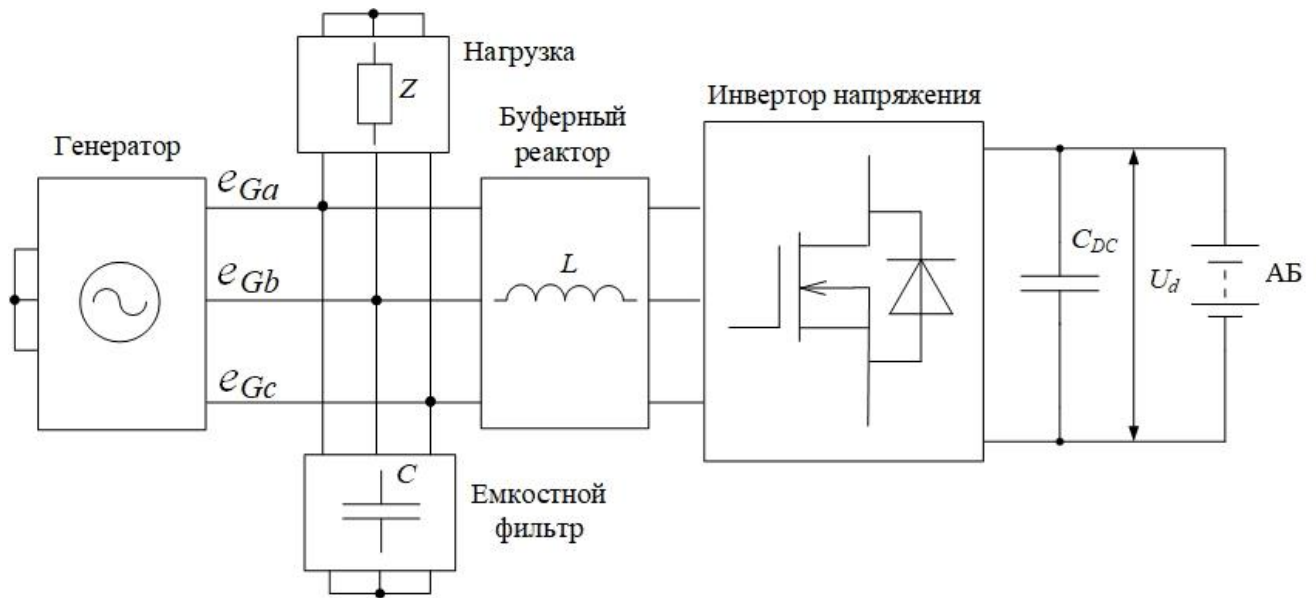


Рисунок 1.9 – Структурная схема системы электроснабжения

Построим схему замещения для одной фазы системы электроснабжения по основной гармонике при следующих допущениях:

- генератор и инвертор принимается идеальными источниками ЭДС;
- активное сопротивление буферного реактора пренебрежимо мало;
- влияние емкостного фильтра пренебрежимо мало;
- полупроводниковые ключи идеальные;
- характер нагрузки линейный.

На Рисунке 1.10 представлена результирующая схема замещения одной фазы системы электроснабжения. Здесь  $e_{Ga}$  – ЭДС генератора,  $u_{Ia}$  – напряжение, формируемое инвертором,  $Z_a$  – полное сопротивление нагрузки,  $i_{Ga}$  – ток, потребляемый от ЭГУ,  $i_{za}$  – ток, потребляемый нагрузкой,  $i_{Ia}$  – ток инвертора СНЭ. В режиме активного выпрямителя напряжение  $u_{Ia}$ , формируемое инвертором, может обеспечить совпадение по фазе первой гармоники входного тока с ЭДС источника питания, как показано на векторной диаграмме для первой гармоники, представленной на Рисунке 1.11 [53]. Здесь  $U_{Ia(1)}$  – амплитуда первой гармоники напряжения на выходе инвертора,  $E_{Ga(1)}$  – амплитуда первой гармоники ЭДС на выходе источника,  $U_{La(1)}$  – амплитуда первой гармоники напряжения на буферном реакторе инвертора,  $I_{Ga(1)}$  – амплитуда первой гармоники тока инвертора. В режиме инвертора напряжения разница между  $U_{Ia(1)}$  и  $E_{Ga(1)}$

позволяет регулировать фазность выходного тока инвертора, обеспечивая генерацию как активной, так и реактивной составляющие мощности.

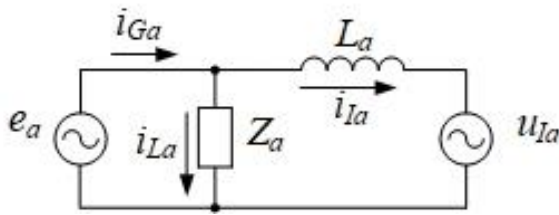


Рисунок 1.10 – Схема замещения одной фазы системы электроснабжения

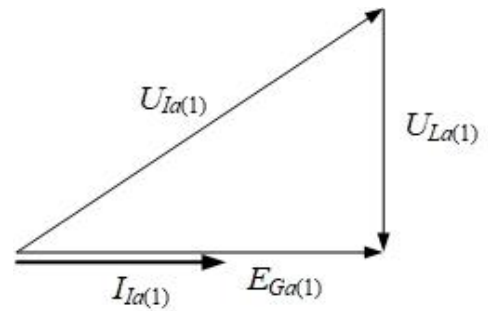


Рисунок 1.11 – Векторная диаграмма напряжений и токов системы СНЭ

Из векторной диаграммы получаем, что амплитуда первой гармоники напряжения на выходе инвертора равняется:

$$U_{Ia(1)} = \sqrt{U_{La(1)}^2 + E_{Ga(1)}^2} \quad (1.7)$$

Другими словами, величина формируемого преобразователем напряжения должна быть больше величины ЭДС источника питания.

Поскольку инвертор управляется посредством скалярной ШИМ, максимальная амплитуда первой гармоники напряжения, формируемого инвертором, определяется соотношением:

$$U_{Ia(1)\max} = \frac{U_d}{2} \quad (1.8)$$

где  $U_d$  – среднее значение напряжения в звене постоянного тока;

$U_{Ia(1)\max}$  – максимальная амплитуда первой гармоники напряжения преобразователя.

Отсюда следует, что минимальное значение напряжения в звене постоянного тока (при условии  $U_{La(1)} = 0$  и  $U_{Ia(1)} = E_{Ga(1)}$ ), при котором возможна его стабильная работа, должно удовлетворять следующему соотношению:

$$U_d > 2 \cdot E_{Ga(1)} \quad (1.9)$$

То есть, напряжение в звене постоянного тока должно более чем в два раза превосходить амплитуду первой гармоники ЭДС источника питания, и их соотношение должно быть тем больше, чем выше мощность устройства и,

соответственно,  $U_{La(1)}$ . Также следует учесть, что при работе в режиме инвертора, повышение индуктивной составляющей нагрузки влечет за собой дополнительное повышение напряжения в звене постоянного тока. При известном напряжении в звене постоянного тока и величине индуктивности буферного реактора максимальная амплитуда генерируемой индуктивной составляющей тока нагрузки равна:

$$I_{La(1)\max} = \frac{0,5 \cdot U_d - E_{Ga(1)}}{2\pi \cdot f_G \cdot L_a} \quad (1.10)$$

где  $f_G$  – частота ЭДС источника питания;

$L_a$  – индуктивность буферного реактора.

В таком случае, максимальная величина индуктивной мощности, генерируемой инвертором, равна:

$$Q_{IL\max} = 3 \cdot \frac{E_{Ga(1)} \cdot (0,5 \cdot U_d - E_{Ga(1)})}{2 \cdot 2\pi \cdot f_G \cdot L_a} \quad (1.11)$$

## 1.6 Оценка параметров СНЭ

Основными параметрами, задаваемыми при проектировании системы накопления электрической энергии, выполняющей функции генерации как активной, так и реактивной мощности, являются величина полной мощности СНЭ  $S$ , диапазон изменения величины косинуса угла нагрузки  $\cos\varphi$ , максимальное значение коэффициента гармоник тока  $K_{GI}$  и напряжения  $K_{GV}$  на выходе, длительность автономной работы  $t_{ABT}$ . Величину указанных выше заданий определяет соотношение таких параметров как напряжение  $U_{AB\min}$  и номинальная ёмкость  $C_{НОМ}$  аккумуляторной батареи, величина индуктивности буферного реактора  $L_a$ , величина ёмкости фильтра  $C$ .

Базовым параметром является напряжение в звене постоянного тока, поскольку от него зависит:

- количество элементов в аккумуляторной батарее;
- максимальная сила тока в звене постоянного тока и, следовательно, энергоёмкость аккумуляторов;

– напряжение на выходе инвертора напряжения, и, следовательно, величина индуктивности буферного реактора и ёмкости фильтра.

С учетом указанных выше допущений, построим векторную диаграмму фазных токов и напряжений в режиме генерации мощности  $S$  с заданным  $\cos\varphi$  (см. Рисунок 1.12). В качестве базового вектора выберем ЭДС генератора, совместим его с направлением действительной оси. Примем ток нагрузки  $\bar{I}_{Za(1)}$  отстающим от ЭДС на угол  $\varphi$ , что говорит об индуктивном характере нагрузки. Для того чтобы СНЭ компенсировала данный ток, вектор тока инвертора  $\bar{I}_{Ia(1)}$  должно быть противоположен направлению тока  $\bar{I}_{Za(1)}$ , но равен по модулю. В таком случае вектор падения напряжения на индуктивности буферного реактора  $\bar{U}_{La(1)}$  будет направлен с отставанием на угол  $\varphi$  от мнимой оси. Поскольку данное напряжение является разностью между ЭДС генератора  $\bar{E}_{Ga(1)}$  и напряжением на выходе инвертора, построим вектор  $\bar{U}_{Ia(1)}$ . С учетом того, что в получившемся треугольнике геометрический угол между векторами  $\bar{E}_{Ga(1)}$  и  $\bar{U}_{La(1)}$  равен  $\varphi + \frac{\pi}{2}$ , применив теорему косинусов для модулей векторов и данного угла:

$$U_{Ia(1)}^2 = E_{Ga(1)}^2 + U_{La(1)}^2 - 2 \cdot E_{Ga(1)} \cdot U_{La(1)} \cdot \cos\left(\varphi + \frac{\pi}{2}\right) \quad (1.12)$$

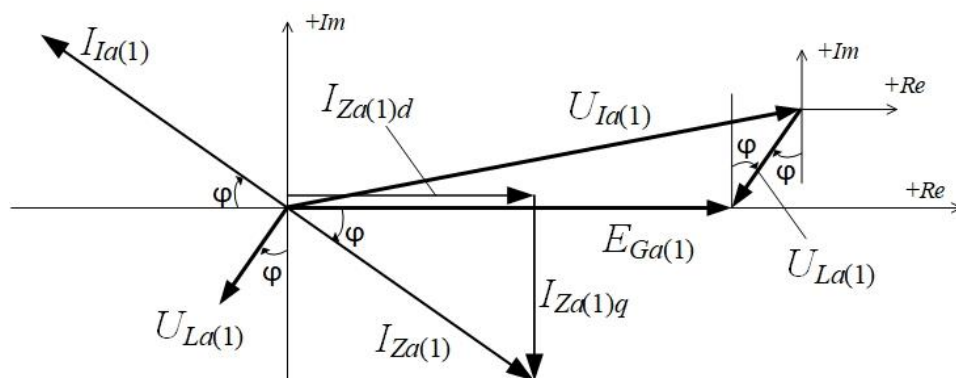


Рисунок 1.12 – Векторная диаграмма напряжений и токов системы СНЭ в режиме генерации активно-индуктивной мощности

При условии, что  $\cos\left(\varphi + \frac{\pi}{2}\right) = -\sin\varphi$ , найдем величину  $U_{La(1)}$  как корень получившегося квадратного уравнения:

$$U_{La(1)} = \sqrt{U_{Ia(1)}^2 - (E_{Ga(1)} \cos \varphi)^2} - E_{Ga(1)} \sin \varphi \quad (1.13)$$

Применив результаты к частным случаям генерации чисто активной, индуктивной нагрузки, получим следующие выражения, которые подтверждаются векторными диаграммами, представленными на Рисунках 1.13:

$$U_{La(1)P} = \sqrt{U_{Ia(1)}^2 - E_{Ga(1)}^2} \quad (1.14.1)$$

$$U_{La(1)Q} = U_{Ia(1)} - E_{Ga(1)} \quad (1.14.2)$$

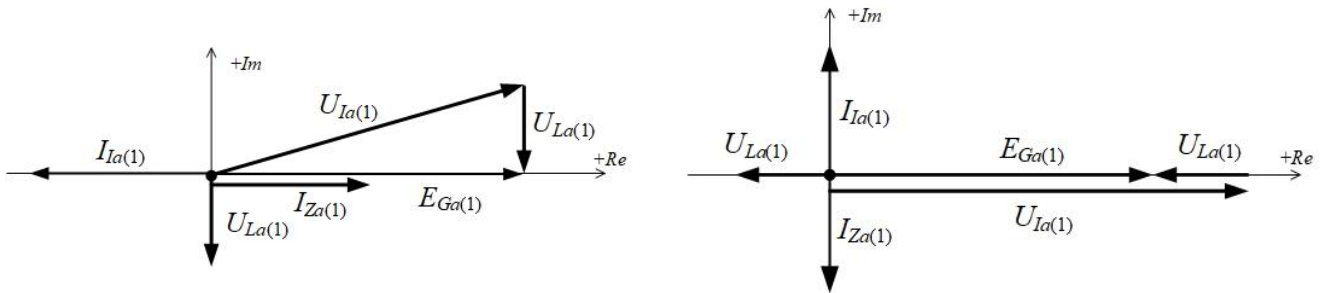


Рисунок 1.13 – Векторная диаграмма напряжений и токов системы электроснабжения в режиме генерации активной (слева) и реактивной (справа) мощности

Из выражения 1.13 выразим величину индуктивности буферного реактора:

$$L_a = \frac{\sqrt{U_{Ia(1)}^2 - (E_{Ga(1)} \cos \varphi)^2} - E_{Ga(1)} \sin \varphi}{2 \cdot \pi \cdot f_G \cdot I_{Ia(1)}} \quad (1.15)$$

где  $U_{Ia(1)}$  – амплитуда первой гармоники напряжения на выходе инвертора;

$E_{Ga(1)}$  – амплитуда первой гармоники ЭДС на выходе источника;

$U_{La(1)}$  – амплитуда первой гармоники напряжения на буферном реакторе инвертора;

$I_{Ga(1)}$  – амплитуда первой гармоники тока инвертора;

$f_G$  – частота напряжения в сети;

$U_{Ia(1)} = \frac{U_d}{2} \cdot M$  – амплитуда первой гармоники напряжения на выходе инвертора;

$M = \frac{\sqrt{v_d^2 + v_d^2}}{v_{оп}}$  – коэффициент модуляции;

$\sqrt{v_d^2 + v_d^2}$  – амплитуда модулирующего сигнала;

$v_{оп}$  – амплитуда опорного сигнала.



Как видно из выражения, величина индуктивности пропорциональна величине напряжения и обратно пропорциональна величине мощности на выходе инвертора напряжения. Минимальную величину индуктивности реактора можно получить из коэффициента гармоник тока на частоте коммутации в соответствии с выражением:

$$K_{ГГ}(f_s) = \frac{I_{Ia}(f_s)}{I_{Ia(1)}} \quad (1.16)$$

где  $I_{Ia}(f_s) = \frac{U_{Ia}(f_s)}{2} \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f_s \cdot L_a}$  – амплитуда пульсации тока на частоте коммутации;

$U_{Ia}(f_s) = \frac{2}{3} \cdot U_d$  – амплитуда пульсации напряжения на частоте коммутации на выходе инвертора;

$f_s$  – частота коммутации ключей инвертора.

Подставив в (1.16) результат (1.15), найдем минимальную величину напряжения в звене постоянного тока:

$$U_{d \min} = \frac{3 \cdot K \cdot E_{Ga(1)} \cdot \left( \sin \varphi + \sqrt{2,25 \cdot K^2 \cdot M^2 - \cos \varphi} \right)}{2,25 \cdot K^2 \cdot M^2 - 1} \quad (1.17)$$

где  $K = K_{ГГ}(f_s) \cdot a$ ;

$a = \frac{f_s}{f_G}$  – кратность частоты коммутации силовых ключей инвертора.

Применив результаты (1.17) к частным случаям генерации чисто активной и чисто индуктивной нагрузки, получим следующие выражения для среднего значения напряжения в звене постоянного тока:

$$U_{d \min P} = \frac{3 \cdot E_{Ga(1)}}{\sqrt{2,25 \cdot M^2 - \frac{1}{K^2}}} \quad (1.18.1)$$

$$U_{d \min Q} = \frac{3 \cdot E_{Ga(1)}}{1,5 \cdot M - \frac{1}{K}} \quad (1.18.2)$$

Таким образом, имея техническое задание, содержащее набор таких базовых параметров как амплитуда  $E_{Ga(1)}$  и частота ЭДС питающей сети  $f_G$ , мощность на выходе преобразователя  $S$ , косинус угла нагрузки  $\cos \varphi$ , частота

коммутации ключей преобразователя  $f_s$ , коэффициент гармоник тока на частоте коммутации  $K_{ГТ}(f_s)$  и максимальный коэффициент модуляции  $M$ , становится возможным определение основных параметров инвертора напряжения, находящегося в составе системы накопления энергии: минимальной величины напряжения в звене постоянного тока  $U_{d\min}$  и соответствующего ему максимального значения индуктивности буферного реактора  $L_d$ .

### Выводы по Главе 1

В главе приведены результаты анализа принципов построения систем автономного электроснабжения в различных сферах применения, основными источниками питания в которых являются возобновляемые источники энергии. Показано, что в качестве резервных источников наиболее часто используются электро-генераторные установки, в частности дизель-генераторные установки. Отмечена необходимость применения в подобных системах аккумуляторных систем накопления энергии (СНЭ). Проведен обзор возможных режимов работы СНЭ в системе электроснабжения, представлен способ управления инвертором напряжения, основанный на преобразовании Парка-Горева и теории мгновенной мощности Акаги.

На основании выбранной структуры СНЭ, предложена методика определения параметров схемы, таких как максимальная индуктивность буферного реактора и минимальное среднее значение напряжения в звене постоянного тока инвертора напряжения, обеспечивающих генерацию мощности с заданной величиной полной мощности и соотношением активной и реактивной составляющих мощности.

## ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИТИЙ-ИОННОГО АККУМУЛЯТОРА

### 2.1 Исходные данные

Как было отмечено во Введении, литий-ионная технология производства аккумуляторных батарей является одной из наиболее перспективных и активно развивающихся технологий среди электрохимических накопителей (далее – ХИТ). На отечественном рынке промышленных накопителей на основе литий-ионных аккумуляторов (далее – ЛИА) широкое применение получили элементы с катодным материалом типа литий-железо-фосфат  $LiFePO_4$ , а в качестве анодного материала используется углерод. Электролитом в данных аккумуляторах служит раствор солей лития  $LiPF_6$  в смеси органических растворителей. Допустимые рабочие характеристики данных аккумуляторов, производимых новосибирским предприятием ООО «Лиотех» представлены в Таблице 2.1 [54].

Стоит обратить внимание на особенности заряда ЛИА. Для сравнения, процесс заряда свинцово-кислотных аккумуляторов определяется химической реакцией на границе электрод-электролит, сопровождаемой преобразованием сульфата свинца  $PbSO_4$  в двуокись свинца  $PbO_2$  и серной кислоты  $H_2SO_4$  на положительном электроде, и металлический свинец  $Pb$  и серную кислоту  $H_2SO_4$  – на отрицательном [55]. Процесс заряда заканчивается, когда содержание солей  $PbSO_4$  в электролите становится равным нулю. Таким образом, при достижении максимального состояния заряда аккумулятора, потребление тока от зарядного устройства практически прекращается.

В свою очередь, при заряде ЛИА актуальны иные процессы, а именно свободной интеркаляцией ионов лития из вещества катода в вещество анода. Дальнейший заряд сопровождается преобразованием вещества электролита, что приводит к необратимому ухудшению параметров аккумулятора. Следовательно, понятие «полностью зараженный аккумулятор» в случае ЛИА является условным, а определение времени окончания заряда требует контроля состояния заряжаемого элемента.

Таблица 2.1 – Допустимые рабочие характеристики ЛИА

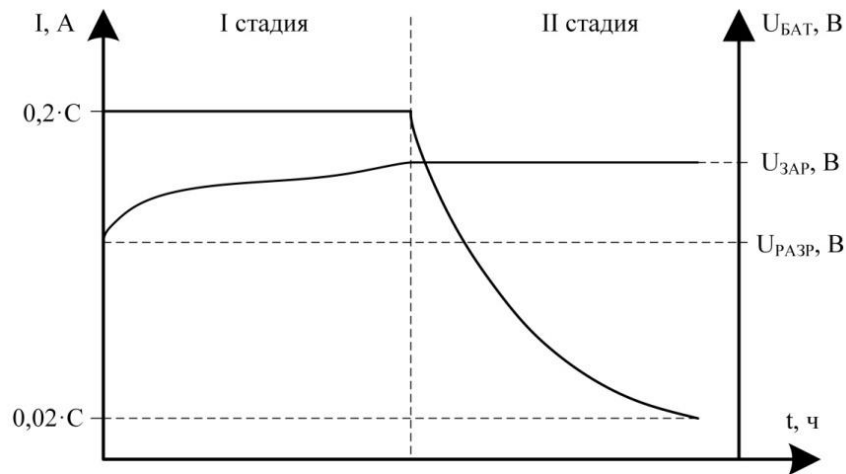
№	Параметр	Размер-ть	Величина
1	Номинальное напряжение	В	3,2
2	Количество циклов (при глубине разряда 80 %), не менее	–	2000
3	Уровень саморазряда, не более	%/мес	3
4	Температура хранения	°С	от 0 до +30
<i>Параметры заряда</i>			
5	Стандартный ток заряда	А	$0,2 \cdot C^*$
6	Максимальный непрерывный ток заряда	А	$1,0 \cdot C$
7	Предельное напряжение заряда	В	3,7
8	Диапазон рабочих температур разряда	°С	от 0 до +50
<i>Параметры разряда</i>			
9	Стандартный ток заряда	А	$0,2 \cdot C$
10	Максимальный непрерывный ток разряда	А	$3,0 \cdot C$
11	Максимальный ток импульсного разряда (разряд 1 с, пауза 45 с)	А	$8,0 \cdot C$
12	Предельное напряжение разряда	В	2,7
13	Рабочая температура разряда	°С	от -40 до +50

\*  $C$  – сила тока, численно равная номинальной ёмкости аккумулятора  $C_n$

Исходя из вышесказанного, рекомендованный режим заряда ЛИА, предлагаемый большинством производителей, состоит из двух последовательных стадий. На первой стадии производится заряд током  $0,2C$  до напряжения заряда  $U_{ЗАР}$  (от 3,4 до 3,7 В). На второй стадии заряд производится при поддержании напряжения  $U_{ЗАР}$  до снижения тока до  $0,02C$ . На Рисунке 2.1 представлен типовой вид зарядной характеристики ЛИА.

Не смотря на растущую популярность данного типа аккумуляторов, малоизученными остаются параметры ЛИА большой ёмкости как электротехнического объекта, необходимые для его моделирования. В частности, к набору необходимых характеристик можно отнести следующие зависимости:

– зависимость напряжения разомкнутой цепи (далее – НРЦ) от состояния заряда (англ. *state of charge*) (далее *SoC*);



$U_{\text{ЗАР}}$  – напряжение заряда ЛИА,  $U_{\text{РАЗР}}$  – напряжение разряженного ЛИА

Рисунок 2.1 – Рекомендованная зарядная характеристика ЛИА

- зарядная характеристика при различных уровнях напряжения заряда;
- разрядная характеристика при различных уровнях тока разряда;
- зависимость напряжения ЛИА при импульсных токах разряда.

Три первые зависимости позволяют оценить статические режимы работы ЛИА, а последняя – динамические. Для получения данных зависимостей на испытательной площадке ООО «Лиотех» было проведено комплексное исследование характеристик ЛИА, произведенных на данном предприятии.

## 2.2 Исследование характеристик аккумулятора

### 2.2.1 Зависимость напряжения разомкнутой цепи от состояния заряда

Для испытаний были отобраны 4 аккумулятора, номинальная ёмкость 380 А·ч. Аккумуляторы предварительно были заряжены двухстадийным методом, после чего находились в бестоковом режиме 30 мин. Далее проводился разряд до снижения напряжения до 2,5 В. На Рисунке 2.2 изображены усредненные результаты по испытуемым аккумуляторам [56]. Диаграмма представляет собой зависимость напряжения на аккумуляторе от глубины разряда DoD, определяемой следующим выражением:

$$DoD = 1 - SoC \quad (2.1)$$

где  $SoC$  – состояние заряда, определяемое как:

$$SoC = \frac{C_{зар}}{C_{ном}} \quad (2.2)$$

где  $C_{зар}$  (А·ч) – величина принятого заряда,  $C_{ном}$  (А·ч) – величина номинальной ёмкости аккумулятора.

Кривая зависимости имеет ярко выраженный нелинейный характер. Диаграмму можно условно разделить на 7 участков, характеристика которых представлена в Таблице 2.2. Согласно таблице, можно сделать вывод, что имея величину напряжения на выводах аккумулятора в каждый момент можно определить состояние заряда аккумулятора SoC с точностью до  $\pm 10\%$ , что является достаточным для большинства применений.

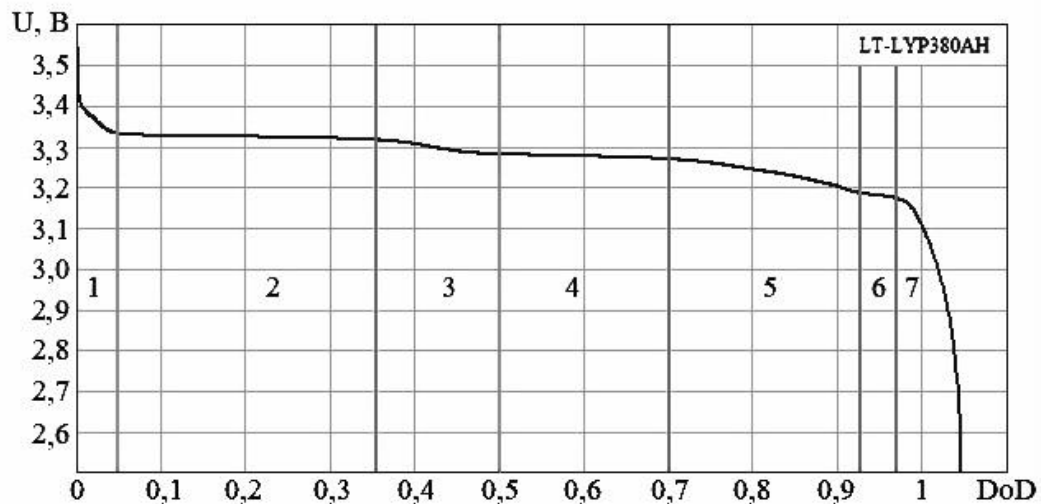


Рисунок 2.2 – Зависимость напряжения ЛИА от глубины разряда

Таблица 2.2 – Характерные участки зависимости  $U=f(DoD)$

№ участка	Диапазон $DoD$	Характер зависимости	Диапазон напряжений, В
1	от 0 до 0,05	Резкий спад	от 3,55 до 3,33
2	от 0,05 до 0,35	Линейный, горизонтальный	от 3,33 до 3,32
3	от 0,35 до 0,5	Плавный спад	от 3,32 до 3,28
4	от 0,5 до 0,7	Линейный, горизонтальный	от 3,28 до 3,27
5	от 0,7 до 0,93	Плавный спад	от 3,27 до 3,18
6	от 0,93 до 0,97	Линейный, горизонтальный	от 3,18 до 3,17
7	от 0,95 до 1,01	Резкий спад	от 3,17 до 2,5

Стоит отметить, что напряжение на аккумуляторе в исследованном режиме не полностью характеризуется параметром НРЦ, поскольку в цепи присутствует ток, который активирует процессы поляризации. Для верификации актуальности данной зависимости проведено измерение собственно НРЦ при различных  $SoC$ .

Для испытаний были отобраны 3 аккумулятора, номинальная ёмкость 380 А·ч. В ходе испытаний один элемент имел значительно отклоняющиеся характеристики, его результаты были исключены определения средних значений (график «Общ.»).

Первый этап испытаний заключался в измерении НРЦ и  $R_{вн}$  в паузах между последовательными зарядами на  $0,2 \cdot C_H$  двухстадийный методом. В результате, путём аппроксимации полученных точек, построены соответствующие зависимости: НРЦ от  $SoC$  – Рисунок 2.3,  $R_{вн}$  от  $SoC$  – Рисунок 2.4.

Как представлено на Рисунке 2.3, зависимость НРЦ имеет участок значительного роста в области малых значений  $SoC$ . Из Рисунка 2.4 видно ярко выраженное повышение внутреннего сопротивления в области значений  $SoC = 0,6$ . На этом же участке наблюдается повышение уровня НРЦ (см. Рисунок 2.3). Дальнейшее уменьшение величины  $R_{вн}$  в области  $SoC = 0,8$  не отражается на уровне НРЦ. В области максимального заряда кривые имеют очередной участок роста.

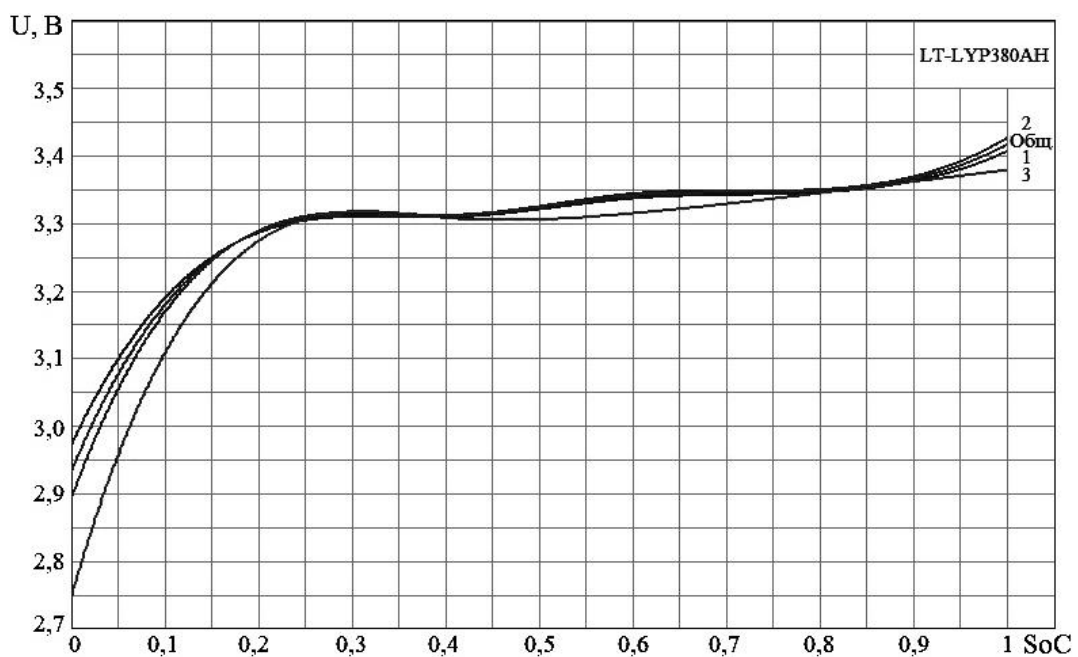


Рисунок 2.3 – Зависимость НРЦ ЛИА от состояния заряда (при заряде)

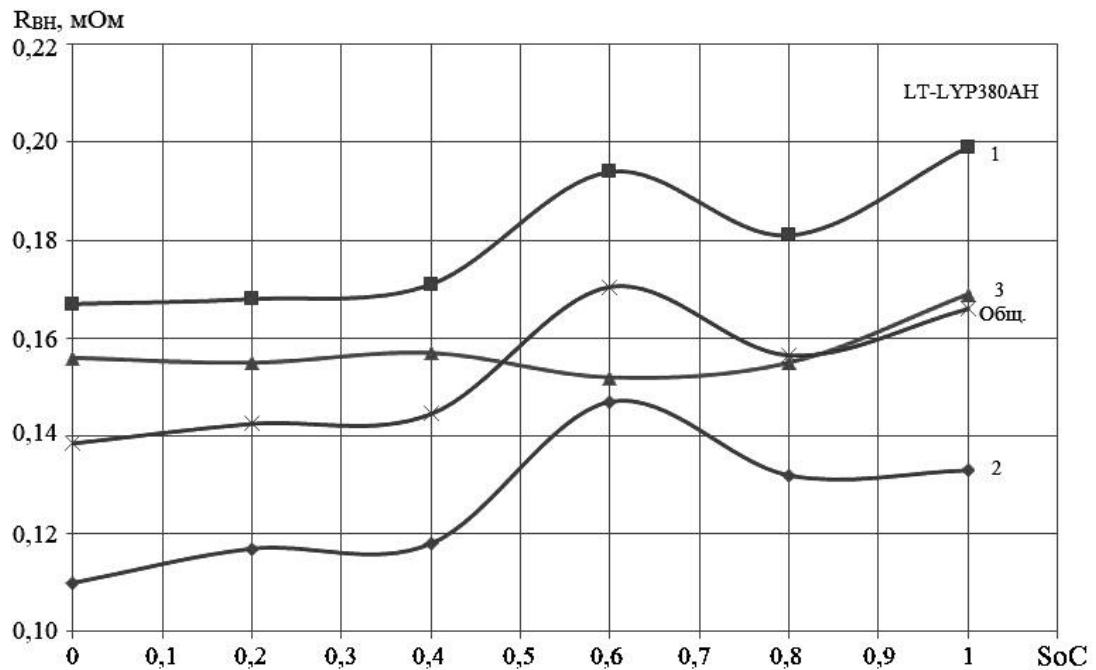


Рисунок 2.4 – Зависимость внутреннего сопротивления ЛИА переменному току от состояния заряда (при заряде)

Вторая часть испытания заключалась в измерении НРЦ и  $R_{ВН}$  в паузах между последовательными разрядами на  $0,2 \cdot C_H$  и после разряда аккумулятора до напряжения 2,5 В. В результате, путём аппроксимации полученных точек, построены соответствующие зависимости: НРЦ от  $DoD$  – Рисунок 2.5,  $R_{ВН}$  от  $DoD$  – Рисунок 2.6.

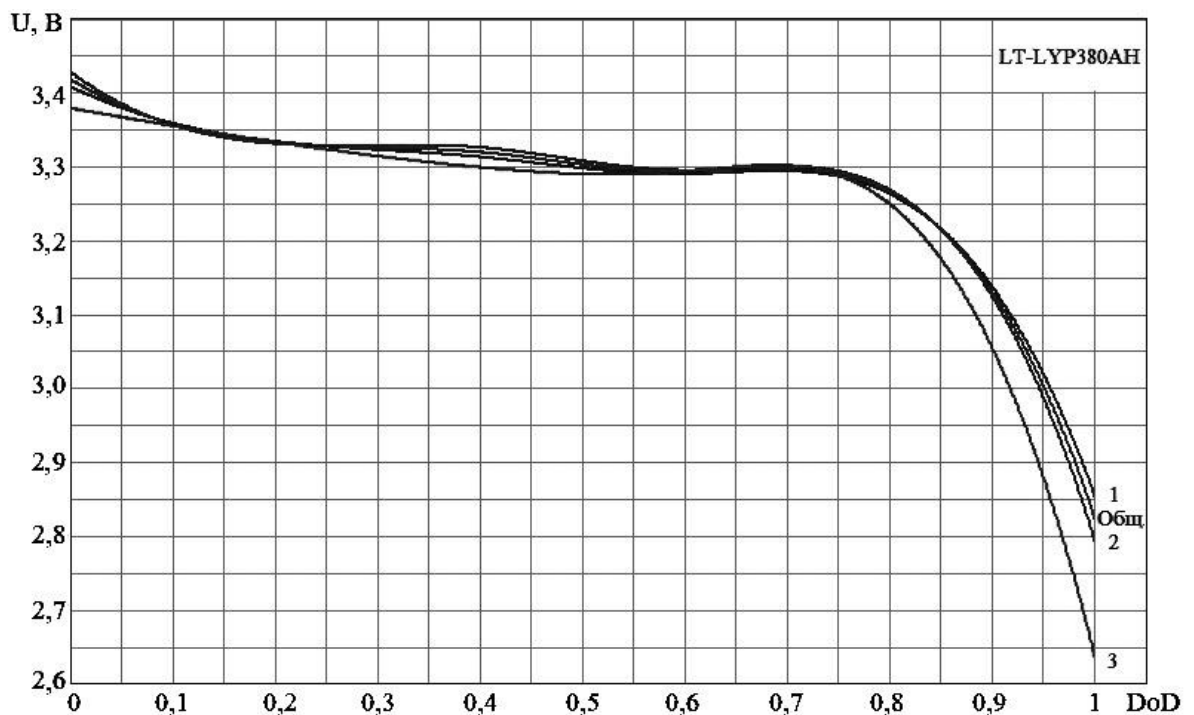


Рисунок 2.5 – Зависимость НРЦ ЛИА от глубины разряда (при разряде)



Как можно видеть из Рисунка 2.5, зависимости НРЦ представляют собой инверсию кривых, характерных для режима заряда. Отличие диаграмм при разряде заключается только в меньших уровнях напряжения (различие от 10 до 170 мВ). Совмещенный график зависимостей НРЦ при разряде и заряде, а также график среднего значения между данными графиками представлен на Рисунке 2.7. Сравнение с данными разряда малыми токами представлено на Рисунке 2.8.

Как видно из рисунка 2.8 в точках  $DoD = 0,2 / 0,4 / 0,6 / 0,8$  отклонение НРЦ от результатов разрядов малыми токами составляет от 24 до 45 мВ для заряда и от 8 до 22 мВ для разряда. Стоит отметить, что на участке  $DoD$  от 0,2 до 0,35 разница между данными разряда и разряда малыми токами минимальна (не более 8 мВ), что говорит о применимости данных разрядов малыми токами для диапазона  $SoC$  от 0,65 до 0,80.

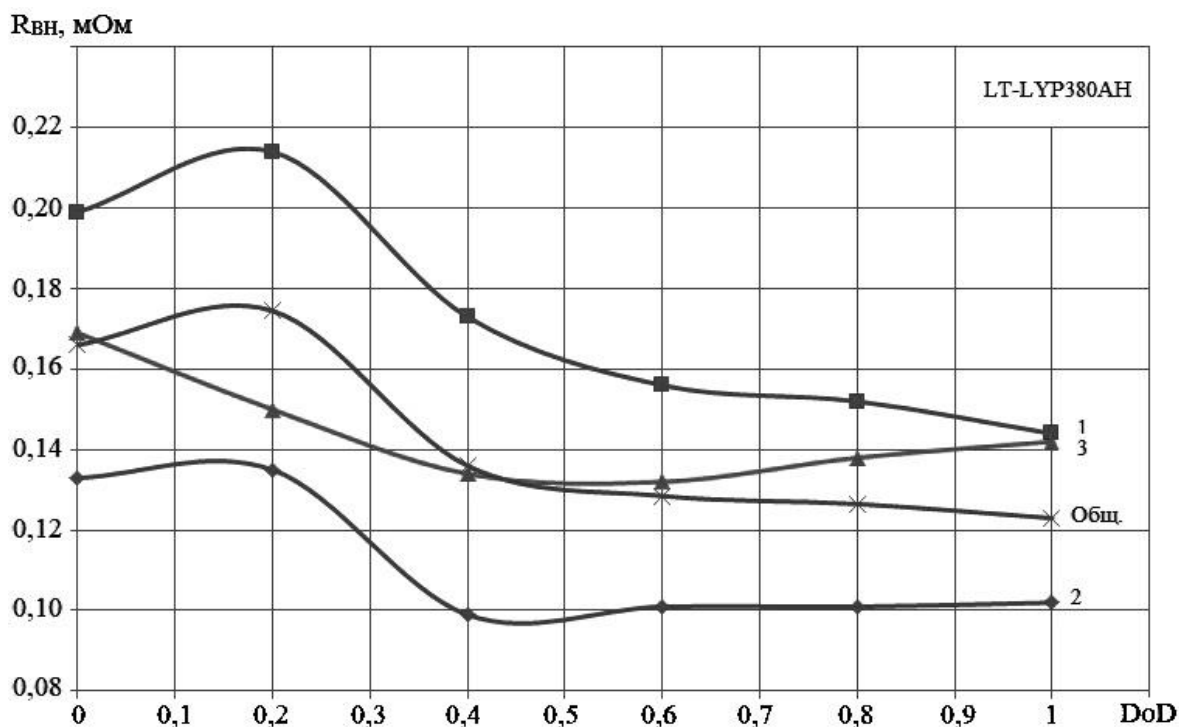
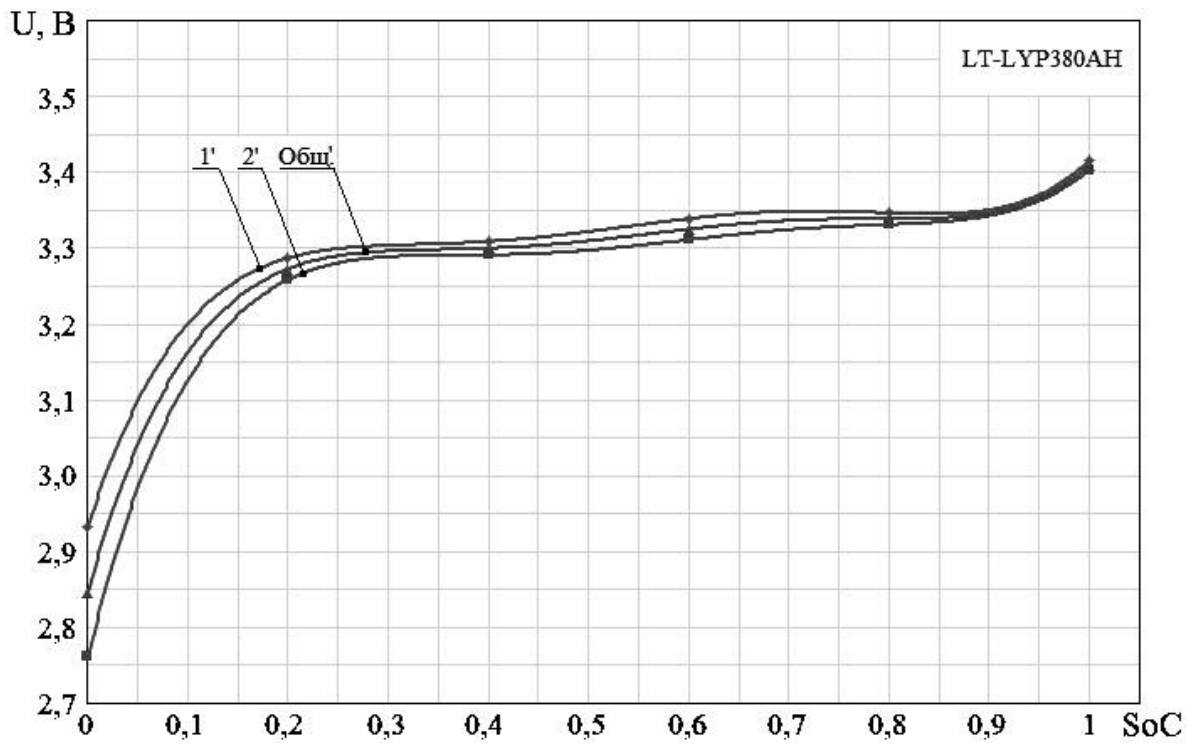
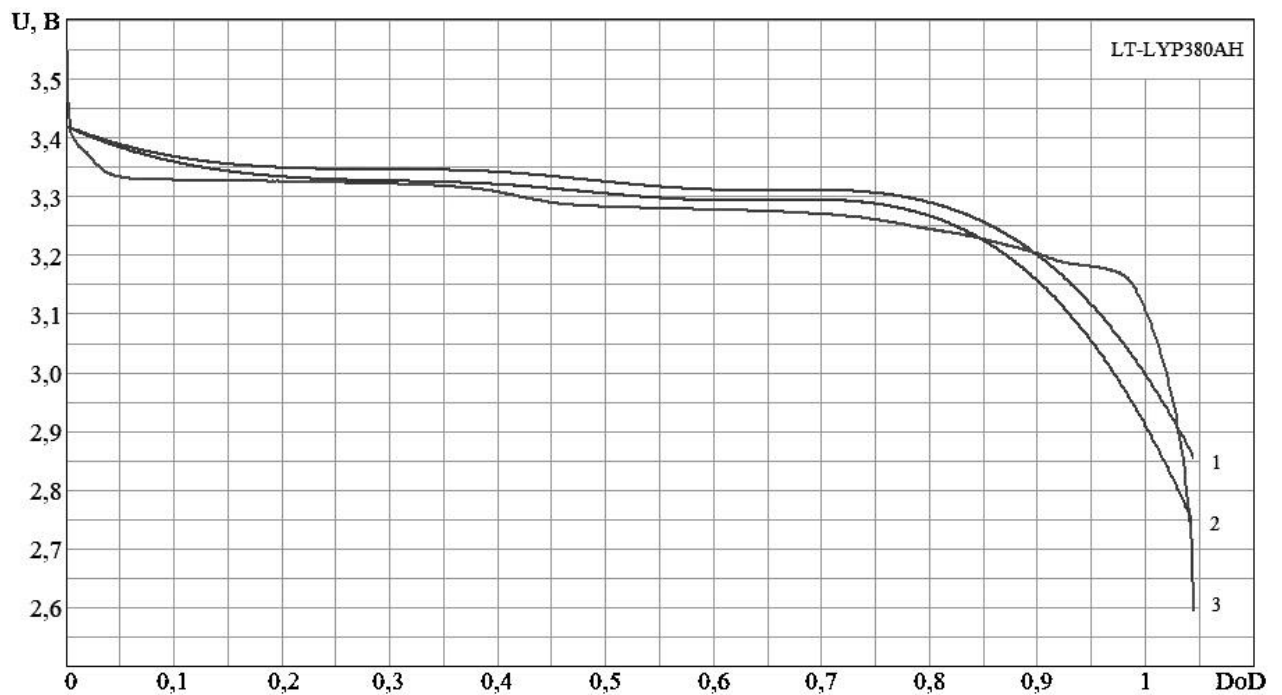


Рисунок 2.6 – Зависимость внутреннего сопротивления ЛИА переменному току от глубины разряда (при разряде)



1' – график при заряде; 2' – график при разряде; Общ.' – среднее значение

Рисунок 2.7 – Зависимость НРЦ ЛИА от состояния заряда



1 – заряд; 2 – разряд; 3 – разряд малыми токами

Рисунок 2.8 – Зависимость НРЦ ЛИА от глубины разряда

### 2.2.2 Зарядная характеристика при различных уровнях напряжения заряда

Для испытаний были отобраны три аккумулятора с номинальной ёмкостью 300 А·ч. Разброс величины разрядной ёмкости составил не более 10 А·ч, разброс величины внутреннего сопротивления составил не более 10 %.

Перед зарядом, аккумуляторы были разряжены до напряжения 2,5 В током 0,2С, что соответствует остаточной степени заряда около 5 %. В дальнейшем, данное состояние принимается за начало заряда (0 %). После разряда выдерживалась пауза 30 мин. Во время испытаний производился двухступенчатый заряд. На первой стадии производился заряд током 0,2С до напряжения заряда  $U_{\text{ЗАР}}$ . На второй стадии заряд производился при поддержании напряжения  $U_{\text{ЗАР}}$  до снижения тока до 0,02С.

На Рисунке 2.9 представлены зависимости напряжения на элементе от  $SoC$  при различном напряжении заряда  $U_{\text{ЗАР}}$  (3,4 – 3,7 В) [57]. Диаграмма представляет собой усредненные данные по испытуемым аккумуляторам. Стоит отметить, что данная зависимость при инверсии имеет во многом аналогичный характер кривой зависимости напряжения разряда от глубины разряда. Представленные зависимости имеют нелинейный вид и могут быть условно разделены на семь участков, характеристика которых приведена в Таблице 2.3. В.

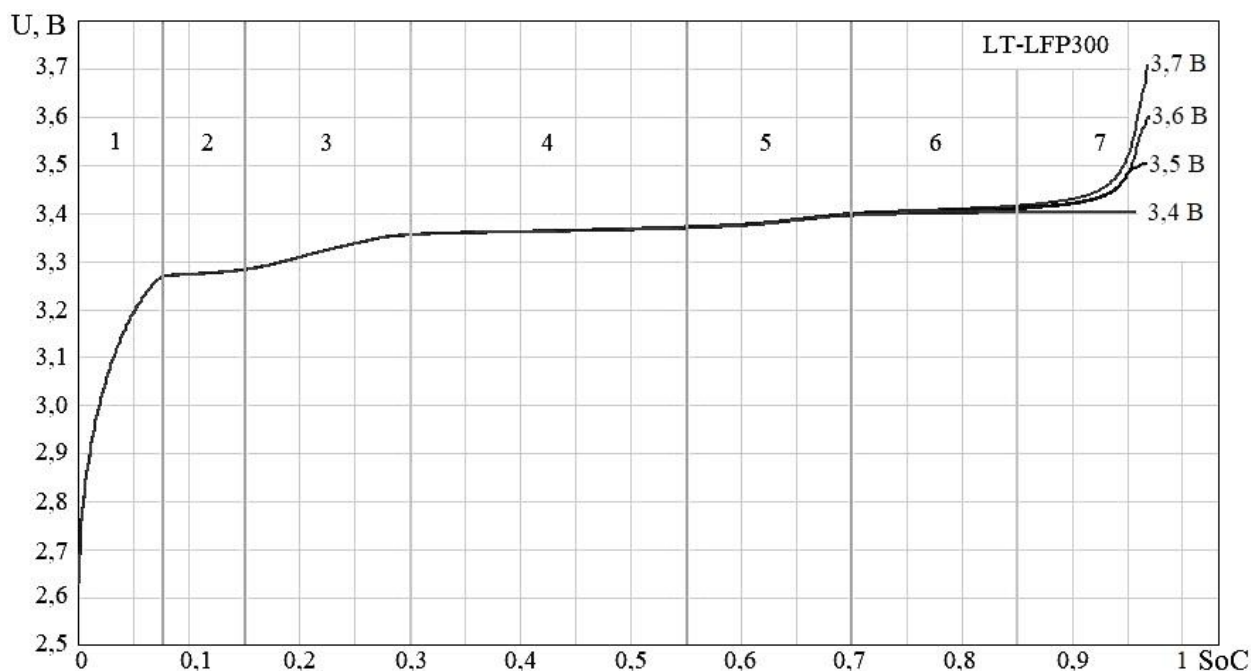


Рисунок 2.9 – Зависимость напряжения ЛИА от  $SoC$

Таблица 2.3 – Характеристика зарядной характеристики

№	Диапазон $SoC$	Характер зависимости (3,4 В / 3,5 – 3,7 В)	Диапазон напряжений, В (3,4 В / 3,5 – 3,7 В)
1	0 – 0,075	Резкий рост	от 2,63 до 3,27
2	0,075 – 0,15	Линейный, горизонтальный	от 3,27 до 3,28
3	0,15 – 0,30	Плавное повышение	от 3,28 до 3,35
4	0,30 – 0,55	Линейный, горизонтальный	от 3,35 до 3,37
5	0,55 – 0,70	Плавное повышение	от 3,37 до 3,40
6	0,70 – 0,85	Линейный, горизонтальный	3,40 / от 3,40 до 3,415
7	0,85 – 0,97	Линейный, горизонтальный / Резкий рост	3,40 / от 3,41 до $U_{ЗАР}$

Таблице 2.4 представлено сравнение режимов заряда с различными значениями зарядного напряжения. Данные представляет собой усредненные данные по испытываемым аккумуляторам.

Таблица 2.4 – Сравнение режимов заряда

№	$U_{ЗАР}$ , В	$SoC_{max}$	$T_{ЗАР}$ , МИН
1	3,4	0,956	327
2	3,5	0,967	299
3	3,6	0,972	298
4	3,7	0,973	297

Из Таблицы 2.4 видно, что среднее значение  $SoC$ , которого достигает аккумулятор при заряде, слабо зависит от напряжения заряда: разность между максимальным и минимальным значениями составляет 0,017 (менее 2 %). В свою очередь, длительность заряда при этом значительно зависит от напряжения заряда: разность между максимальным и минимальным значениями составляет 30 мин (около 10 %).

На Рисунке 2.10 представлены зависимости тока элемента от состояния заряда  $SoC$  при различном напряжении заряда. Завершение заряда производилось при спаде тока до 6 А (0,02С). Данные зависимости представляют собой

усредненные данные по испытуемым аккумуляторам. Поскольку начало зависимости для всех режимов представляет собой горизонтальную прямую на уровне 60 А, на Рисунке 2.10 представлена конечная часть кривой. Также видно, что спад тока у режимов 3,5 – 3,7 В начинается не ранее значения  $SoC$ , равного 0,945. В свою очередь, начало спада тока для режима 3,4 В лежит на отметке 0,675, после чего идет плавное снижение тока. Исходя из равенства конечного состояния заряда (см. Таблица 2.4), ранний переход в режим спада тока является причиной увеличения общего времени заряда.

Проведя сравнение представленных режимов, можно сделать вывод, что увеличение времени заряда на 10 % при снижении напряжения заряда до 3,4 В может повысить устойчивость системы накопления за счет исключения нелинейного нарастания напряжения в конце заряда.

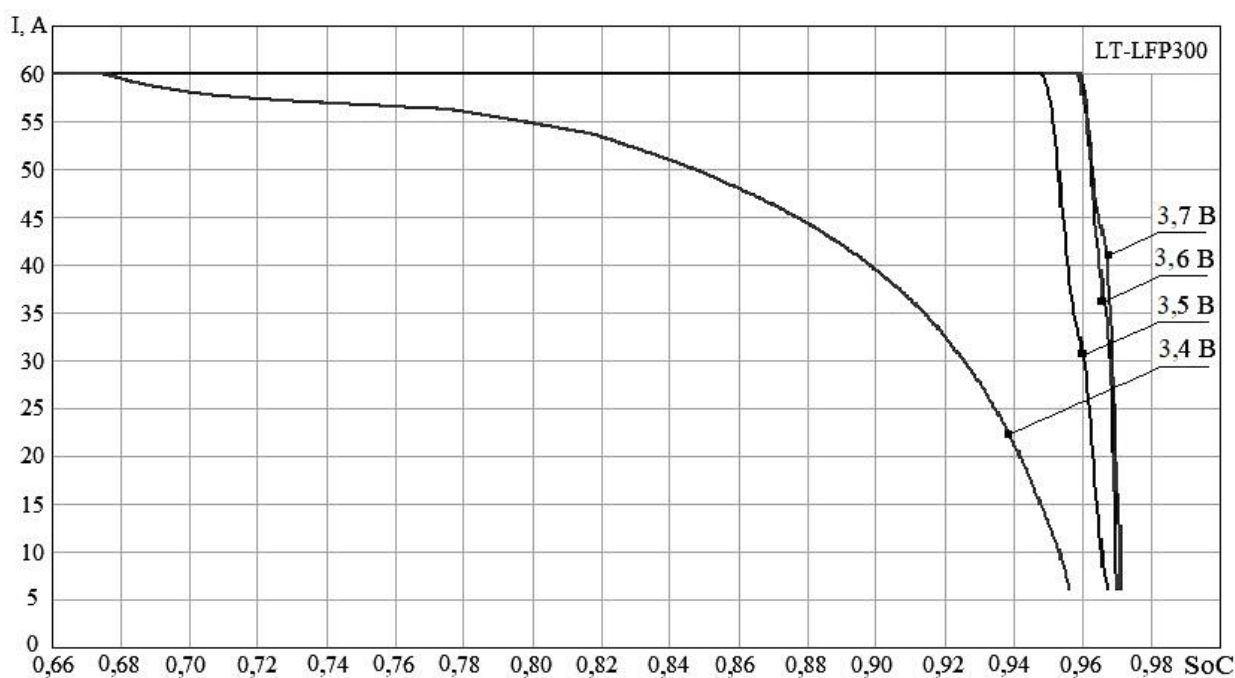


Рисунок 2.10 – Зависимость тока заряда ЛИА от  $SoC$

### 2.2.3 Разрядные характеристики при различных уровнях тока разряда

Для испытаний были отобраны четыре аккумулятора с номинальной емкостью 380 А·ч. Разброс по величине разрядной емкости менее  $0,05 \cdot C_n$ , где  $C_n$  – номинальная ёмкость аккумуляторов. Перед разрядом, аккумуляторы были заряжены двухстадийным методом. После заряда выдерживалась 30-минутная пауза. Это состояние заряда принимается за начальное состояние заряда. В ходе

исследования, аккумуляторы разряжались при нормальных климатических условиях до напряжения 2,5 В различными токами от 0,2С до 2,5С, соответственно. Стоит отметить, что данные испытания аналогичны испытаниям, представленным в [58].

Результаты испытаний представлены на Рисунках 2.11 – 2.13. На Рисунке 2.11 представлена зависимость напряжения элемента от времени разряда. Из рисунка видно, что увеличение тока пропорционально уменьшению времени разряда. Таким образом напряжение достигает 2,5 В после 22,5 минут для 2,5С, но такое же значение достигается после 302 минут для 0,2С. Следовательно, 12,5-кратное увеличение тока отражается 13,4-кратным уменьшением времени разряда. Кроме того, падение напряжения в момент подачи разрядного тока пропорционально току: 0,45 В для 2,5С и 0,13 В для 0,2С, что говорит о наличии омического сопротивления постоянному току.

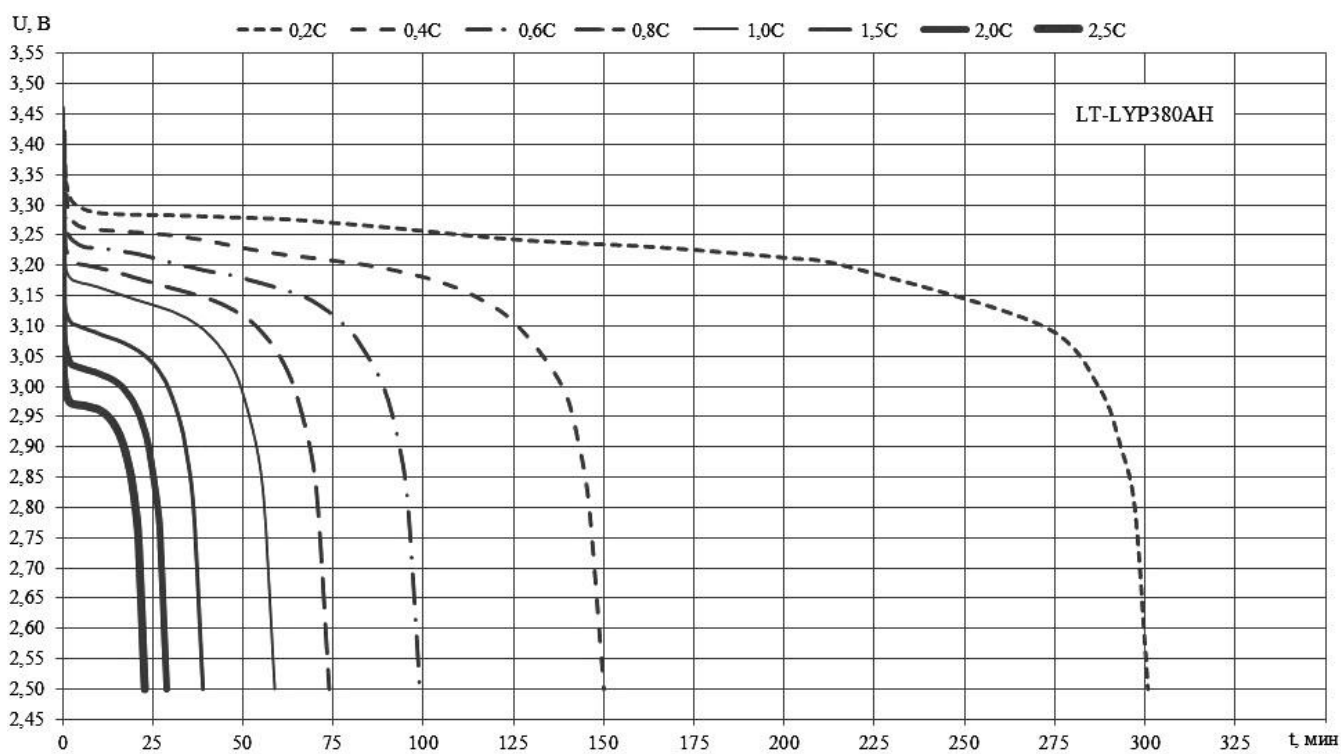


Рисунок 2.11 – Временные зависимости напряжения ЛИА

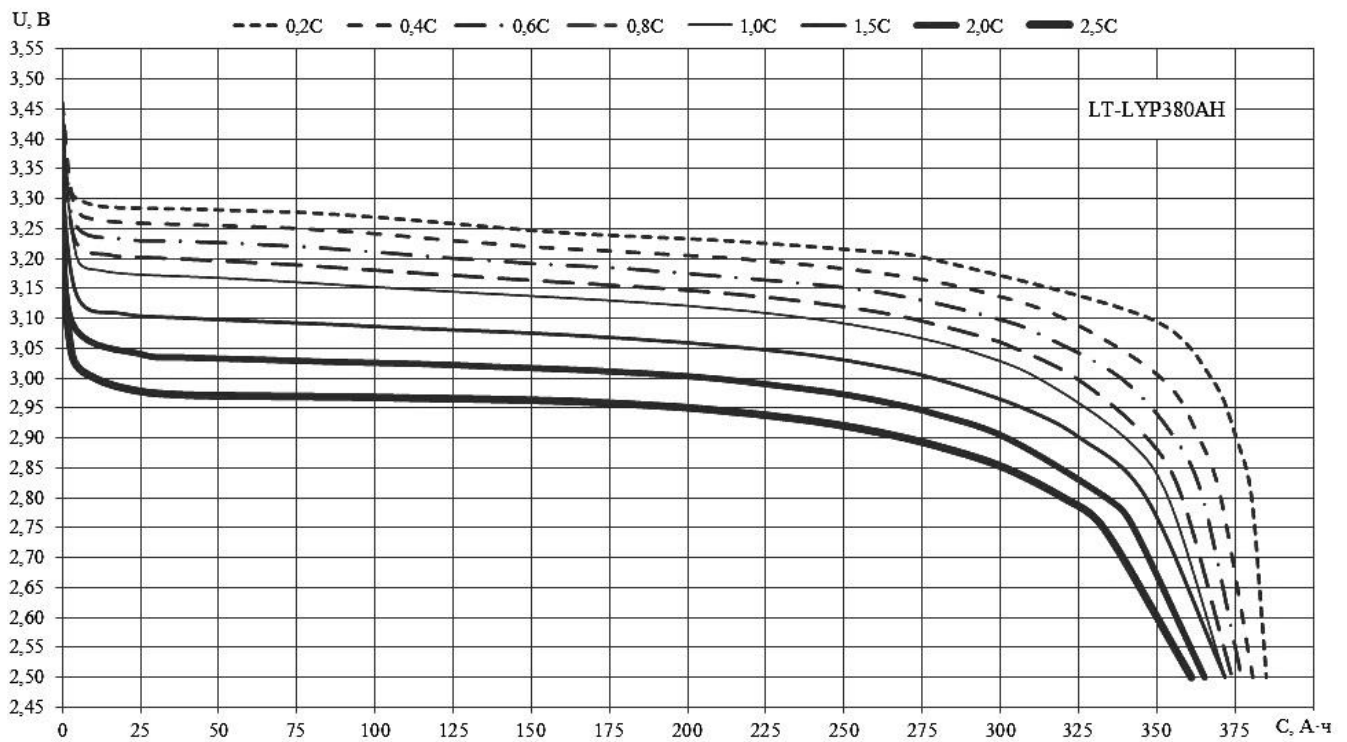


Рисунок 2.12 – Зависимости напряжения ЛИА от отданной энергии в А·ч

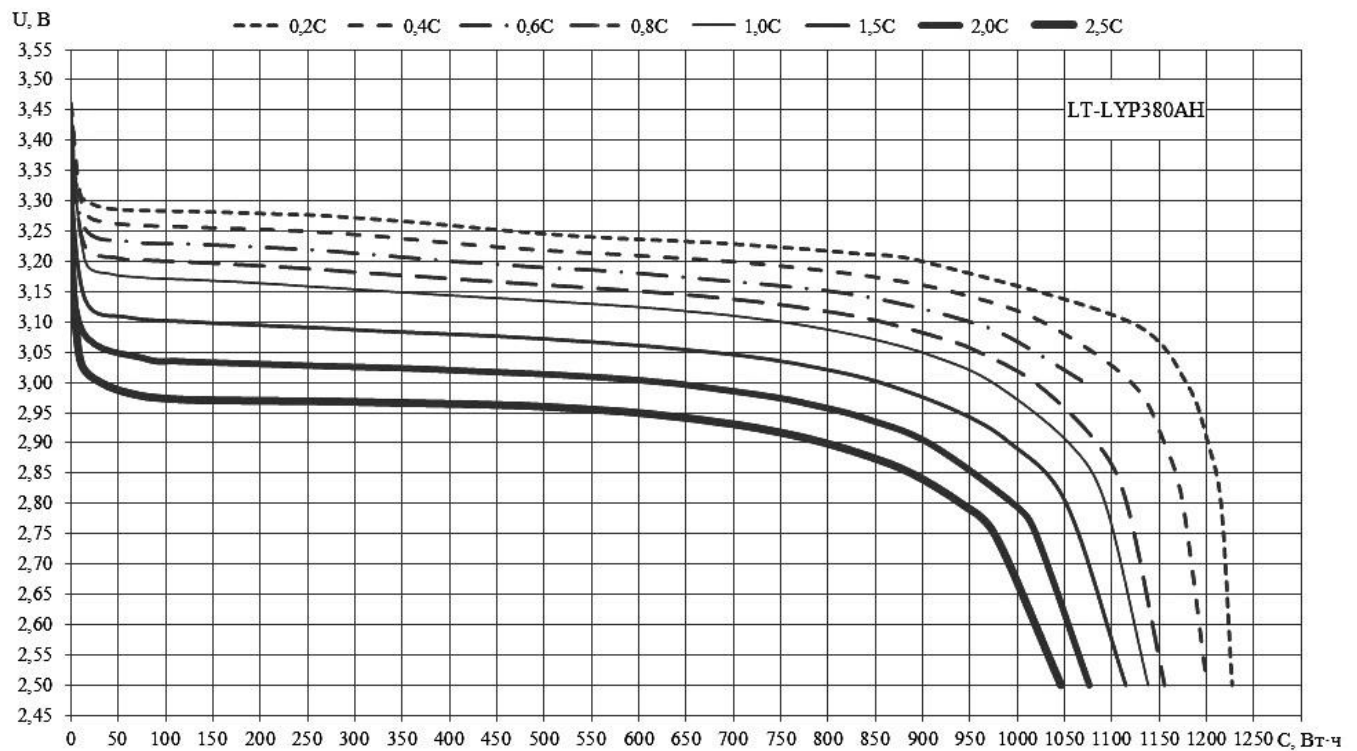


Рисунок 2.13 – Зависимости напряжения ЛИА от отданной энергии в Вт·ч

На основе временных зависимостей получены зависимости от снятого с аккумулятора заряда. Соответствующие диаграммы представлены на Рисунке 2.12 и Рисунке 2.13. Можно увидеть, что аккумуляторы достигают минимального напряжения 2,5 В при различных состояниях заряда. Анализ характеристик

показал, что разница между разрядными токами  $0,2C$  и  $2,5C$  составляет  $6,2\%$  для зависимостей от  $A \cdot ч$  и  $14,7\%$  – для зависимостей от  $Вт \cdot ч$ . Этот факт может быть объяснен влиянием возрастающего падения напряжения на ватт-часовых зависимостях.

Как отмечалось ранее, аккумулятор обладает омическим сопротивлением постоянному току. Величину данного внутреннего сопротивления  $R_{int(DC)}$  определим за счет оценки падения напряжения, согласно следующему выражению

$$R_{int(DC)} = \frac{\Delta U_{2,5C} - \Delta U_{0,2C}}{2,5C - 0,2C} \quad (2.3)$$

где  $\Delta U_{2,5C}$  и  $\Delta U_{0,2C}$  – это падения напряжения для токов разряда  $2,5C$  и  $0,2C$ , соответственно.

При условии, что начальное напряжение одинаково для всех режимов, выражение (2.2) принимает следующий вид:

$$R_{int(DC)} = \frac{U_{SOC}|_{0,2C} - U_{SOC}|_{2,5C}}{2,5C - 0,2C} \quad (2.4)$$

где  $U_{SOC}|_{0,2C}$  и  $U_{SOC}|_{2,5C}$  – это величина напряжения в каком-либо состоянии заряда для токов разряда  $0,2C$  и  $2,5C$ , соответственно.

Оценка проведена для центральной области диаграмм (от  $50$  до  $175 A \cdot ч$ ), поскольку здесь характеристики практически линейны, что отражает окончание процессов поляризации. Полученная величина сопротивления составила  $0,332$  мОм. За счет параллельного соединения электродов, ёмкость батареи  $C_H$  обратно пропорциональна внутреннему сопротивлению ЛИА постоянному току  $R_{int}$ . Таким образом, сопротивление, приведенное к аккумулятору, ёмкостью  $1 A \cdot ч$ , определяемое как  $R_{SPEC(DC)} = C_H \cdot R_{int(DC)}$  равно  $0,126$  мОм  $\cdot A \cdot ч$ .



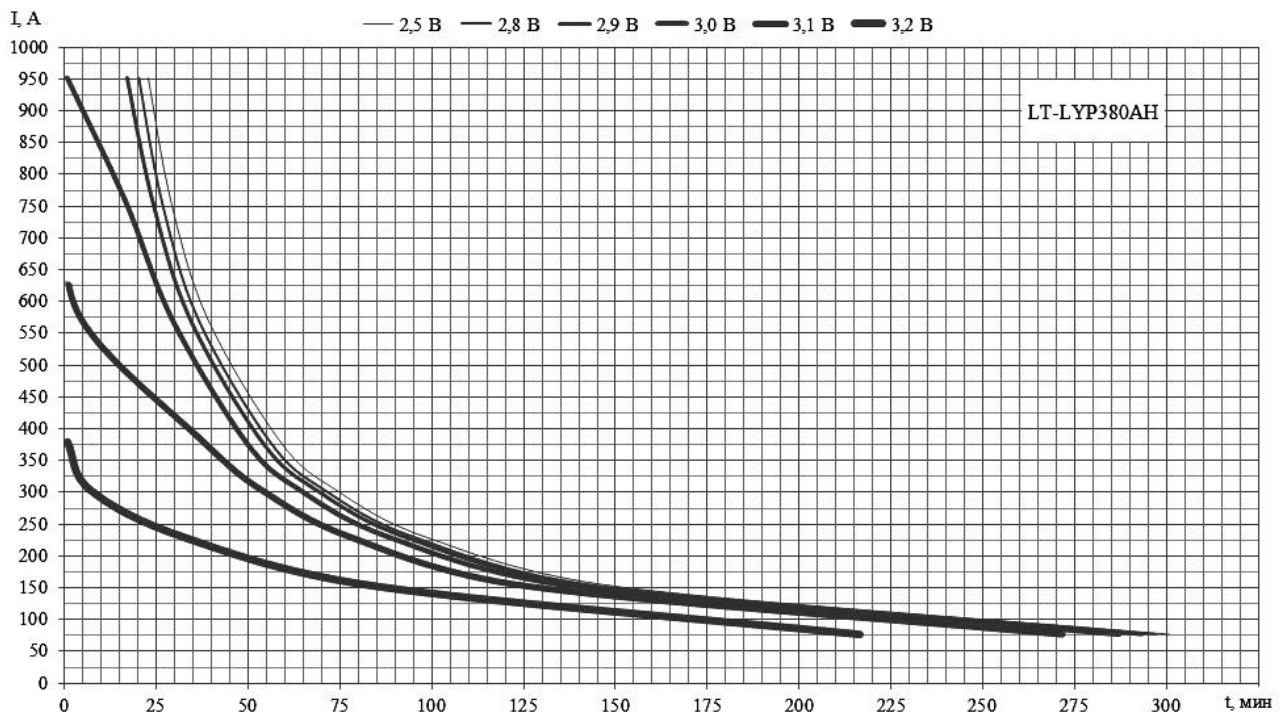


Рисунок 2.14 – Разрядные характеристики ЛИА для различных напряжений

Кроме того, для инженерных расчетов систем бесперебойного питания необходимо знать, как долго батарея может разряжаться током определенной величины для достижения определенного значения напряжения. Соответствующие зависимости представлены на Рисунке 2.14. В отличие от предыдущих характеристик, данные диаграммы отражают весь диапазон допустимых токов разряда в соответствии с граничным значением напряжения батареи.

#### 2.2.4 Зависимость напряжения аккумулятора при импульсных токах разряда

Для данных испытаний были отобраны 3 аккумулятора номинальной ёмкостью 380 А·ч. Подобранные аккумуляторы имели разброс по величине разрядной ёмкости не более  $0,05C_n$ . Перед разрядом, аккумуляторы были заряжены двухстадийным методом, после чего выдерживались в течение 30 минут в бестоковом состоянии. Величина напряжения до импульса составляла 3,36 В. Испытания проводились при нормальных климатических условиях. В ходе эксперимента ЛИА подвергались импульсному разряду токами  $0,2C$ ,  $1,0C$ ,  $1,5C$  и  $2,5C$ , соответственно. Длительность импульсов составляла 8 секунд.

На Рисунке 15 представлены результирующие временные диаграммы напряжения при импульсном разряде ЛИА, представляющие собой усредненные данные по исследуемым аккумуляторам [59].

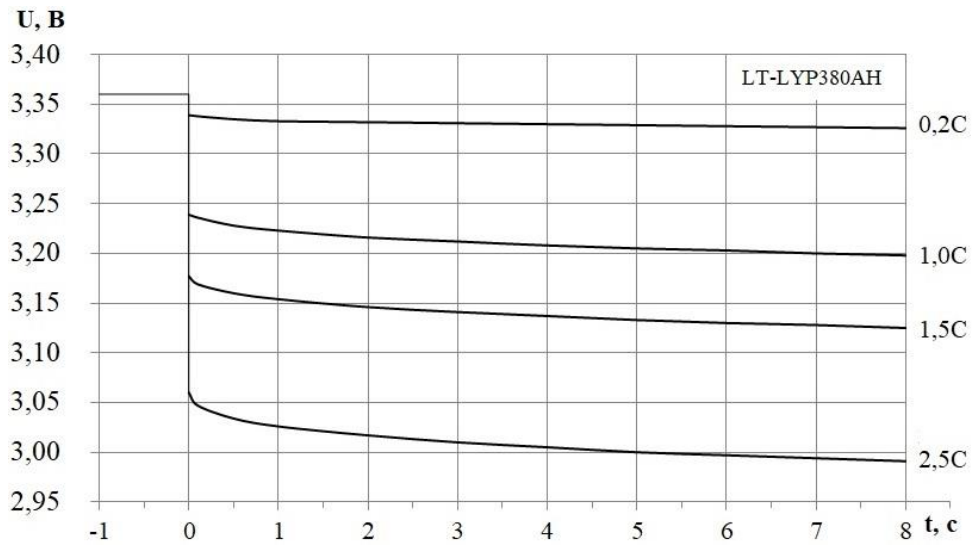


Рисунок 2.15 – Временные диаграммы напряжения ЛИА при импульсном разряде

Как видно из диаграммы, существенная часть падения напряжения происходит мгновенно в начале переходного процесса, что говорит о чисто активном характере падения напряжения. Далее происходит практически экспоненциальное снижение напряжения. Исходя из формы напряжения, можно определить величину сопротивления ЛИА постоянному току  $R_{int}$  как отношение разности падения напряжения в момент скачка для различных токов к разности этих токов:

$$R_{int}|_{380A\cdot h} = \frac{\Delta U_{2,5C} - \Delta U_{0,2C}}{2,5C - 0,2C} = \frac{U_{0,2C}|_{t=0} - U_{2,5C}|_{t=0}}{2,5C - 0,2C} = \frac{3,338 - 3,06}{950 - 76} = 0,3181 \text{ МОм} \quad (2.5)$$

Данный результат с погрешностью менее 5 % соответствует результату, полученному в п.2.2.3.

## 2.3 Построение модели аккумулятора

### 2.3.1 Модель переходного процесса

В качестве основы для модели ЛИА рассмотрим наиболее зарекомендовавшую себя схему замещения аккумуляторного элемента [60 – 62], представленную на Рисунке 2.16. Модель представляет собой

электротехническую схему замещения, где  $U_{OCV}$  – напряжение разомкнутой цепи (НРЦ);  $R_{int}$  – внутреннее омическое сопротивление постоянному току;  $C_{PA}$ ,  $R_{PA}$  – ёмкость и сопротивление активационной поляризации, соответственно,  $C_{PC}$ ,  $R_{PC}$  – ёмкость и сопротивление концентрационной поляризации, соответственно,  $U_T$  – напряжение на выводах элемента.

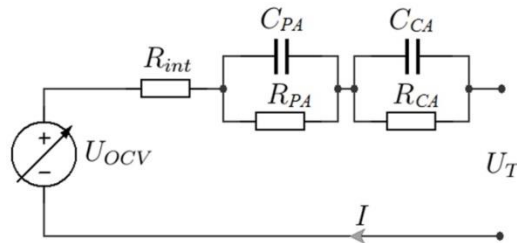


Рисунок 2.16 – Электротехническая схема замещения аккумулятора

Параметры активационной поляризации характеризуют процессы переноса носителей заряда между электродами и оказывают существенное влияние в процессах импульсного характера (десятки – сотни миллисекунд). В свою очередь, параметры концентрационной поляризации отражают процессы изменения концентрации носителей в приэлектродном слое вещества электролита и соответствуют более длительным процессам.

Закон изменения напряжения на выводах элемента имеет следующий вид:

$$U(t) = U_0 - \Delta U_{INT} - \Delta U_{PA} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{PA}}}\right) - \Delta U_{PC} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{PC}}}\right) \quad (2.6)$$

где  $U_{OCV}$  – напряжение до подачи импульса (НРЦ);  $\Delta U_{INT} = I \cdot R_{int}$  – падение напряжения на омическом сопротивлении постоянному току;  $\Delta U_{PA} = I \cdot R_{PA}$  и  $\Delta U_{PC} = I \cdot R_{PC}$  – падение напряжения на звене активационной и концентрационной поляризации, соответственно;  $\tau_{PA} = R_{PA} \cdot C_{PA}$  и  $\tau_{PC} = R_{PC} \cdot C_{PC}$  – постоянные времени звена активационной и концентрационной поляризации, соответственно.

Из Рисунка 2.15 можно определить значения  $U_{OCV}$  и  $\Delta U_{INT}$ , а также значения результирующего напряжения  $U(t)$  в моменты времени  $t_1 = 0, 5, 1, 4, 8$  с. На основе данных значений была решена система уравнений относительно  $\tau_{PA}$ ,  $U_{PA}$  и  $U_{PC}$ . Было получено, что постоянная времени процессов активационной поляризации  $\tau_{PA}$  слабо зависит от протекающего тока и составляет в среднем 0,294 с. При этом

учитывая величину падения напряжения, было получено, что сопротивление  $R_{PA}$  имеет значение  $26,14 \text{ мкОм} \pm 6 \%$  для режимов 1,0С, 1,5С и 2,5С.

На основании полученного значения  $R_{PA}$  и постоянной времени  $\tau_{PA}$ , определим величину ёмкости  $C_{PA}$ :

$$C_{PA} = \frac{\tau_{PA}}{R_{PA}} = \frac{0,294}{26,14 \cdot 10^{-6}} = 11,25 \text{ кФ} \quad (2.7)$$

Аналогичным образом было получено величина постоянной времени звена концентрационной поляризации  $\tau_{PC}$ . Было определено, что данное значение практически не зависит от протекающего тока и его величина составила  $5,35 \text{ с} \pm 6,5 \%$ . При этом разброс по величине сопротивления  $R_{PC}$  и ёмкости  $C_{PC}$  составил  $\pm 29 \%$ . На Рисунке 2.17 представлены полученные зависимости данных параметров от силы тока разряда. На диаграмме расчетные значения  $R_{PC}$  и  $C_{PC}$  для соответствующей силы тока изображены в виде маркеров. Сплошными линиями представлены графики аппроксимации результатов.

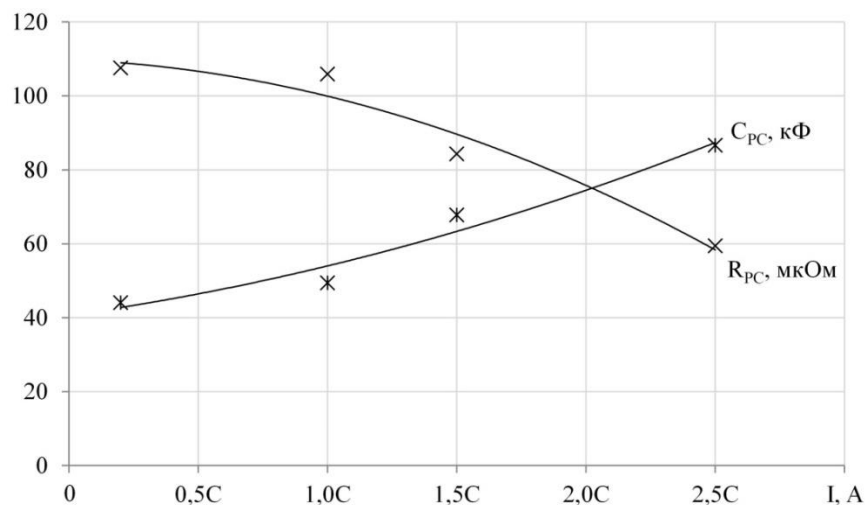


Рисунок 2.17 – Зависимости параметров схемы замещения для концентрационной поляризации от силы тока разряда

Подтверждение актуальности полученных параметров схемы замещения для импульсных разрядов было проведено при помощи имитационного моделирования электротехнических процессов в среде схемотехнического моделирования *PSIM*. Сформированная модель представлена на Рисунке 2.18. Величина напряжения источника  $U_{OCV}$  установлена на уровне 3,36 В, что соответствует состоянию полного заряда аккумулятора. На Рисунке 2.19

представлены совмещенные диаграммы экспериментальных данных (обозначены маркерами) и результатов моделирования (обозначены сплошными линиями) для токов 0,2С, 1,0С, 1,5С и 2,5С, соответственно [59].

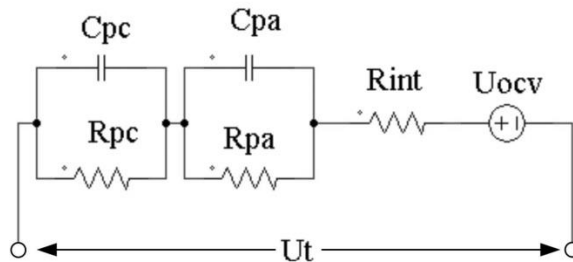


Рисунок 2.18 – Имитационная модель аккумулятора

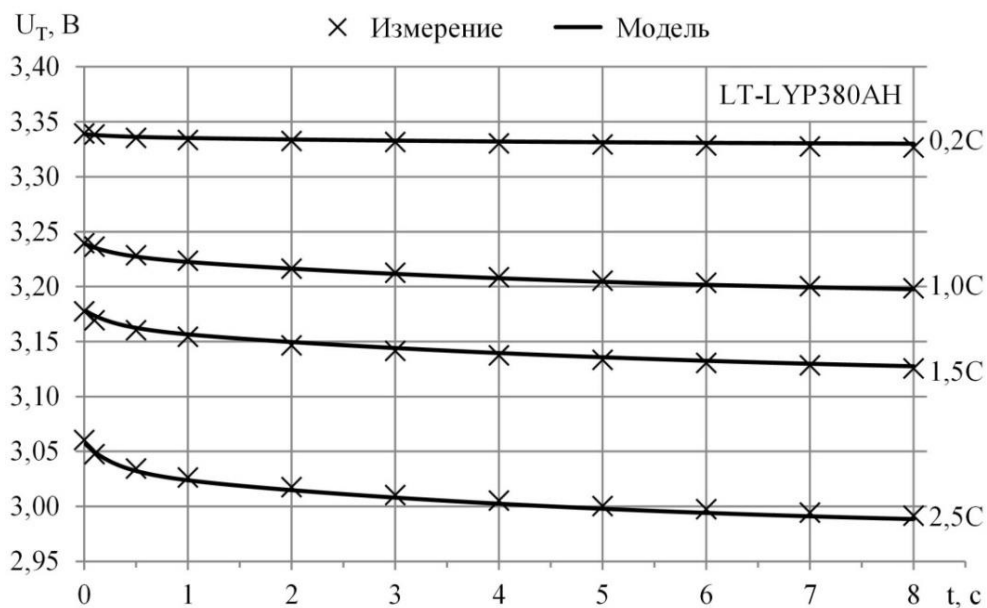


Рисунок 2.19 – Совмещенная временная диаграмма результатов измерения и моделирования

Из Рисунка 2.19 видно, что результаты моделирования ЛИА с минимальной погрешностью соответствуют результатам натурального эксперимента, что подтверждает правильность проведенных расчетов. Недостатком данной реализации является отсутствие универсальности модели, поскольку для каждой силы тока необходимо предварительно устанавливать соответствующие значения параметров звена концентрационной поляризации  $R_{PC}$  и  $C_{PC}$ .

Для получения модели с автоматической установкой параметров  $R_{PC}$  и  $C_{PC}$ , зависимости данных параметров от силы тока разряда (см. Рисунок 2.17) были

усреднены полиномами второй степени. В результате получены следующие выражения:

$$R_{PC}(I_{разр})=A_R \cdot I_{разр}^2 + B_R \cdot I_{разр} + C_R \quad (2.7)$$

$$C_{PC}(I_{разр})=A_C \cdot I_{разр}^2 + B_C \cdot I_{разр} + C_C \quad (2.8)$$

где  $A_R = -49,5 \cdot 10^{-12}$ ,  $B_R = -7,17 \cdot 10^{-9}$ ,  $C_R = 110 \cdot 10^{-6}$ ,  $A_C = 24,7 \cdot 10^{-3}$ ,  $B_C = 25,8$ ,  $C_C = 40,6 \cdot 10^3$ .

Результат данных выражений соответствует расчетным значениям с погрешность не более 10 %, что говорит о достаточной точности описания характеристик. Сформированная математическая модель ЛИА изображена на Рисунке 2.20. В данной модели аккумулятор представлен в виде регулируемого источника напряжения  $U_T$ , система управления которого может быть описана выражениями (2.6) – (2.8). Блок  $T_1$  представляет собой сбрасываемый таймер обратного счета для формирования опорного сигнала времени для экспонент. Сброс таймера производится при резком изменении тока ЛИА. Временные диаграммы, полученные при моделировании данной схемы, совмещенные с зависимостями натурального эксперимента, представлены на Рисунке 2.21.

Из диаграммы на Рисунке 2.21 видно, что введение в систему управления зависимостей  $R_{PC}$  и  $C_{PC}$  от силы разрядного тока не привело к ухудшению численных показателей, отражающих переходный процесс импульсного разряда ЛИА. Кроме того, очевидно преимущество данной реализации: значения  $R_{PC}$  и  $C_{PC}$  не требуют предустановки, что позволяет производить моделирование режимов работы на всем диапазоне токов разряда.

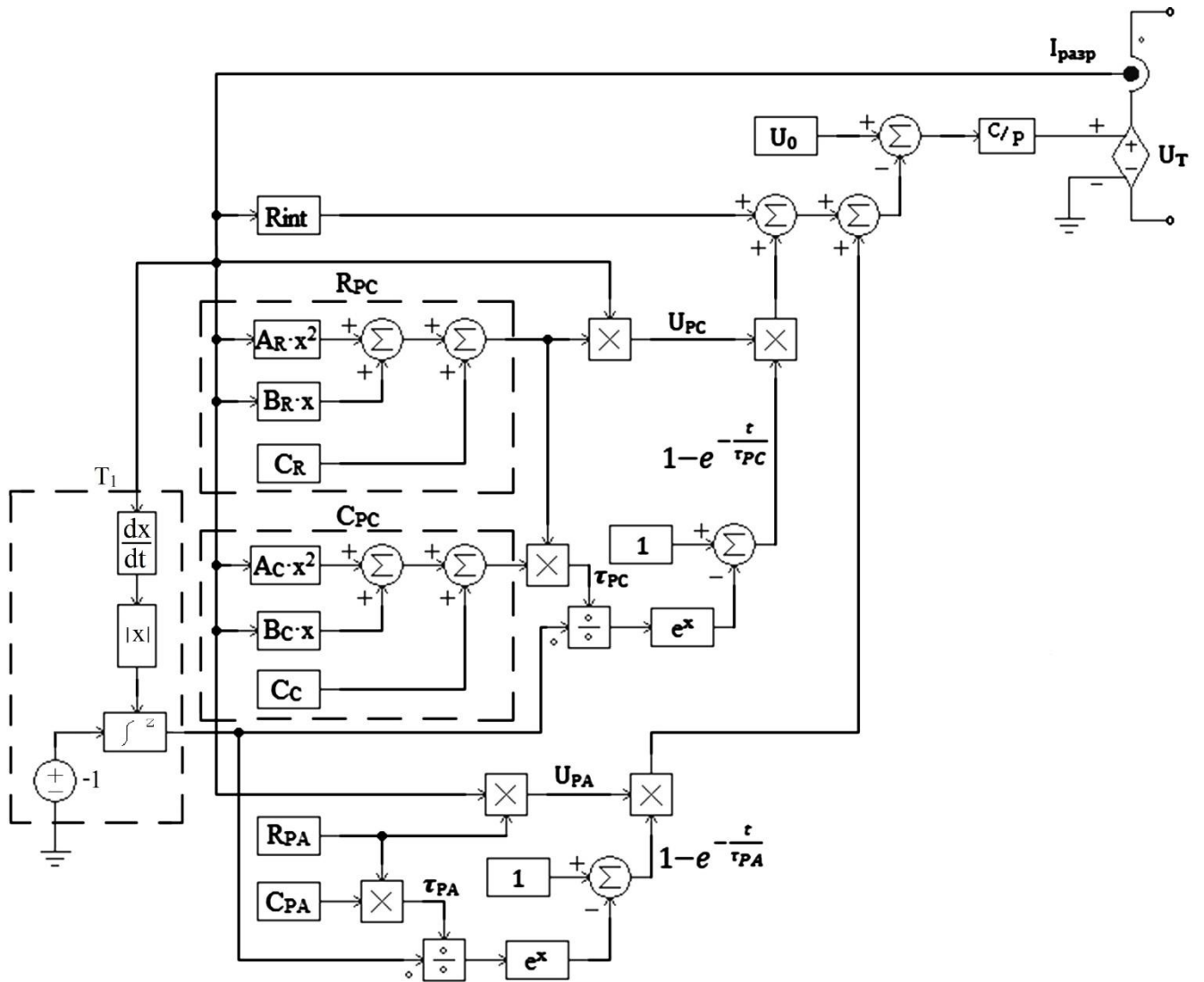


Рисунок 2.20 – Имитационная модель ЛИА с обратной связью по току

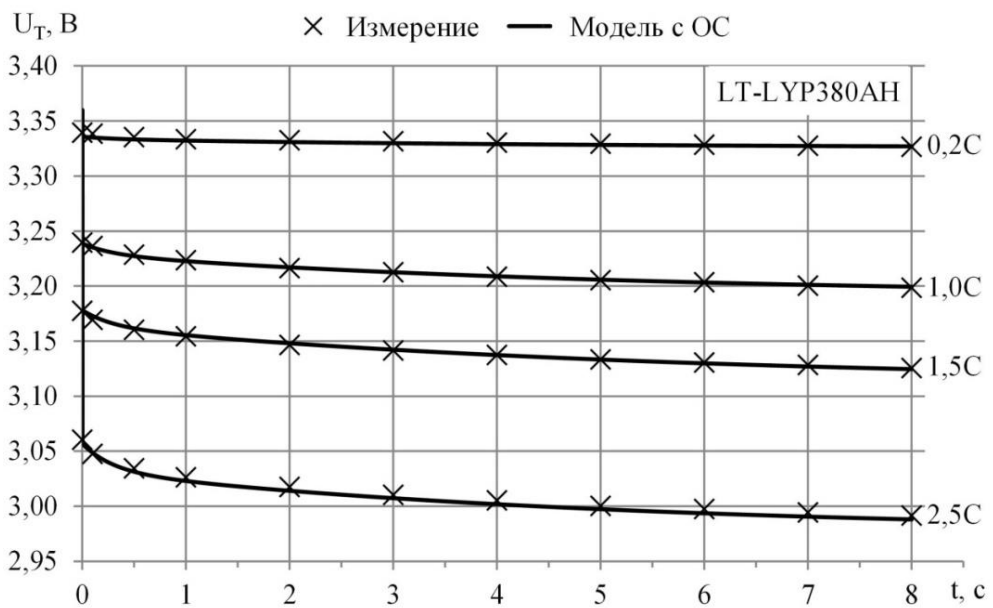


Рисунок 2.21 – Совмещенная временная диаграмма результатов измерения и моделирования с обратной связью по току

### 2.3.2 Модель напряжения разомкнутой цепи

Следующим этапом построения модели является введение зависимости НРЦ от состояния заряда. В качестве основы для моделирования принята разрядная характеристика ЛИА при малых токах разряда (см. п.2.2.1). Опишем зависимость НРЦ(*SoC*) (обратную представленной на Рисунке 2.2) полиномом. Поскольку кривая имеет 7 локальных экстремумов, она может быть представлена в виде полинома седьмой степени. Для этой цели при помощи функции *polycoeff* программного обеспечения *Mathcad* определим коэффициенты данного полинома. Результат интерполяции, представленный на Рисунке 2.22, соответствует следующему выражению:

$$U_{ocv}(SOC) = \sum_{i=0}^7 k_i \cdot SOC^i \quad (2.8)$$

где  $k_i = [2,7729 \ 22,45 \cdot 10^{-3} \ -4,4142 \cdot 10^{-4} \ 4,5087 \cdot 10^{-6} \ -2,5423 \cdot 10^{-8} \ 7,9723 \cdot 10^{-11} \ -1,2999 \cdot 10^{-13} \ 8,582 \cdot 10^{-17}]$  – коэффициенты результирующего полинома.

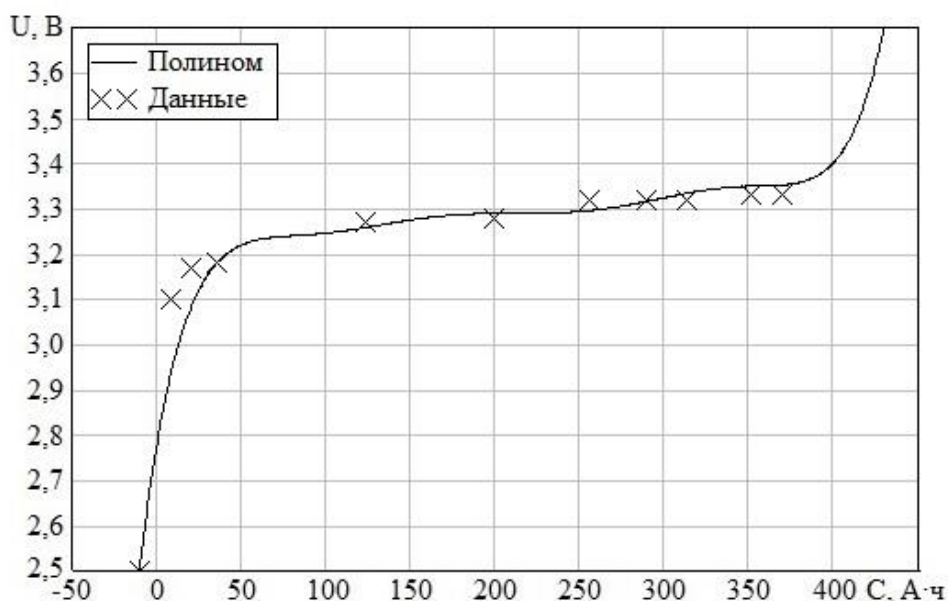


Рисунок 2.22 – Рассчитанная зависимость НРЦ от *SoC*

Реализация зависимости в *PSIM* представлена на Рисунке 2.23. Интегрирование тока, протекающего через ЛИА, представляет собой величину отданного/принятого заряда в размерности А·с. Поскольку рассмотренная ранее зависимость представлена в размерности А·ч, далее производится деление результата интегрирования на 3600. Кроме того, введение зарядной зависимости в



модель, отражающую разряд ЛИА, требует инверсии значения тока на элементах, отражающих омическое сопротивление. Также данные элементы отразят увеличение напряжения на выходных зажимах аккумулятора при подаче зарядного тока.

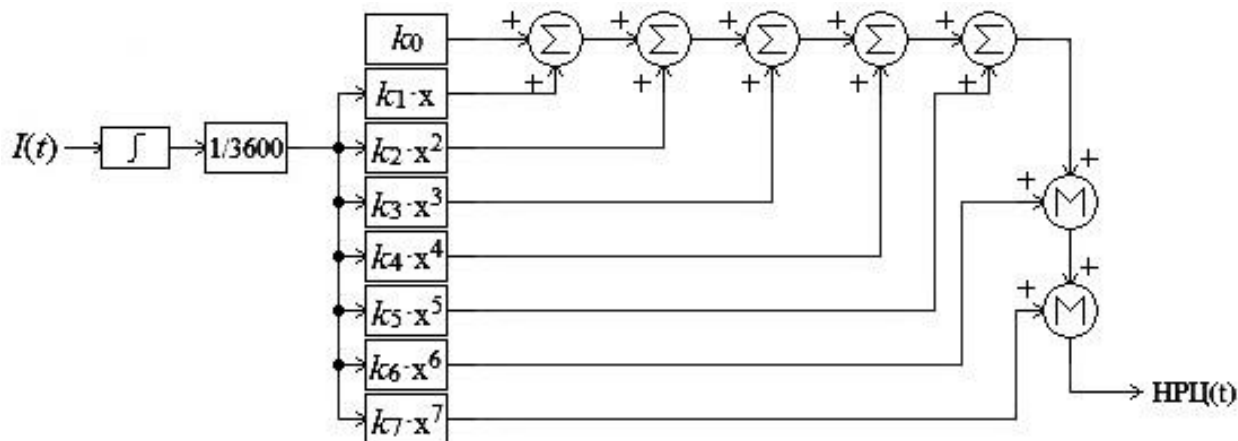


Рисунок 2.23 – Реализация зависимости  $НРЦ(t)$  в *PSIM*

Результаты введения зависимости в имитационную модель ЛИА представлены на Рисунках 2.24 – 2.25. Рисунок 2.24 представляет собой семейство разрядных характеристик при различных токах разряда. Как можно увидеть из рисунка, диаграмма отражает характер зависимостей, представленных на Рисунке 2.11. Анализ зависимостей показал, что численные значения разрядных характеристик при моделировании соответствуют экспериментальным данным с погрешностью не более 2 % на промежутке от 0 до 350 А·ч, что отражает 90 % от всей разрядной характеристики. В наихудшем режиме отклонение составило 12,9 %.

Рисунок 2.25 отражает совмещенные зарядные характеристики током 0,2С, полученные на модели (сплошная линия) и в эксперименте (маркеры). В качестве опорной точки принят уровень напряжения 3,7 В. Анализ характеристики также показал, что погрешность в уровнях напряжения на 90 % от диапазона *SoC* составляет не более 2 % от абсолютного значения (наихудшем режиме – 19,5 %).

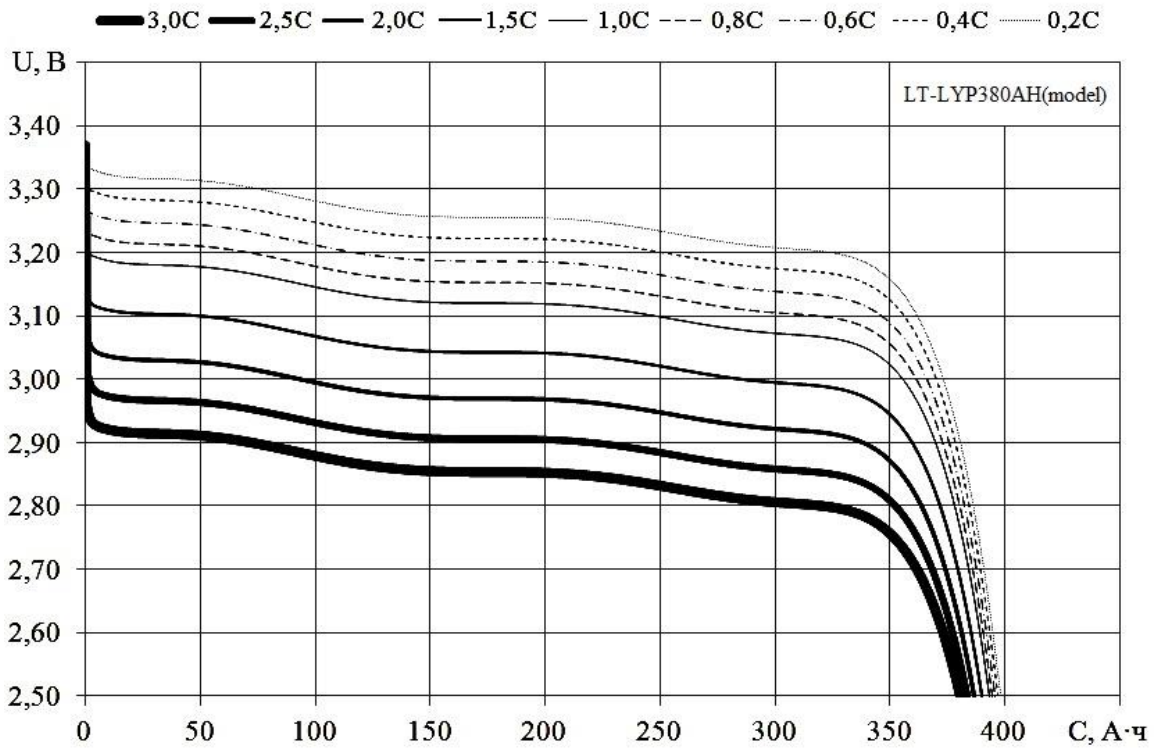


Рисунок 2.24 – Разрядные характеристики модели ЛИА 380 А·ч

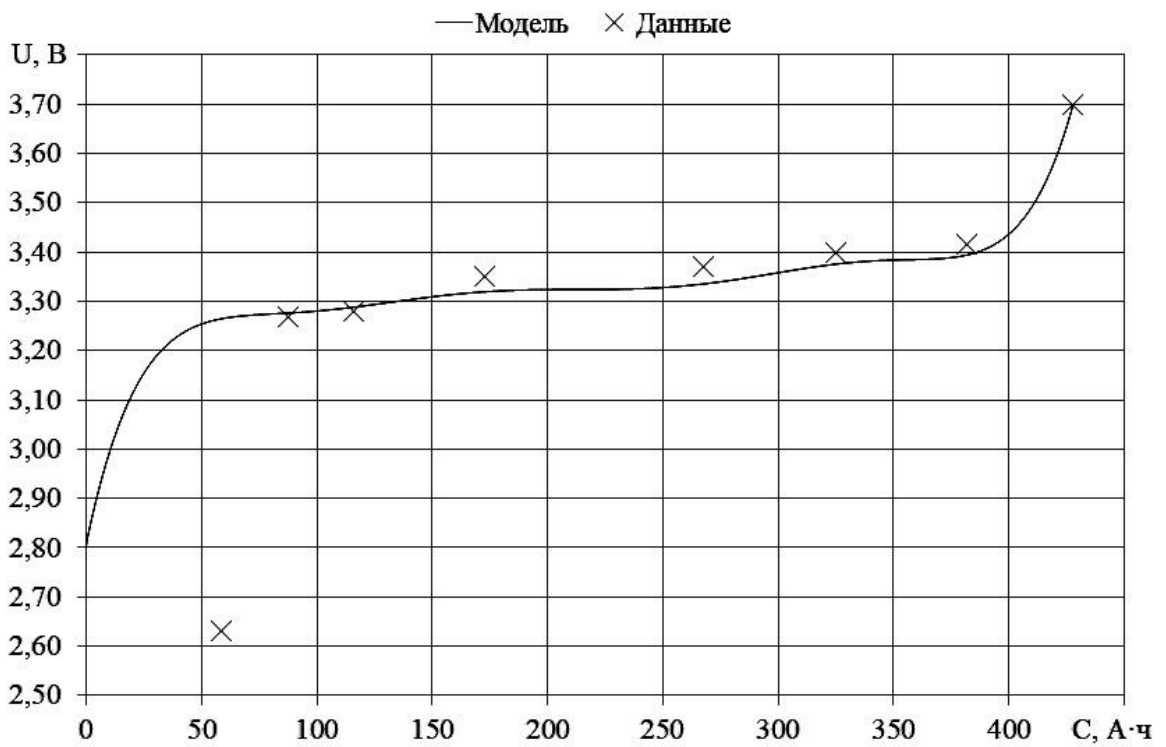


Рисунок 2.25 – Зарядная характеристика модели ЛИА 380 А·ч

## Выводы по Главе 2

В главе рассмотрены временные диаграммы длительного и импульсного разряда литий-ионного аккумулятора (ЛИА) при различных токах разряда, диаграммы заряда до различного напряжения. В результате анализа диаграмм было получено:

- изменение напряжения ЛИА при импульсном разряде может быть описано суммой двух экспонент, характерных активно-ёмкостным звеньям, и постоянным падением напряжения на омическом сопротивлении;
- величина внутреннего сопротивления и параметры звена активационной поляризации, а также постоянная времени звена концентрационной поляризации не зависят от силы разрядного тока;
- величина сопротивления и ёмкости звена концентрационной поляризации имеют зависимость от силы разрядного тока в виде полинома второй степени;
- зависимость напряжения разомкнутой цепи (НРЦ) от состояния заряда (*SoC*) может быть описана полиномом 7 степени.

На основании полученных результатов была сформирована модель ЛИА, отражающая такие параметры как:

- омическое сопротивление постоянному току при разряде / источник напряжения при заряде;
- параметры концентрационной и активационной поляризации, отражающие инерционность переходных процессов;
- зависимость НРЦ от *SoC*, позволяющая предустанавливать состояние заряда ЛИА.

Сравнение результатов моделирования и экспериментально полученных зависимостей показало погрешность не более 2 % на 90 % от диапазона *SoC*, что позволяет использовать данную модель для имитационного моделирования практически всех режимов работы ЛИА.

## ГЛАВА 3 АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРО-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

### 3.1 Исходные данные

Из широкого перечня различных типов ЭГУ, наиболее распространенным являются дизель-генераторные установки ДГУ – это системы, состоящие из электрического генератора, дизельного двигателя внутреннего сгорания в качестве привода и соответствующей системы управления частотой вращения вала и величиной выходного напряжения. Моделированию работы дизельного двигателя, электрического генератора и ДГУ в целом посвящен ряд работ, отличающихся различными способами реализации и степенью детализации [63 – 68]. Структурная схема установки с указанием основных элементов представлена на Рисунке 3.1 [63].

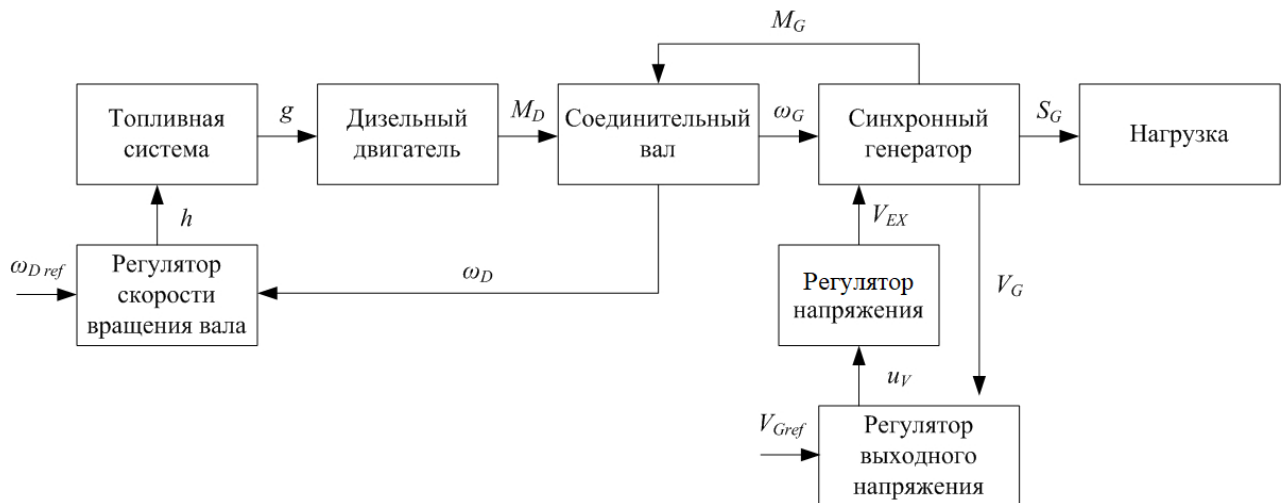


Рисунок 3.1 – Структурная схема ДГУ

Обозначения на рисунке следующие:

$g$  – величина, соответствующая удельному расходу топлива, значения которой лежат в диапазоне от 0 (режим простоя) до 1 (максимальный крутящий момент);

$M_D$  – крутящий момент, производимый дизельным двигателем;

$M_G$  – электромагнитный момент торможения, вызванный электрической нагрузкой;

$\omega_G, \omega_D$  – угловая скорость вращения вала генератора и двигателя соответственно;

$\omega_{Dref}$  – сигнал задания на угловую скорость вращения вала двигателя;

$h$  – положение рейки топливного насоса;

$S_G, V_G$  — полная электрическая мощность напряжение на выходе генератора;

$V_{Gref}$  – сигнал задания на напряжение на выходе генератора;

$u_V$  – сигнал управления регулятором напряжения в обмотке возбуждения;

$V_{EX}$  – напряжение в обмотке возбуждения генератора.

Двигатель формирует крутящий момент под управлением топливной системы дизельного двигателя согласно следующему выражению:

$$\frac{dM_D}{dt} = \frac{M_D}{\tau_D} + \frac{k_D}{\tau_D} \cdot g(t - t_d)$$

где  $\tau_D$  – постоянная времени топливной системы;

$k_D$  – коэффициент передачи двигателя, отражающий максимальный крутящий момент двигателя;

$t_d$  – задержка, отражающая время, необходимое до достижения крутящего момента на валу двигателя.

Под действием разности моментов двигателя и тормозного момента синхронного генератора осуществляется вращение соединительного вала. Модель соединительного вала принимается как вращение двух масс, соединенных гибким валом:

$$J_D \frac{d\omega_D}{dt} = -k_{fDS} \cdot \omega_D + k_{fS} \cdot \omega_G - M_S + M_D$$

$$J_G \frac{d\omega_G}{dt} = k_{fS} \cdot \omega_D - k_{fGS} \cdot \omega_G + M_S - M_G$$

$$\frac{dM_S}{dt} = k_{sS} \cdot \omega_D - k_{sS} \cdot \omega_G$$

где  $J_D$  и  $J_G$  – момент инерции двигателя и генератора соответственно;

$M_S$  – крутящий момент, передаваемый через соединительный вал;

$$k_{fDS} = k_{fD} + k_{fS}$$

$$k_{fGS} = k_{fG} + k_{fS}$$

Коэффициенты торсионного демпфирования и торсионной жесткости двигателя, генератора и соединительного вала

$k_{sD}$ ,  $k_{sG}$  и  $k_{sS}$  – коэффициенты торсионной жесткости двигателя, генератора и соединительного вала соответственно.

Регулятором скорости вращения вала определяется положение рейки топливного насоса  $h$  для обеспечения скорости вращения вала в соответствии с заданием  $\omega_{Dref}$ . Топливная система при применении цифрового регулятора скорости вращения, работу топливной системы можно описать следующей системой уравнений:

$$\frac{dh}{dt} = -\frac{k_{i\omega}}{1 + k_{p\omega}} \cdot \left( -k_{dr} \cdot h + (\omega_{Dref} - \omega_D) \right)$$

$$g = \frac{1}{1 + k_{p\omega} \cdot k_{dr}} \cdot \left( h + k_{p\omega} (\omega_{Dref} - \omega_D) \right)$$

где  $k_{p\omega}$ ,  $k_{i\omega}$  – пропорциональный и интегральный коэффициенты регулятора скорости вращения;

$k_{dr} = m_{dr} \cdot \omega_{nom}$  – коэффициент статизма регулировочной характеристики:

$m_{dr}$  – коэффициент наклона статической характеристики, где 0 – жесткая характеристика, 1 – снижение скорости вращения до 0 при номинальной мощности на валу);

$\omega_{Dnom}$  – номинальная частота вращения вала двигателя.

При помощи Регулятор выходного напряжения в соответствии с заданием на величину напряжения  $V_{Gref}$  формируется напряжение на обмотке возбуждения  $V_{EX}$ , от величины которого зависит выходное напряжение генератора  $V_G$  согласно следующей системе выражений:

$$\frac{dz_V}{dt} = k_{iV} \cdot (V_{Gref} - V_G)$$

$$u_V = z_V + k_{pV} \cdot (V_{Gref} - V_G)$$

$$t_R \frac{dV_{EX}}{dt} = -V_{EX} + k_R u_V$$

где  $z_V$  – текущее состояние интегратора;

$u_V$  – выходной сигнал регулятора напряжения;

$k_{pV}$  и  $k_{iV}$  – пропорциональный и интегральный коэффициенты регулятора выходного напряжения;

$t_R$  и  $k_R$  – постоянная времени и коэффициент передачи выпрямителя в системе возбуждения генератора.

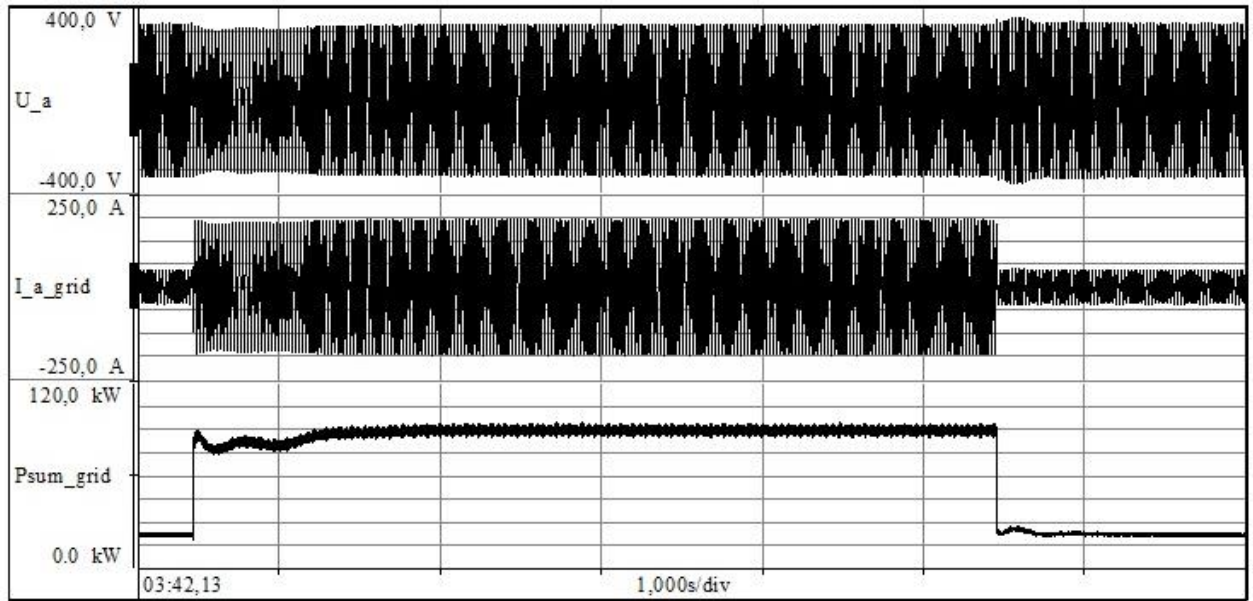
Как можно увидеть, ДГУ представляет собой сложную электро-механическую систему из 10 уравнений, большинство из которых имеют дифференциальный характер. Зачастую такие данные о генераторе и двигателе как постоянные времени  $\tau$  и моменты инерции  $J$  отсутствуют даже при физическом наличии установки. Таким образом, актуальным является построение модели ДГУ как электротехнического объекта. Для решения данной задачи необходимо иметь зависимость напряжения ДГУ при резких набросах и сбросах тока нагрузки.

### 3.2 Исследование работы электро-генераторной установки

Согласно поставленной задаче, для формирования модели ДГУ были проведены испытания характеристик ДГУ мощностью 100 кВт. В ходе испытаний в качестве базовой нагрузки ДГУ использовалась активная нагрузка 21,6 кВт, а в качестве коммутируемой – активная нагрузка 67,4 кВт. Длительность наброса нагрузки составляла 5 секунд, количество повторений – 90. На Рисунке 3.2 представлены временные диаграммы переходного процесса напряжения, тока и мощности на выходе в течение подобного цикла, на Рисунке 3.3 – диаграммы зависимости амплитуды и частоты напряжения фазы А.

В результате усреднения полученных результатов было получено, что при набросе мощности происходит просадка амплитудного значения напряжения на выходе генератора составляет 30,7 В (9,2 % от значения до наброса), просадка частоты – 3,75 Гц (7,5 % от частоты до наброса). Сброс нагрузки приводит к скачку амплитудного значения напряжения на 32 В (9,7 % от значения до сброса) и забросу частоты на 3,26 Гц (6,5 % от частоты до сброса). Стоит отметить характерный выброс частоты при набросе, отражающий более тяжелый режим

работы регулятора ДГУ. На основе представленных результатов испытаний сформированы требования, предъявляемые к модели ДГУ (см. Таблицу 3.1).



сверху вниз: эпюры напряжения фазы А ДГУ, тока фазы А ДГУ, суммарной мгновенной мощности ДГУ

Рисунок 3.2 – Реакция на наброс (слева) /сброс (справа) мощности реальной ДГУ



Рисунок 3.3 – Реакция амплитуды  $U_a$  и частоты  $f$  напряжения фазы А на наброс (1 с) и сброс (6 с) мощности на ДГУ



Таблица 3.1 – Требования к модели ДГУ

№	Параметр	Значение
1	Номинальная мощность $P_{НОМ}$ , кВт, не менее	100
2	Число фаз	3
3	Номинальное напряжение фазное / линейное, В	230 / 400
4	Номинальная частота напряжения, Гц	50
5	Просадка/наброс напряжения при набросе/сбросе*, %	$\pm 9,5$
6	Просадка/наброс частоты при набросе/сбросе*, %	$\pm 7$

\* уровень мощности наброса/сброса  $0,6 \cdot P_{НОМ}$

### 3.3 Построение модели электро-генераторной установки

На Рисунке 3.4 представлена предлагаемая структурная схема ДГУ. Управление ДГУ производится при помощи блока управления БУ, формирующего задание на действующее значение линейного напряжения  $U_3$  и скорость вращения вала  $n_3$ . В качестве сигнала обратной связи используется линейное напряжение на выходе  $u_{л}(t)$ , а также скорость вращения вала  $n(t)$ . Поскольку реакция ДГУ на набросы и сбросы мощности имеет различный характер, от блока измерения мощности БИ<sub>р</sub> в систему вводится сигнал обратной связи по мгновенной мощности  $p(t)$ , который является возмущающим воздействием, вносящим в цепь управления сигналы, предназначенные для переключения регулятор из одного состояния в другое.

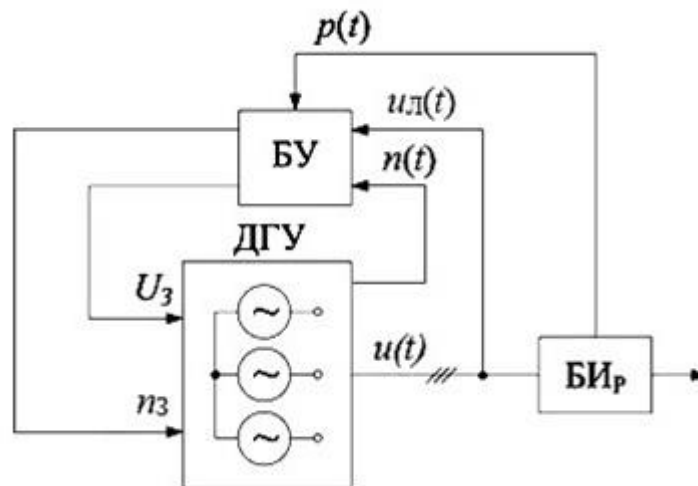


Рисунок 3.4 – Структурная схема модели ДГУ

На Рисунке 3.5 представлена реализация модели ДГУ в среде *PSIM*. В качестве базового элемента взята синхронная машина (далее СМ). В цепи обмотки возбуждения СМ установлен регулируемый источник напряжения ( $U_U$ ), управляемый регулятором с обратной связью по линейному напряжению СМ. В качестве источника механической энергии, имитирующего работу ДГУ, используется блок электро-механического преобразователя ЭМП. Управление ЭМП производится от управляемого источника постоянного напряжения  $V_{MD}$ . В качестве возмущающего воздействия в цепи управления введен источник противо-ЭДС  $V_{MG}$ , управляемый за счет сигнала обратной связи о величине мгновенной мощности  $P_{OUT}$ .

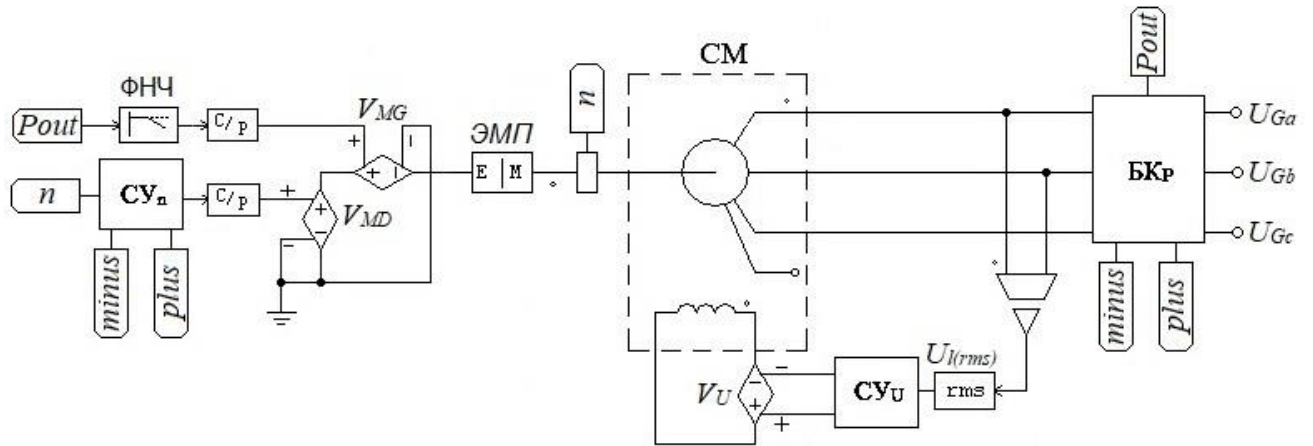


Рисунок 3.5 – Структурная схема реализации модели ДГУ в *PSIM*

На Рисунке 3.6 приставлены система управления для обеспечения поддержания скорости вращения вала и напряжения на выходе генератора на номинальном уровне. Базовой принцип основан на отрицательной обратной связи с использованием ПИ-регулятора. Ограничение параметров на необходимом уровне осуществляется при помощи блока ограничения, пределы которых соответствуют диапазону от 0 до  $S_{ном}$ . Особенности работы системы контроля над частотой (см. Рисунок 3.6б) заключаются во введении дополнительных инерционных звеньев в виде фильтров нижних частот ФНЧ. Переключение между режимами производится при помощи триггера Шмидта на операционном усилителе  $A_1$  (см. Рисунок 3.7), выход которого подключен к блокам масштабирования, один из которых производит инверсию выходного сигнала. Сигналы данных блоков поступают на блоки умножения соответствующих

сигналов обратной связи, диапазон величин выходных сигналов которых ограничен только положительными значениями при помощи блоков ограничения. Таким образом, наброс мощности сформирует положительный сигнал на выходе триггера, который является разрешающим для сигнала обратной связи с задержкой и запрещающим – для сигнала без задержки.

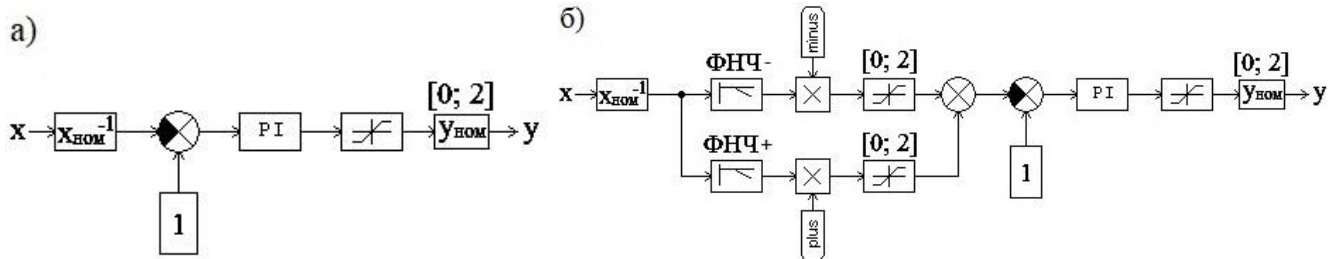


Рисунок 3.6 – Структурные схемы реализации моделей систем управления для амплитуды (а) и частоты (б) напряжения на выходе ДГУ в *PSIM*

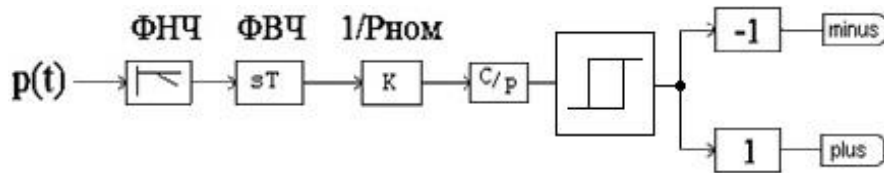


Рисунок 3.7 – Структурная схема реализации модели систем переключения режимов системы управления ДГУ в *PSIM*

Для измерения частоты напряжения на выходе генератора использована система, представленная в [69]. Модель системы изображена на Рисунке 3.8, пример работы – на Рисунке 3.9. Для цели определения значения частоты, трехфазное напряжение преобразуется во вращающуюся систему  $dq$ -координат, где в качестве сигнала на угол  $\theta$  подается постоянная величина. В таком случае на выходе блока преобразования координат формируются два синусоидальные функции, смещенные на 90 эл.град. Данные сигналы подаются на входные зажимы функции арктангенса комплексного числа. Результирующая величина будет являться углом  $\theta$  полученных  $d$ - и  $q$ - векторов. Дифференцируя данную величину определяется угловая скорость. Произведя деление на  $2 \cdot \pi$ , ограничив диапазон изменения величины от 0 до удвоенной номинальной частоты, а также исключив высокочастотные изменения при помощи фильтра нижних частот, получим искомую частоту напряжения на выходе ДГУ.

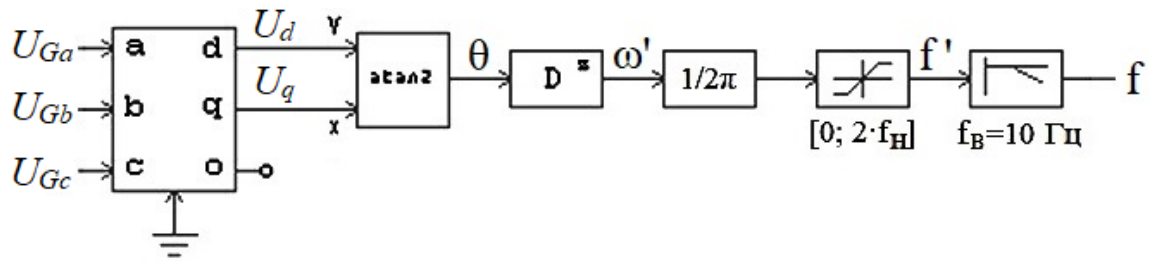


Рисунок 3.8 – Структурная схема реализации модели системы контроля частоты напряжения на выходе ДГУ

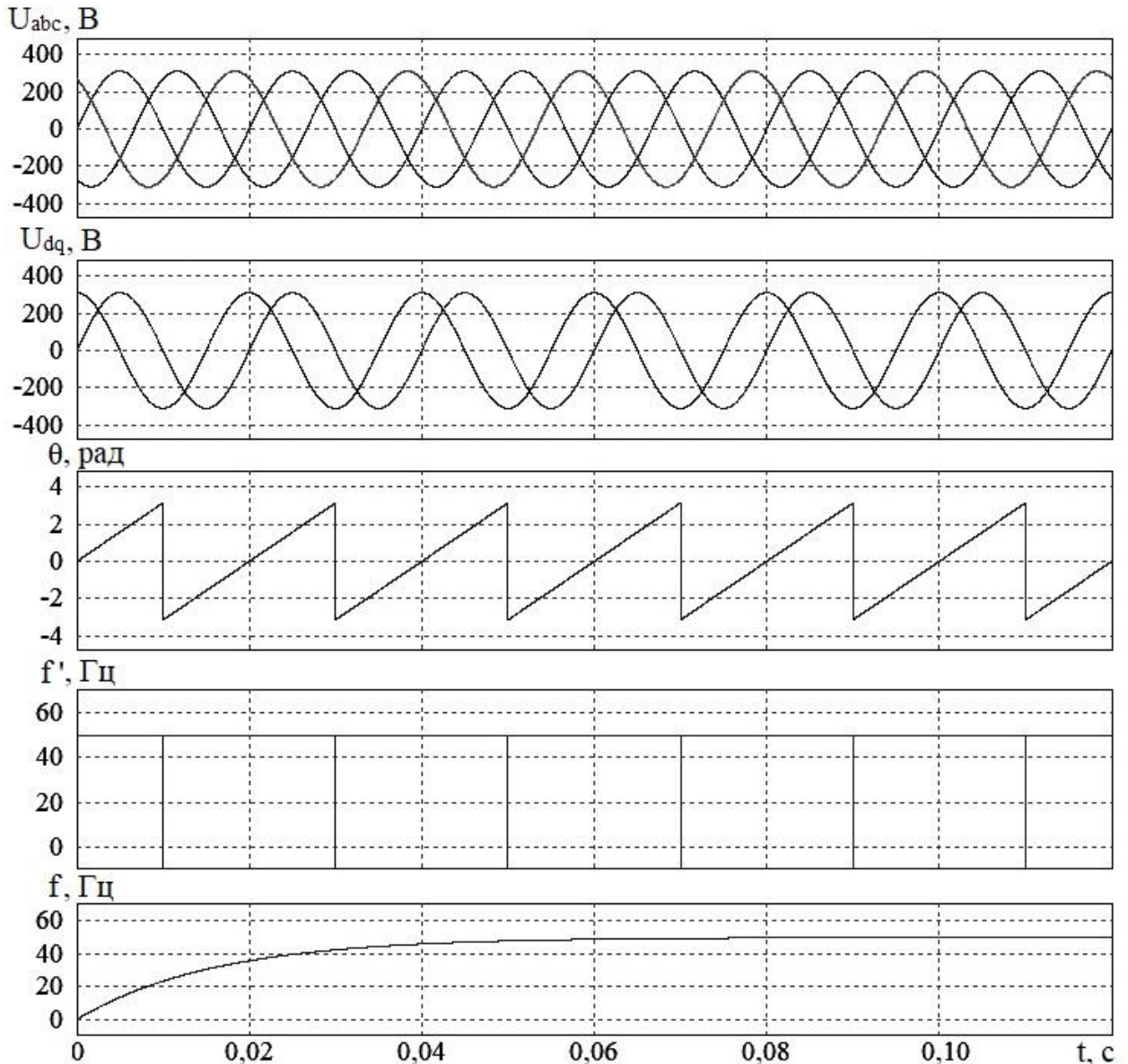
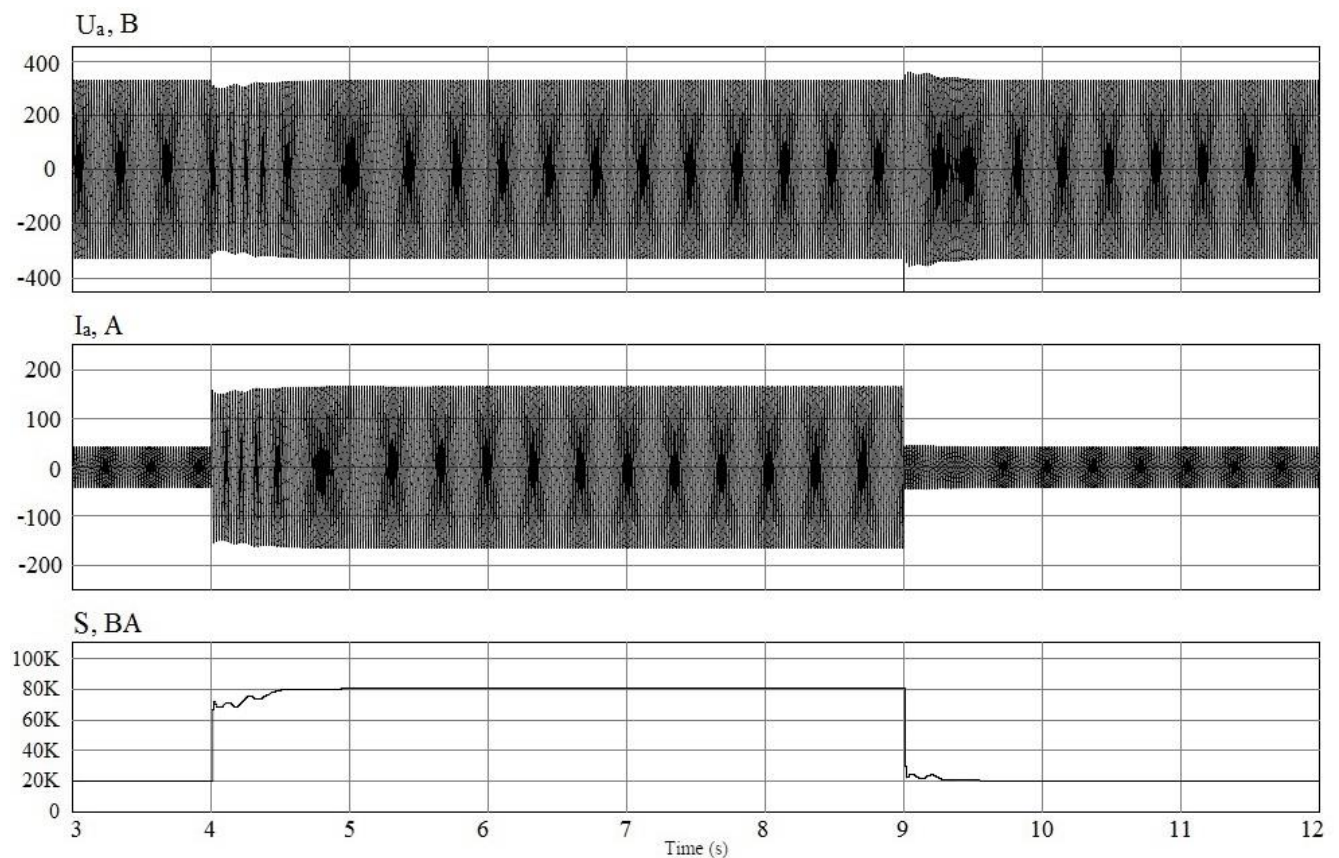


Рисунок 3.9 – Временные диаграммы работы модели системы контроля частоты напряжения на выходе ДГУ в *PSIM*

На Рисунках 3.10 и 3.11 представлены временные диаграммы, отражающие работу реализованной модели ДГУ. По аналогии с Рисунками 3.2 и 3.3, на

Рисунке 3.10 представлены временные диаграммы переходного процесса напряжения, тока и мощности на выходе в течение подобного цикла, на Рисунке 3.11 – диаграммы зависимости амплитуды и частоты напряжения фазы А.

При сопоставлении данных диаграмм, можно отметить соответствие характера зависимостей. В Таблице 3.2 представлен результат сравнения численных показателей зависимостей с заданием для модели. Как можно увидеть, результаты моделирования имеют отклонение от задания на модель не более 1 %, что говорит о высокой степени соответствия результатов.



сверху вниз: эпюры напряжения фазы А ДГУ, тока фазы А ДГУ,  
суммарной мгновенной мощности ДГУ

Рисунок 3.10 – Реакция на наброс (слева) /сброс (справа) мощности на модели

ДГУ

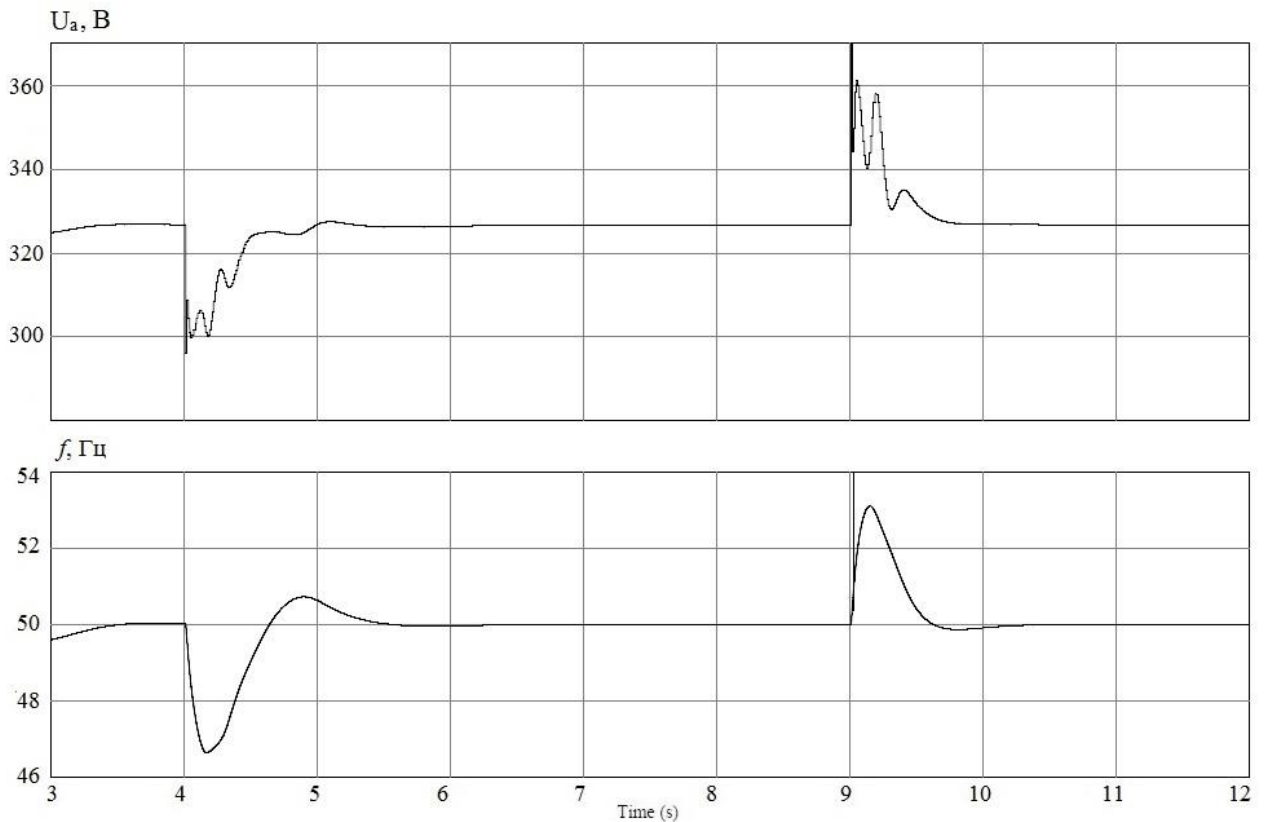


Рисунок 3.11 – Реакция амплитуды  $U_a$  и частоты  $f$  напряжения фазы А на наброс (1 с) и сброс (6 с) мощности на ДГУ

Таблица 3.2 – Сопоставление результатов моделирования и задания на модель

№	Параметр	Значение		δ, %
		Задание	Модель	
1	Номинальная частота напряжения, Гц	50	50	0
1.1	Просадка/наброс напряжения при набросе/сбросе, %	±9,5	+9,6 - 8,8	0,1 0,7
1.2	Просадка/наброс частоты при набросе/сбросе, %	±7	+ 6,2 - 7,3	0,8 0,3

### Выводы по Главе 3

В главе рассмотрены временные диаграммы работы дизель-генераторной установки (ДГУ) при резкопеременной нагрузке. В результате анализа диаграмм было получено:

– характер переходных процессов при набросе и сбросе нагрузки ДГУ аналогичен: при набросе происходит просадка по частоте и амплитуде

напряжения на выходе ДГУ, при сбросе нагрузки – резкое увеличение значений данных параметров;

- численные оценки переходных процессов;
- длительность переходного процесса при набросе больше соответствующего параметра при сбросе.

На основании полученных результатов была сформировано задание на модель ДГУ, на основании которого были сформированы:

- модель ДГУ на основе синхронной машины в качестве генератора и управляемого источника крутящего момента в качестве привода;
- система управления напряжением на выходе ДГУ;
- система определения режима работы ДГУ (сброс/наброс);
- система управления скоростью вращения вала / частотой напряжения на выходе ДГУ, учитывающая различия в переходных процессах.

Сравнение результатов моделирования и экспериментально полученных зависимостей показало погрешность не более 1 % по требуемым параметрам, что позволяет использовать данную модель для имитационного моделирования основных режимов работы ДГУ. Подобный подход возможно применить при создании других типов ЭГУ.

## ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 4.1 Модель силовой схемы

На Рисунке 4.1 изображена модель силовой схемы системы, в состав которой входят модель дизель-генераторной установки ДГУ, представленная в Главе 3, трехфазный мостовой *MOSFET*-инвертор ИНВ, блок коммутации преобразователя БКП; блок регулируемой нагрузки БРН, буферные реакторы БР; трехфазный емкостной фильтр  $C_\phi$ ; блок предварительного заряда емкостей БПЗ с блоком задержки по времени БЗ; фильтровая емкость в звене постоянного тока  $C_{\phi(dc)}$  и аккумуляторная батарея АБ, представленная источником напряжения с внутренним сопротивлением. С целью получения сигналов обратной связи и вспомогательных сигналов для системы управления используются датчики тока в нагрузке  $I_{Za}$ ,  $I_{Zb}$ ,  $I_{Zc}$ , инверторе  $I_{Ia}$ ,  $I_{Ib}$ ,  $I_{Ic}$ , датчики напряжения в системе  $U_a$ ,  $U_b$ ,  $U_c$ , а также сигнал подключения преобразователя  $V_{\text{ВКЛ}}$ .

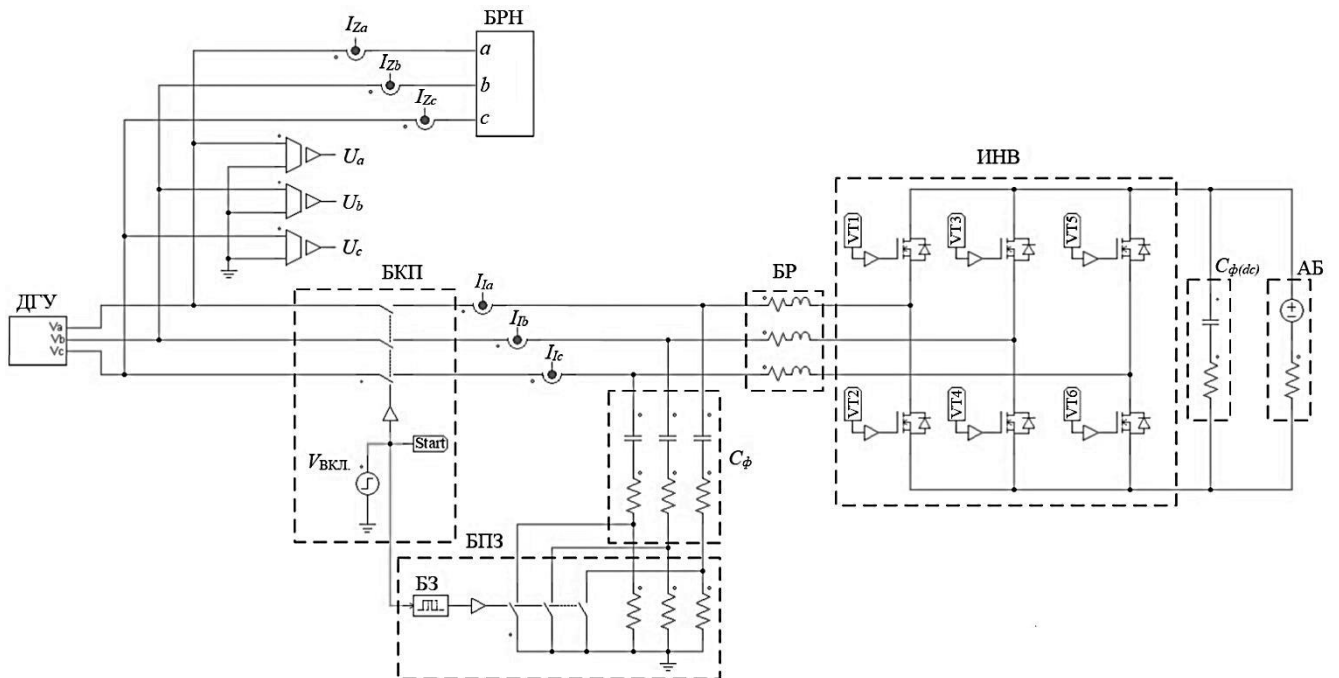


Рисунок 4.1 – Модель силовой схемы в среде *PSIM*

На первом этапе работы системы ключи в БКП и БКН находятся в разомкнутом состоянии, происходит запуск и выход на номинальный режим ДГУ при низком уровне нагрузки. На втором этапе происходит коммутация ключей БКП, подключая преобразователь к ДГУ. В это время происходит предзаряд



емкостей  $C_{\phi}$ , который автоматически прекращается после задержки по времени блока БЗ. На третьем этапе происходит коммутация ключей БКН, имитируя сброс и наброс нагрузки.

Из представленных в Главе 1 режимов работы наибольший интерес представляют режимы совместной работы СНЭ и ДГУ, а именно когенерация мощности накопителем и генератором, потребления дополнительной мощности накопителем, компенсации реактивной мощности накопителем, ограничения скорости изменения мощности генератора. С точки зрения системы управления, первые два режима можно объединить в отдельный режим – *режим ограничения выходной мощности генератора*, который подразумевает ограничение как максимального, так и минимального уровня выходной мощности генератора.

Стоит отметить, что модель ДГУ, представленная в Главе 3, имеет своей целью отображение динамических режимов работы мотор-генераторной установки. В таком случае, в статических режимах работы, таких как ограничение выходной мощности генератора и компенсация реактивной составляющей мгновенной мощности, модель ДГУ может быть замещена идеальным источником трехфазного напряжения. При таком подключении отсутствует необходимость в емкостном фильтре. Таким образом, при моделировании данных режимов акцент будет направлен на принципы работы собственно накопителя с соответствующими способами управления.

Для построения модели проведен предварительный расчет параметров элементов силовой схемы для показателей системы, представленных в Таблице 4.1. Расчет проводился отдельно для трех различных режимов работы СНЭ:

- Режим ограничения активной выходной мощности генератора ( $\cos \varphi = 1$ );
- Режим ограничения реактивной выходной мощности генератора ( $\cos \varphi = 0$ );
- Режим ограничения активно-индуктивной выходной мощности генератора ( $\cos \varphi = 0,8$ ).

Проведенные расчеты и полученные параметры СНЭ представлены в Приложении А.

Таблица 4.1 – Задание для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Величина
Полная мощность нагрузки, кВА	$S_{НОМ}$	100
Число фаз	$n$	3
Коэффициент гармоник выходного напряжения [70], не более, %	$K_{гн}$	8
Частота напряжения питающей сети, Гц	$f_G$	50
Частота коммутации ключей, кГц	$f_S$	5
Коэффициент гармоник тока на частоте коммутации, не более, %	$K_{гI}(f_S)$	6
Длительность автономной работы при $S = S_{НОМ}$ , ч	$t_{AP}$	2
Максимальная глубина модуляции преобразователя	$M_{max}$	0,99

#### 4.2 Режим ограничения активной выходной мощности генератора

На Рисунке 4.2 представлено схематическое изображение временных диаграмм работы системы электроснабжения в целом при функционировании СНЭ в режиме ограничения выходной мощности генератора. На диаграмме представлено 3 характерных этапа: заряд, пауза, разряд. Профиль мощности нагрузки представлен линейно изменяющейся величиной. При этом мощность, вырабатываемая генератором, лежит в диапазоне между минимальным  $S_{Gmin}$  и максимальным  $S_{Gmax}$  значением, заданным системой управления.

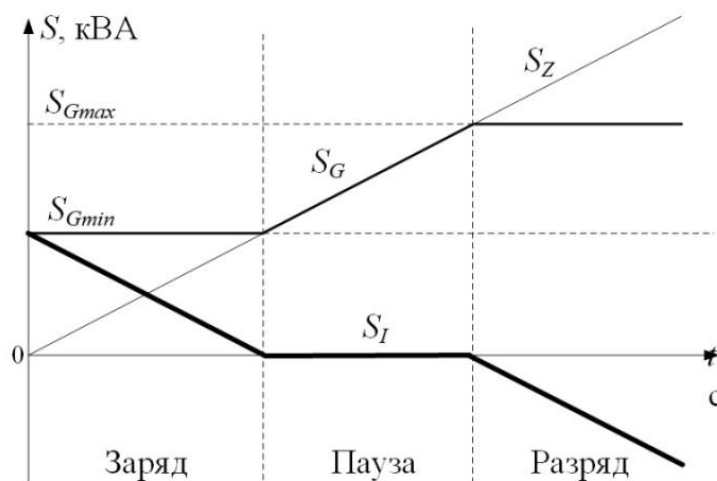


Рисунок 4.2 – Теоретические диаграммы работы системы электроснабжения в режиме ограничения выходной мощности генератора ( $S_{LIM}$ )

С точки зрения системы управления, данный режим обеспечивается введением в цепь задания  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  блока ограничителя, как представлено на Рисунке 4.3. В качестве примера рассмотрим режим ограничения активной мощности. С этой целью задан диапазон ограничения действительной составляющей мгновенной мощности в пределах от 30 до 80 кВт, задание на мнимую составляющую мгновенной мощности не должно оказывать влияние на работу системы, поэтому задано в диапазоне от  $\pm S_{НОМ}$ , где  $S_{НОМ}$  – величина номинальной мощности ДГУ.

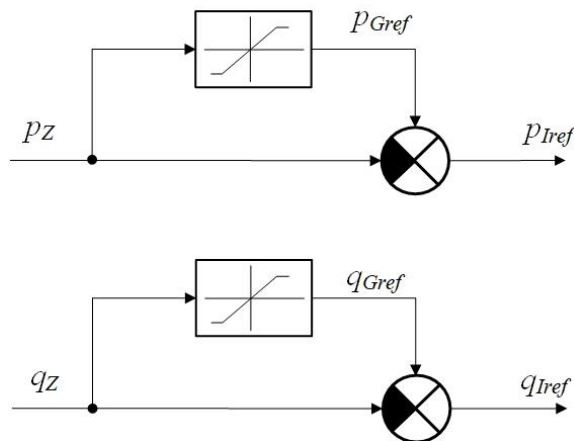


Рисунок 4.3 – Способ формирования сигнала задания в режиме ограничения выходной мощности генератора ( $S_{LIM}$ )

На Рисунке 4.4 представлены результаты моделирования исследуемой системы электроснабжения в режиме ограничения активной выходной мощности генератора ( $\cos\varphi=1$ ) в среде *PSIM* при минимальном напряжении аккумуляторной батареи [71]. Для отработки режимов работы собственно преобразователя, модель ДГУ представлена идеальным источником трехфазного напряжения. Напряжение на аккумуляторной батарее с учетом падения напряжения на внутреннем сопротивлении соответствует выражению (1.17.1) при кратности коммутации  $a = 100$ , величине пульсации тока на частоте коммутации не более 6 %.

Последовательность сигналов на Рисунке 4.4 следующая:

- токи фазы А нагрузки  $I_Z$ , дизель-генераторной установки  $I_G$  и преобразователя  $I_I$ ;
- действительная мощность нагрузки  $p_Z$ , дизель-генераторной установки  $p_G$  и преобразователя  $p_I$ ;

– мнимая мощность нагрузки  $q_z$ , дизель-генераторной установки  $q_G$  и преобразователя  $q_I$ ; ток в звене постоянного тока  $I_d$  и через аккумуляторную батарею  $I_{bat}$ ;

– коэффициент модуляции  $M$ .

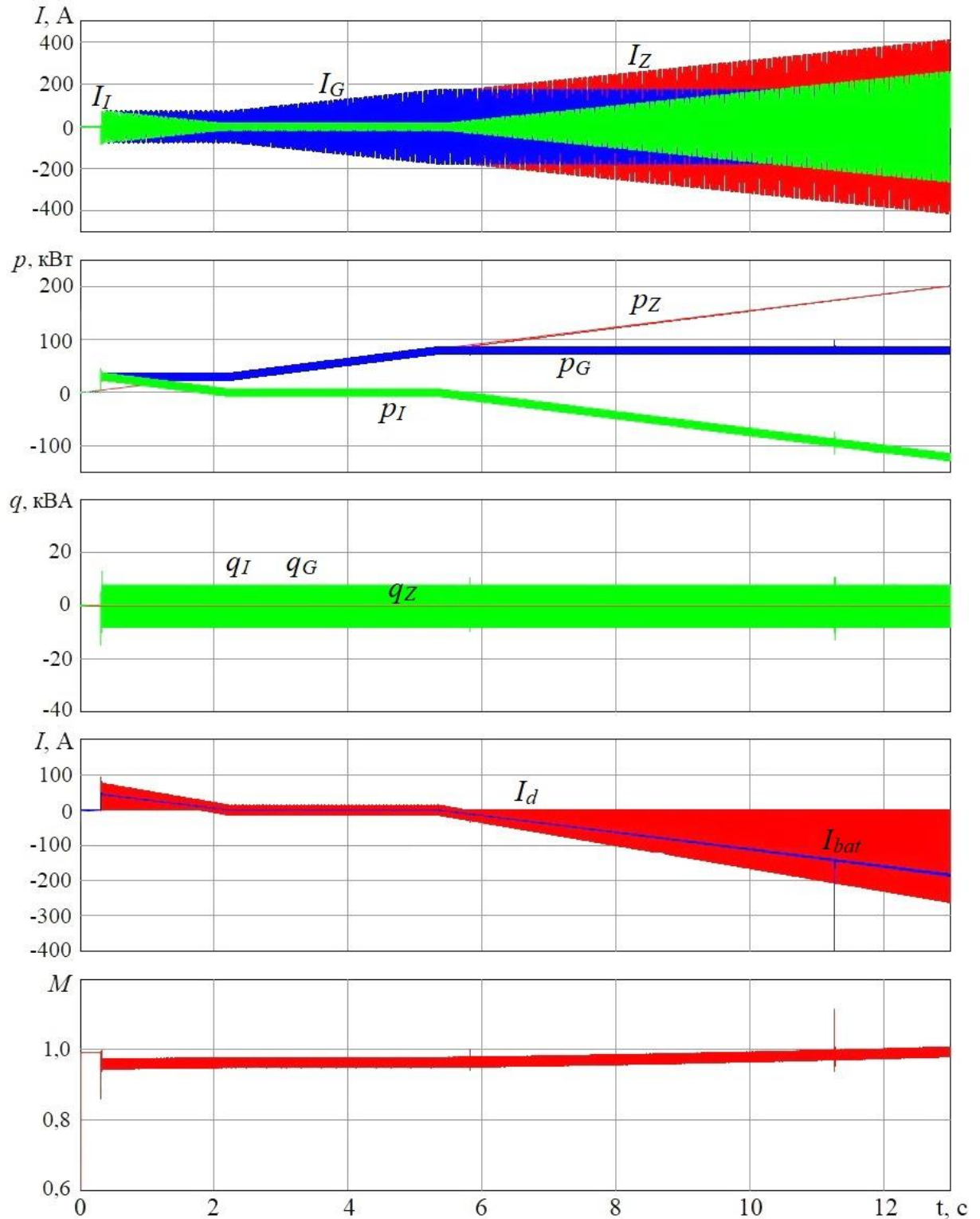


Рисунок 4.4 – Результаты моделирования системы электроснабжения в режиме ограничения активной выходной мощности генератора

С момента времени 0,35 с происходит линейный рост активной мощности нагрузки. До момента времени 2,13 с выходная мощность источника питания поддерживается на уровне  $30 \pm 7,2$  кВт за счет потребления недостающей мощности накопителем. Величина мнимой составляющей мгновенной мощности составляет не более  $\pm 1$  кВАр. В момент времени 1,79 с разность между средним значением и заданием на выходную мощность источника питания становится не более пульсационной составляющей мощности. Дальнейшее поддержание уровня загрузки источника питания сопровождается нелинейными искажениями, вызванными двуполярностью тока в звене постоянного тока инвертора. В момент времени 2,21 с среднее значение сравнивается с заданием. Дальнейшие искажения выходной мощности ДГУ вызваны малым порогом отключения СНЭ и относительно высокой пульсационной составляющей.

В промежутке времени от 2,13 до 5,45 с мощность нагрузки находится в пределах линейной передачи блока ограничения. В этом режиме среднее значение мощности источника питания равняется мощности нагрузки. Накопитель находится в режиме ожидания, потребляя мнимую составляющую мощности за счет входной фильтрующей ёмкости.

В момент времени 5,35 с величина действительной составляющей мгновенной мощности нагрузки достигает верхнего предела ограничения выходной мощности источника питания. В этот момент накопитель переходит в режим генерации недостающей мощности, сопровождающийся нелинейными искажениями до момента времени 5,78 с. В нормальном режиме выходная мощность генератора поддерживается на уровне  $80 \pm 7,2$  кВт. Исключения составляют только режимы с выходной мощностью инвертора менее 7,2 кВт (от 5,35 до 5,78 с) и более 94,6 кВт (от 11,27 с). В данных режимах величина пульсационной составляющей мощности инвертора находится за пределами допустимой в данном режиме мощности: от 0 до 100 кВт.

Результаты численной оценки результатов, полученных при моделировании, с заданными параметрами представлены в Таблице 4.2. Максимальное значение погрешности не превышает 10 %, что говорит от

достаточной сходимости результатов моделирования с расчетом. Погрешность величины коэффициента гармоник тока на частоте коммутации определяется приблизительной оценкой формы напряжения на выходе инвертора. Погрешность же в величине максимальной мощности на выходе инвертора напряжения вызвана высокой чувствительностью величины мощности  $S_I$  к коэффициенту модуляции  $M$  в режиме генерации активной мощности – диапазон коэффициента модуляции  $M$  от 0,966 до 0,990 соответствует диапазону мощности на выходе инвертора  $S_I$  от 0 до 100 кВт. При этом видно, что погрешность в коэффициенте модуляции при заданной мощности  $M(S_{I_{maxРАСЧ}})$  составляет всего 0,3 %, что говорит о высокой степени сходимости моделирования и расчета.

Таблица 4.2 – Сравнение расчетных и измеренных значений параметров в режиме ограничения активной мощности генератора

Параметр	Расчет	Моделирование	Отклонение, %
$K_{ГГ}(f_S)$ , %	6,00	6,14	2,3
$S_I(M_{maxРАСЧ})$ , кВА	100,0	96,4	3,6
$M(S_{I_{maxРАСЧ}})$	0,990	0,991	0,1
$P_{Gmin}$ , кВт	30,0	30,0	0
$P_{Gmax}$ , кВт	80,0	80,0	0

Временные диаграммы, полученные в результате моделирования режимов ограничения мощности активно-реактивной ( $\cos\varphi=0,8$ ) и реактивной ( $\cos\varphi=0$ ) мощности для нагрузки индуктивного характера представлены на Рисунке 4.5. Последовательность сигналов на Рисунках 4.5 и 4.6 соответствует рисунку 4.4. Значения, установленные в качестве уровней ограничения в системе управления инвертором, представлены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Установки в блоках ограничения

Параметр	Задание	
	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0$
$P_G$ , кВт	[0, 40]	[0, 0]
$Q_G$ , кВА	[-30, 0]	[-30, 0]

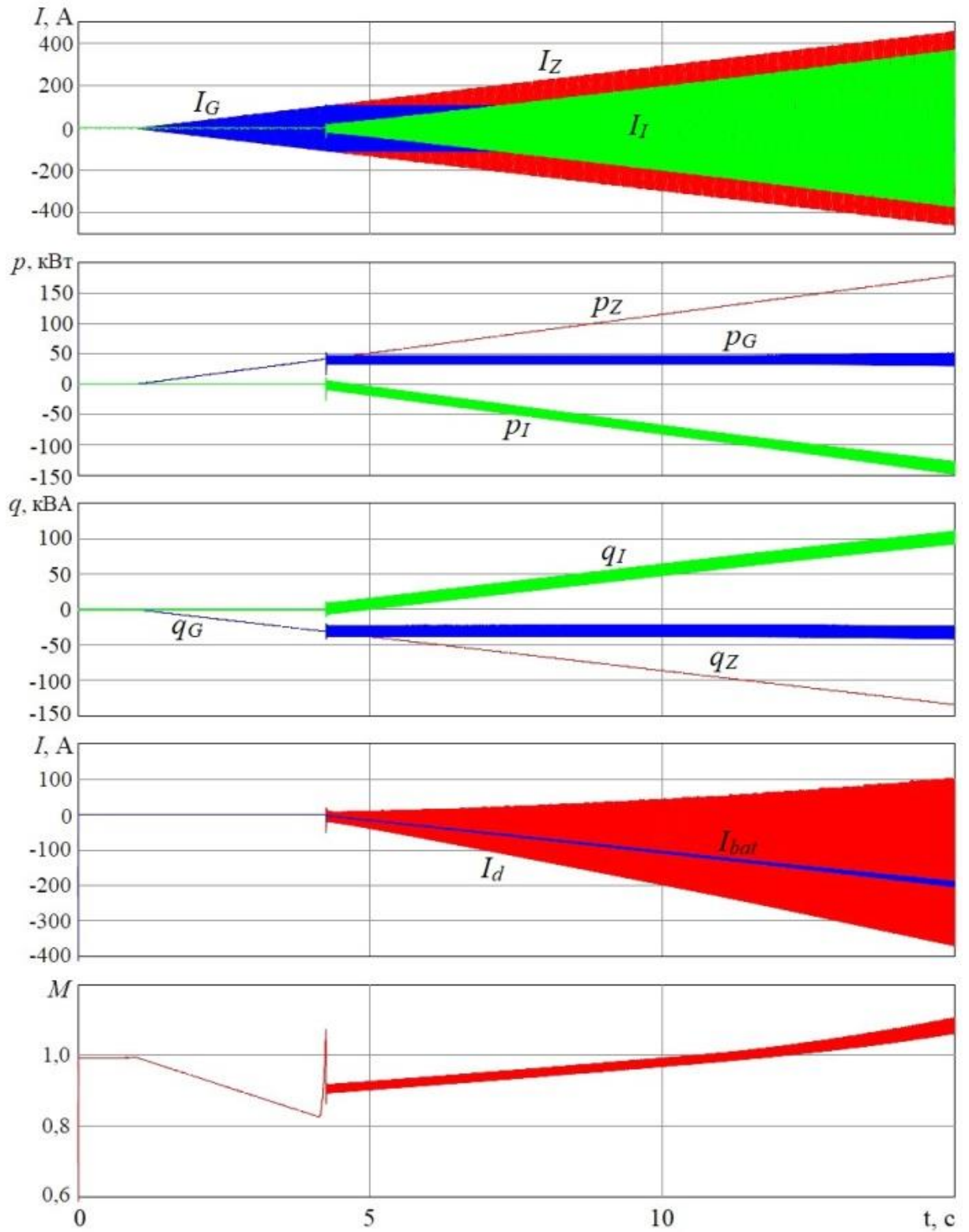


Рисунок 4.5 – Результаты моделирования системы электроснабжения в режиме ограничения активно-реактивной выходной мощности генератора

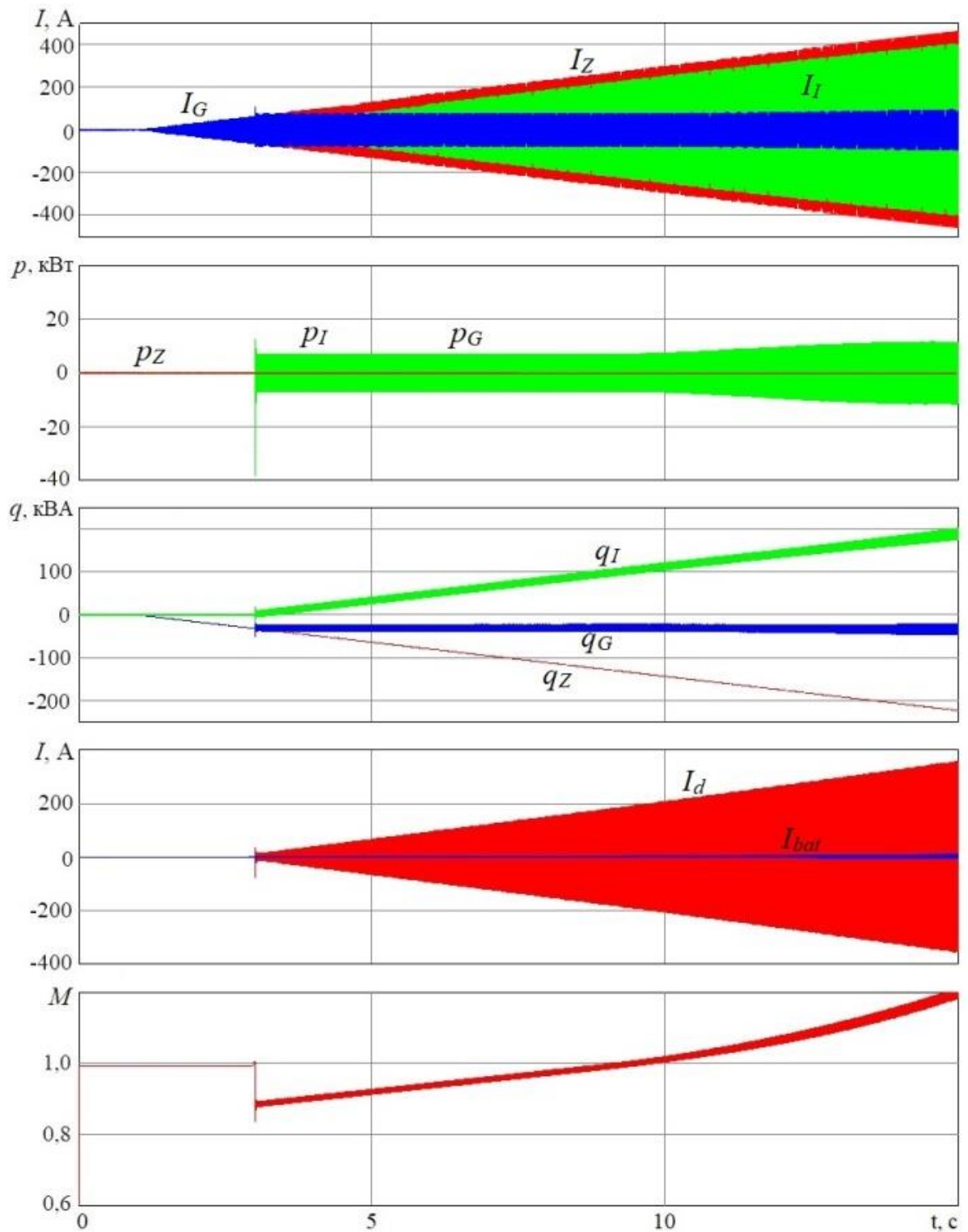


Рисунок 4.6 – Результаты моделирования системы электроснабжения в режиме ограничения реактивной выходной мощности генератора

Результаты анализа полученных значений параметров данных режимов – в Таблицах 4.4 и 4.5. Моделирование данных режимов показало, что с увеличением реактивной составляющей мощности на выходе инвертора напряжения уменьшается чувствительность величины мощности  $S_I$  к коэффициенту



модуляции  $M$ : диапазону выходной мощности от 0 до 100 кВА при  $\cos\varphi=0,8$  соответствует значениям диапазон  $M$  от 0,906 до 0,990, при  $\cos\varphi=0$  – диапазон от 0,883 до 0,990. График зависимости чувствительности регулятора мощности от угла нагрузки представлен на Рисунке 4.7.

Таблица 4.4 – Сравнение расчетных и измеренных значений параметров в режиме ограничения активно-реактивной мощности генератора

Параметр	Расчет	Моделирование	Отклонение, %
$K_{GI}(f_S)$ , %	6,00	5,85	2,5
$S_I(M_{maxРАСЧ})$ , кВА	100,0	99,2	0,8
$M(S_{I_{maxРАСЧ}})$	0,990	0,991	0,1
$P_{Gmin}$ , кВт	40,0	40,0	0
$Q_{Gmax}$ , кВА	30,0	30,0	0

Таблица 4.5 – Сравнение расчетных и измеренных значений параметров в режиме ограничения реактивной мощности генератора

Параметр	Расчет	Моделирование	Отклонение, %
$K_{GI}(f_S)$ , %	6,00	5,80	3,3
$S_I(M_{maxРАСЧ})$ , кВА	100,0	99,4	0,6
$M(S_{I_{maxРАСЧ}})$	0,990	0,991	0,1
$Q_{ДГУ_{max}}$ , кВА	30,0	30,0	0

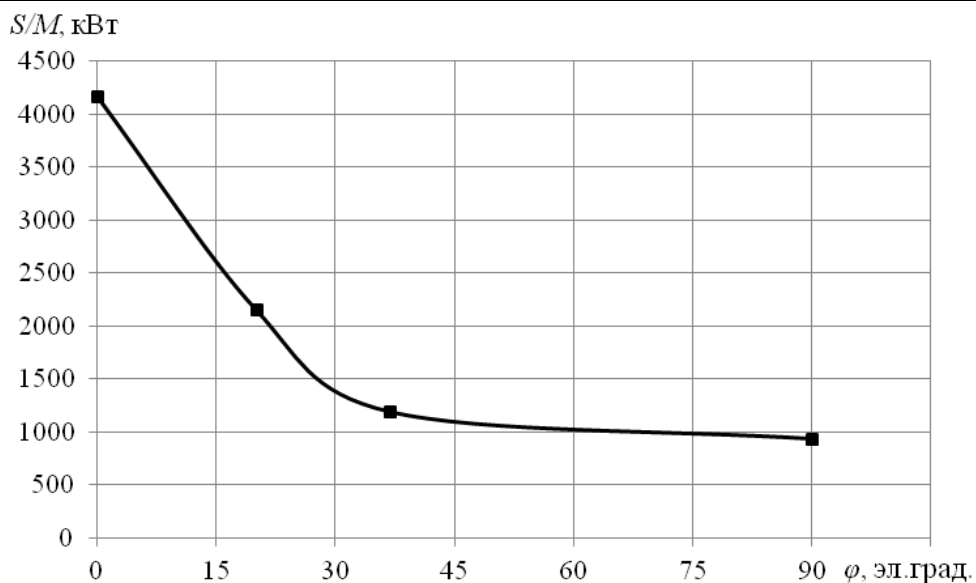
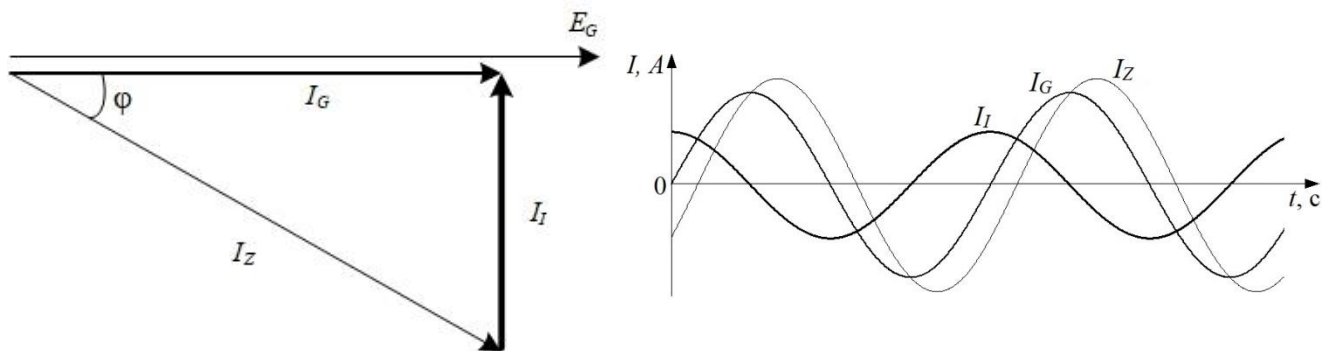


Рисунок 4.7 – Зависимость чувствительности регулятора от электрического угла нагрузки

### 4.3 Режим компенсации реактивной мощности нагрузки

Данный режим работы СНЭ требует непрерывной генерации реактивной мощности в периоды подключения к генератору нагрузки индуктивного или емкостного характера. Таким образом, генератор должен вырабатывать только активную составляющую мощности нагрузки, что снижает его загрузку и, следовательно, повышается эффективность потребления топлива. На Рисунке 4.8 схематично представлен принцип действия системы электроснабжения в целом при функционировании СНЭ в данном режиме. Направление векторов выбрано с учетом направления измерения токов на Рисунке 4.1.



$I_{\text{НАГР}}$  – ток нагрузки;  $I_{\text{ДГУ}}$  – ток дизель-генераторной установки;

$I_{\text{СНЭ}}$  – ток накопителя

Рисунок 4.8 – Векторная (слева) и временная (справа) диаграммы работы системы электроснабжения в режиме компенсации реактивной мощности нагрузки ( $Q_{\text{COMP}}$ )

В данном примере представлен режим опережения тока в нагрузке относительно напряжения сети на 30 эл.град., что говорит об активно-емкостном характере нагрузки с величиной  $\cos\varphi=0,866$ . В таком случае, при использовании режима компенсации реактивной составляющей, амплитуда тока, вырабатываемого ДГУ, будет равна  $0,866 \cdot A$ , где  $A$  – амплитуда тока в нагрузке. При этом, СНЭ должна вырабатывать ток по закону  $A \cdot \cos\varphi$ , где амплитуда  $A$  в данном случае равна половине амплитуды тока ДГУ. Также, для получения наименьшего значения амплитуды, фаза тока, вырабатываемого СНЭ должна быть равна минус 90 эл.град относительно напряжения сети, что говорит о чисто емкостном характере генерируемого тока.

Структурная схема цепи задания  $p_{Gref}$  и  $q_{Gref}$  в системе управления инвертором накопителя представлено на Рисунке 4.9. Как видно из рисунка, в контуре действительной составляющей мгновенной мощности задание  $p_{Gref}$  подключено непосредственно к сигналу обратной связи  $p_Z$ , что после блока вычитания дает нулевую ошибку в качестве задания  $p_{Iref}$ . При этом в контуре мнимой составляющей мгновенной мощности задание  $q_{Gref}$  подключено к нулю, что после блока вычитания дает ошибку, равную  $-q_Z$ .

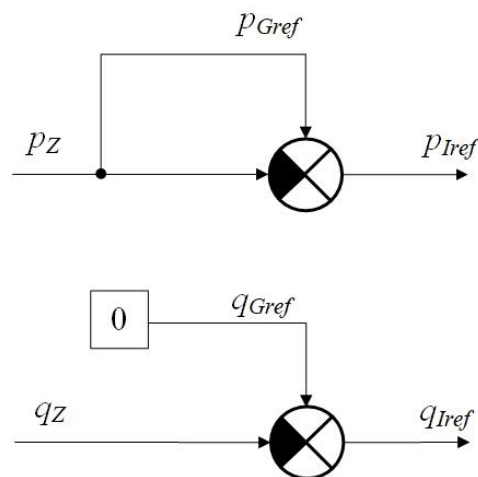


Рисунок 4.9 – Способ формирования сигнала задания в режиме компенсации реактивной мощности нагрузки ( $Q_{COMP}$ )

Временные диаграммы, полученные в результате моделирования режима ограничения реактивной мощности, представлены на Рисунках 4.10 и 4.11. Последовательность сигналов на рисунках следующая:

- токи фазы А нагрузки  $I_Z$ , дизель-генераторной установки  $I_G$  и преобразователя  $I_I$ ;
- действительная мощность нагрузки  $p_Z$ , дизель-генераторной установки  $p_G$  и преобразователя  $p_I$ ;
- мнимая мощность нагрузки  $q_Z$ , дизель-генераторной установки  $q_G$  и преобразователя  $q_I$ ;
- коэффициент модуляции  $M$ .

Из рисунков видно, что среднее значение действительной мощности ДГУ  $p_I$  совпадает с действительной мощностью нагрузки  $p_Z$ , а среднее значение действительной мощности на выходе преобразователя  $p_I$  равняется 0. При этом

среднее значение мнимой мощности на выходе преобразователя  $q_I$  противоположно по знаку, но равно по модулю мнимой мощности нагрузки  $q_Z$ , обеспечивая среднее значение мнимой мощности на выходе ДГУ  $q_G$  равной нулю. Детальное изображение токов нагрузки  $I_Z$ , ДГУ  $I_G$  и преобразователя  $I_I$  повторяет теоретические временные диаграммы, изображенные на Рисунке 4.7.

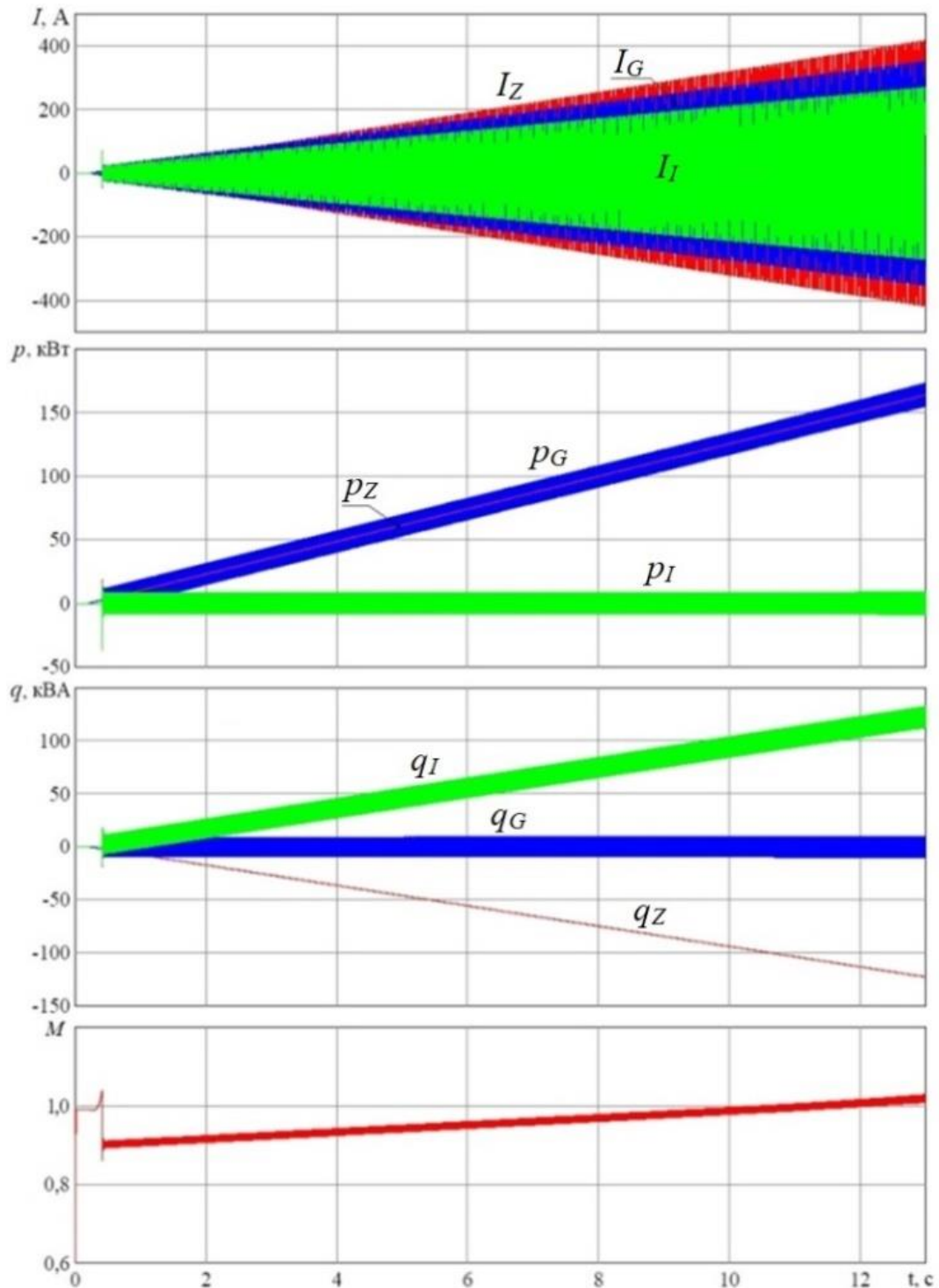


Рисунок 4.10 – Результаты моделирования системы электроснабжения в режиме компенсации реактивной мощности нагрузки весь диапазон

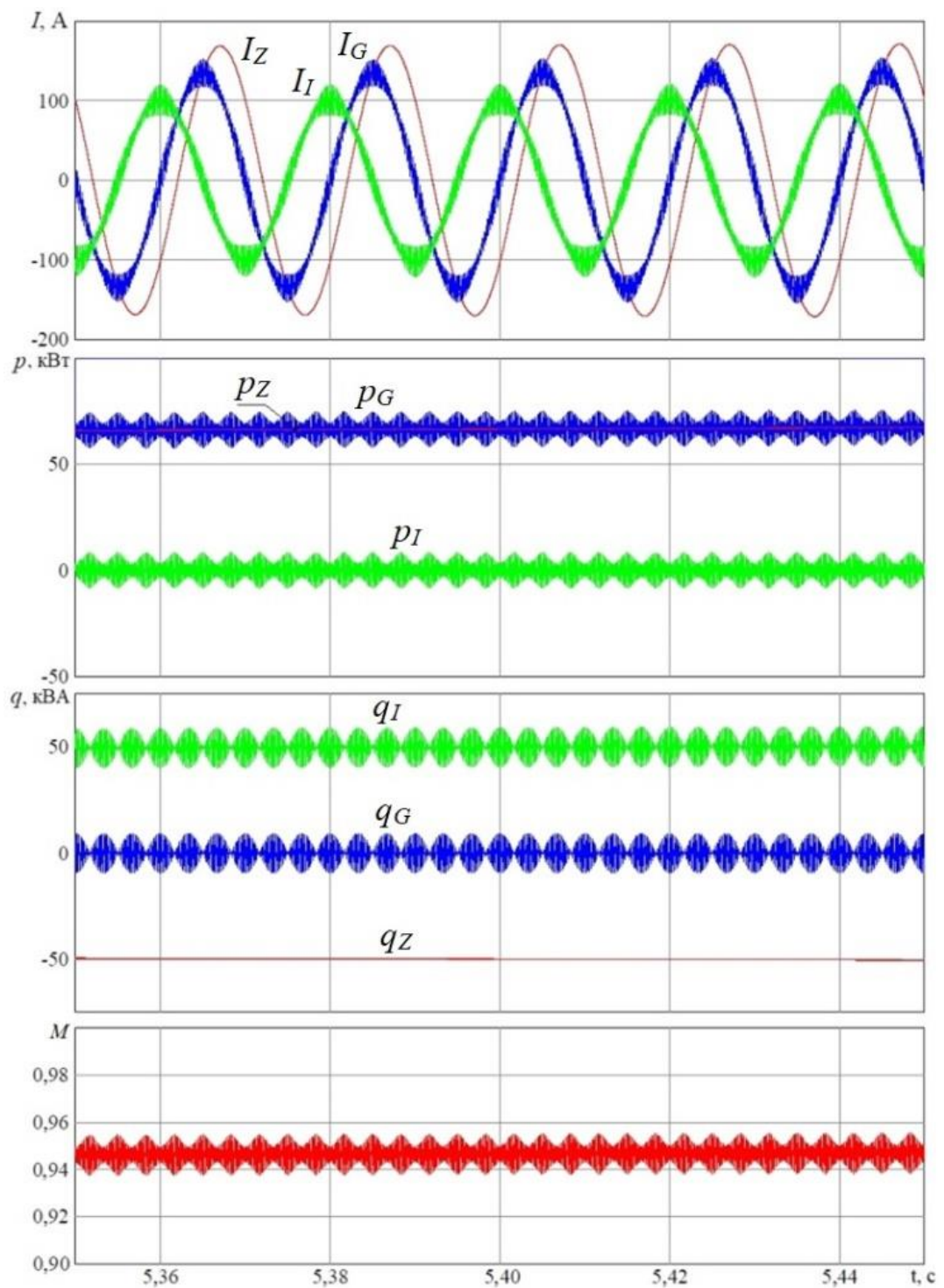


Рисунок 4.11 – Результаты моделирования системы электроснабжения в режиме компенсации реактивной мощности нагрузки детально при реактивной мощности нагрузки 50 кВА

#### 4.4 Режим ограничения скорости изменения мощности генератора

Как и в режиме ограничения выходной мощности генератора, режим ограничения скорости изменения мощности на выходе генератора, СНЭ

принимает избыток энергии при сбросе и служит дополнительным источником при набросе мощности нагрузки. Особенностью данного режима является момент подключения и длительность работы накопителя: подключение СНЭ к выходу генератора происходит только при резком изменении мощности нагрузки и продолжается в течение ограниченного промежутка времени. Принцип действия системы электроснабжения в целом при функционировании СНЭ в данном режиме представлен на Рисунке 4.12. На рисунке представлены два наиболее оптимальных варианта задания временной зависимости мощности генератора: экспоненциальный [72] и линейный [73]. Законы изменения сигналов задания имеют вид 4.1 и 4.2 соответственно:

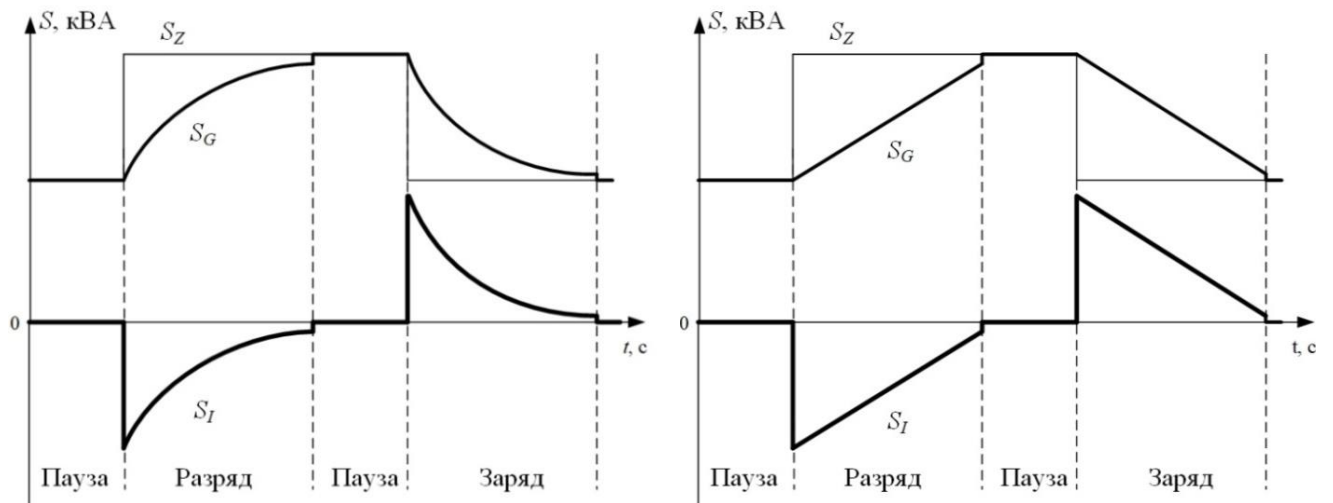


Рисунок 4.12 – Диаграммы работы системы электроснабжения в режиме экспоненциального (слева) и линейного (справа) ограничения скорости изменения выходной мощности генератора ( $dS/dt$ )

$$\begin{cases} p_{Gref} = p_{G0} \pm p_Z \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \\ q_{Gref} = q_{G0} \pm q_Z \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \end{cases} \quad (4.1)$$

$$\begin{cases} p_{G.ref}(t) = p_{G0} \pm \frac{dp_G}{dt} \cdot t \\ q_{G.ref}(t) = q_{G0} \pm \frac{dq_G}{dt} \cdot t \end{cases} \quad (4.2)$$

где  $p_{G0}$  и  $q_{G0}$  – величина мгновенной действительной и мнимой мощности генератора до наброса и сброса нагрузки соответственно;  $p_Z$  и  $q_Z$  – величина соответствующей составляющей мгновенной мощности нагрузки после изменения нагрузки,  $\tau$  – постоянная времени изменения мощности генератора,  $\frac{dp_G}{dt}$  и  $\frac{dq_G}{dt}$  – константы, определяющие скорость изменения мгновенной действительной и мнимой мощности источника питания после наброса и сброса нагрузки соответственно. Знак перед переменными составляющими зависит от полярности изменения мощности генератора: «+» при набросе нагрузки, «-» при сбросе.

С точки зрения реализации и функциональных особенностей данные режимы имеют противоположные друг другу достоинства и недостатки. В частности, к достоинствам экспоненциального изменения мощности генератора можно отнести простоту реализации цепи задания на мощность генератора. Как представлено на Рисунке 4.13, для формирования данного сигнала необходимо в цепь задания на соответствующие составляющие мгновенной мощности генератора ввести фильтры нижних частот с единичным коэффициентом передачи в области нижних частот и постоянной времени, величина которой и будет определять длительность переходного процесса изменения мощности генератора.

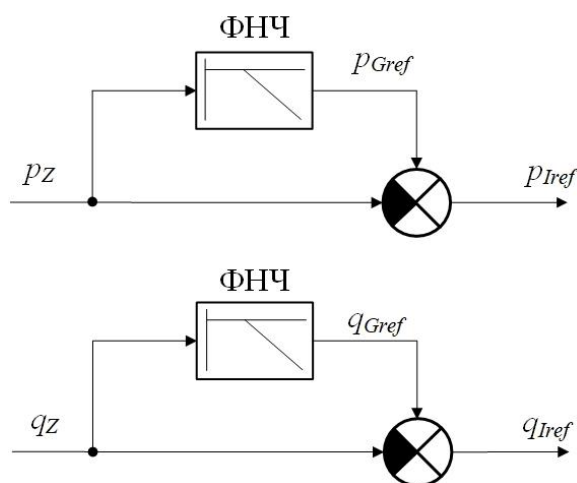


Рисунок 4.13 – Способ формирования сигнала задания в режиме экспоненциального ограничения скорости изменения выходной мощности генератора ( $dS/dt_{exp}$ )

Недостатками данной реализации являются присущие экспоненте резкие изменения величины на начальном этапе переходного процесса, что негативно отражается на частоте и амплитуде напряжения. С другой стороны, в конце переходного процесса проявляется затягивание режима малых мощностей, что отражается на гармоническом составе выходного тока. При этом длительность переходного процесса не зависит от величины перепада мощности в нагрузке. Таким образом, в данном режиме скорость изменения мощности на выходе генератора не имеет постоянной величины, а зависит от отношения текущего времени к постоянной времени  $\tau$ .

Режим линейного ограничения скорости изменения выходной мощности генератора отличается более сложной системой формирования сигнала задания на соответствующие составляющие мгновенной мощности генератора. Функциональная схема реализации такой системы представлена на Рисунке 4.14. Как можно видеть, в цепи задания на составляющие мгновенной мощности генератора введены блоки с соответствующими обратными связями по составляющим мгновенной мощности нагрузки и заданиям на составляющие мгновенной мощности накопителя. Функциональная схема структуры, входящей в состав данных блоков, представлена на Рисунке 4.15.

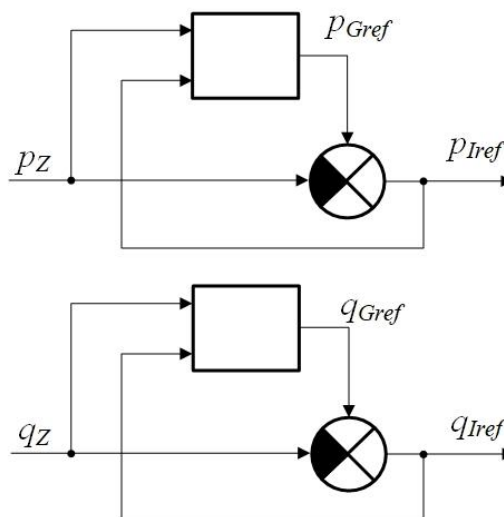


Рисунок 4.14 – Способ формирования сигнала задания в режиме линейного ограничения скорости изменения выходной мощности генератора ( $dS/dt_{lin}$ )



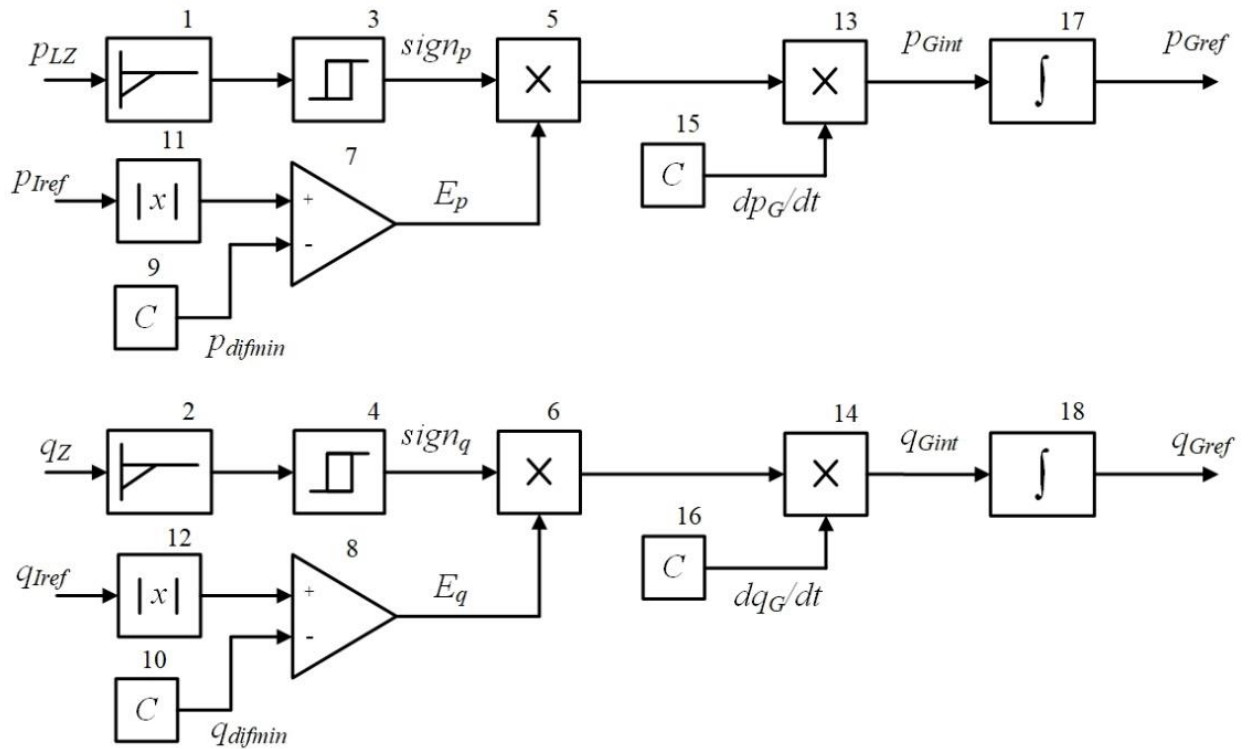


Рисунок 4.15 – Способ формирования интегрального сигнала задания в режиме линейного ограничения скорости изменения выходной мощности генератора ( $ds/dt_{lin}$ )

Блоки 1, 2 выполняют функцию фильтра высших частот, определяют знак и величину перепада соответствующих составляющих мгновенной мощности в цепи нагрузки. Триггеры Шмитта 3 и 4 фиксируют знак перепада, формируют сигналы постоянного уровня  $sign_d$  и  $sign_q$  с полярностью, отражающей полярность перепада соответствующей составляющей мгновенной мощности нагрузки. Блоки 11, 12 определяют абсолютное значение сигнала задания для величины соответствующих составляющих мгновенной мощности накопителя. Блоки 9, 10 определяют минимальное значение сигнала задания на соответствующие составляющие мгновенной мощности накопителя  $p_{difmin}$  и  $q_{difmin}$ . Блоки компараторов 7, 8 производят сравнение выходного сигнала блоков 11, 12 с величиной задания на минимальное значение соответствующей составляющей мгновенной мощности накопителя (блоки 9, 10). Блоки умножения 5, 6 умножают сигналы с выходов триггеров Шмитта с разрешающими сигналами  $E_d$  и  $E_q$  с выходов компараторов 7, 8, обнуляя сигнал задания на полярность изменения соответствующей составляющей мгновенной мощности генератора при снижении

задания на мощность накопителя ниже предельного значения. Блоки умножения 13, 14 умножают сигнал с выходов блока умножения 5, 6 на соответствующие задания на скорость изменения составляющих мощности генератора  $dp_G/dt$  и  $dq_G/dt$  (блоки 15, 16). Блоки интеграторов 17, 18 из постоянной величины с выходов блоков умножения 13, 14 формируют линейно изменяющиеся сигналы задания соответствующих составляющих мощности генератора  $p_{GINT}$  и  $q_{GINT}$  с заданным направлением изменения величины.

Временные диаграммы имитационного моделирования, отражающие характерные временные диаграммы работы системы электроснабжения на основе ДГУ и СНЭ в режиме ограничения скорости изменения мощности генераторной установки при набросе и сбросе нагрузки, представлены на следующих рисунках: на Рисунке 4.16 представлена работа в режиме экспоненциального ограничения (постоянная времени фильтра 0,922 с), на Рисунке 4.17 – в режиме линейного ограничения (задания на скорость изменения мощности 20 кВт/с). Данный режим работы СНЭ относится к динамическим, поэтому в системе используется модель ДГУ, представленная в Главе 3. В качестве базовой нагрузки используется активная нагрузка мощностью 20 кВт. В моменты времени 2 и 6 секунд производится соответственно наброс и сброс активной нагрузки мощностью 60 кВт. Аккумуляторная батарея рассчитана на номинальное напряжение 3,2 В/элемент. Количество аккумуляторов и индуктивность буферного реактора соответствуют расчету для генерации чисто активной мощности.

Последовательность сигналов на Рисунках 4.16 и 4.17 следующая:

- три фазы напряжения в дизель-генераторной установке  $U_{abcG}$
- токи фазы А нагрузки  $I_Z$ , дизель-генераторной установки  $I_G$  и инвертора  $I_I$ ;
- действительная мощность нагрузки  $p_Z$ , дизель-генераторной установки  $p_G$  и инвертора  $p_I$ ;
- мнимая мощность нагрузки  $q_Z$ , дизель-генераторной установки  $q_G$  и инвертора  $q_I$ ;
- частота напряжения ДГУ  $f$ .

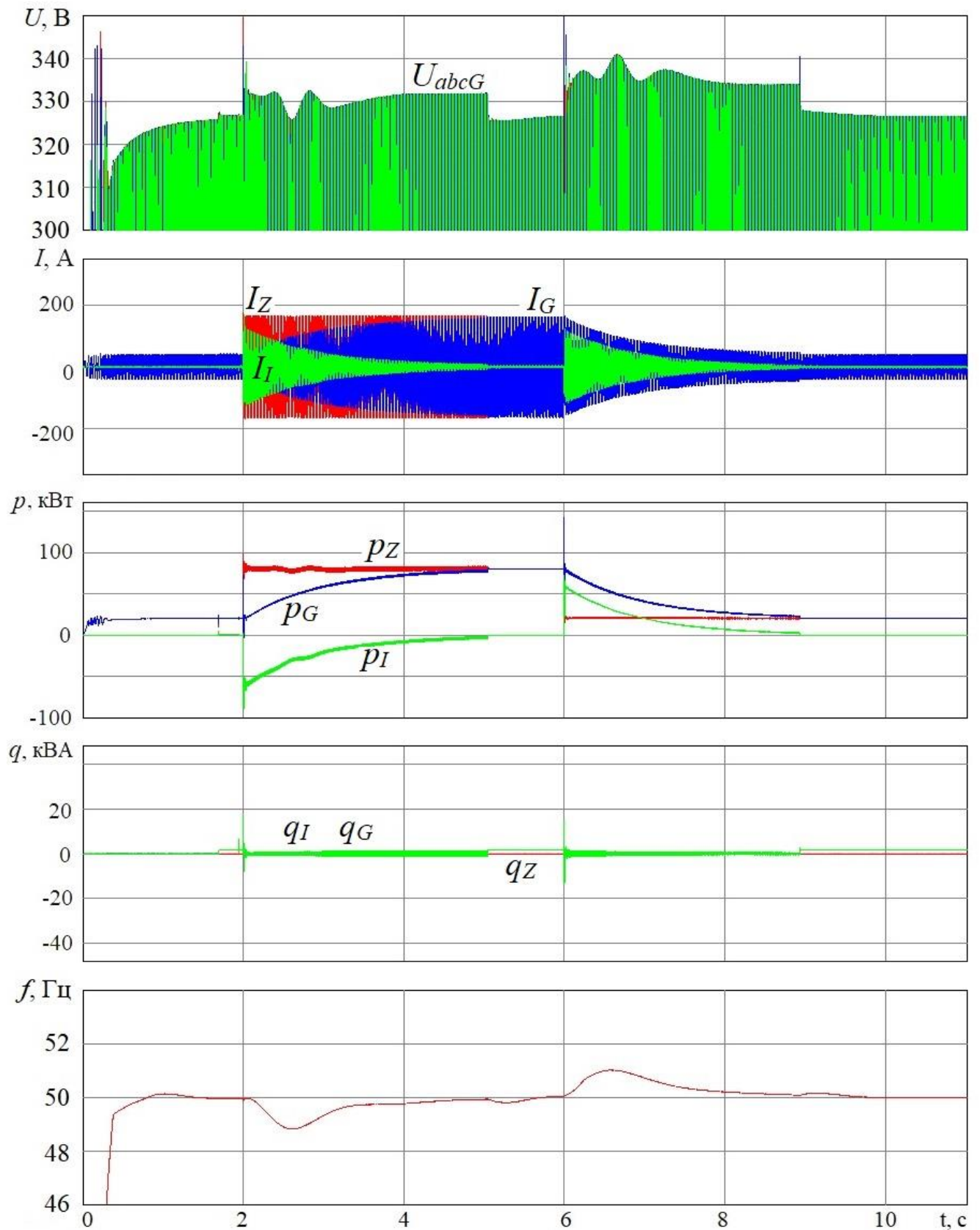


Рисунок 4.16 – Результаты моделирования системы электроснабжения  
в режиме экспоненциального ограничения скорости изменения  
выходной мощности генератора

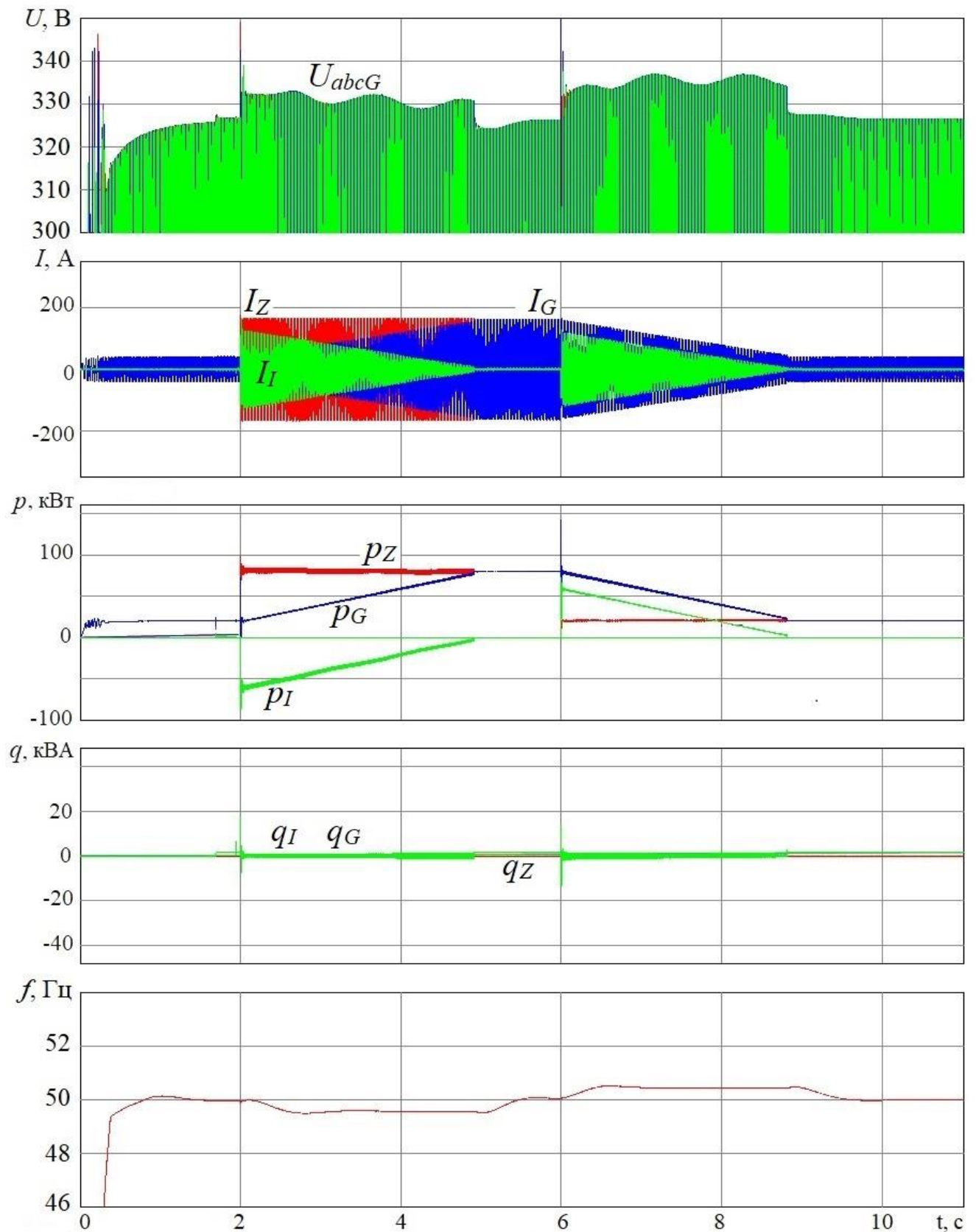


Рисунок 4.17 – Результаты моделирования системы электроснабжения  
в режиме линейного ограничения скорости изменения  
выходной мощности генератора

Как видно из Рисунка 4.16, ток  $I_Z$  и действительная мощность нагрузки  $p_Z$  изменяются мгновенно. При этом соответствующие параметры ДГУ  $I_G$  и  $p_G$  за исключением короткого переходного процесса срабатывания инвертора (до 30 мс) имеет плавный экспоненциальный рост, характерный для фильтра первого порядка. При этом разница значений компенсируется за счет тока  $I_I$  и действительной мощности преобразователя  $p_I$ . При этом режим генерации мощности накопителем сопровождается меньшей величиной пульсаций.

Наброс мощности сопровождается колебаниями амплитуды фазного напряжения от 325,8 до 332,9 В с выходом на установившееся значение 331,9 В в течение 2 секунд. Таким образом, разброс значений 7,1 В. Спад частоты напряжения при этом составляет минус 1,14 Гц. Дальнейшая часть переходного процесса продолжается в течение 1 секунды, по завершении которой напряжение устанавливается на уровне 326,6 В с частотой 50 Гц.

При сбросе мощности происходят обратные процессы: диапазон колебаний напряжения составляет от 334,8 до 340,7 В при установившемся значении 334 В. Разброс значений составил 5,9 В. Перепад частоты составил плюс 1,0 Гц. Стоит отметить, что перепады частоты носят ярко выраженный пик с плавным выходом на установившееся значение.

Временные диаграммы, представленные на Рисунке 4.17, соответствуют теоретическим диаграммам, отражающим режим линейного ограничения скорости изменения выходной мощности генератора. Из временных диаграмм получено, что данный режим характеризуется более сглаженными колебаниями амплитуды напряжения на выходе ДГУ: от 328,9 до 333,2 В при набросе мощности, от 332,9 до 337,1 В – при сбросе. Таким образом, разброс значений амплитуды фазного напряжения составляет 4,1 и 4,2 В соответственно. При этом при данной скорости изменения мощности отсутствует установившийся режим амплитудного значения фазного напряжения. Частота напряжения, напротив, имеет выход на установившееся значение, которое практически не изменяется в течение всей длительности работы преобразователя, а на исходное значение выходит только после отключения преобразователя. Величина перепадов частоты составляет не более 0,5 Гц для каждого из перепадов. Отсюда следует вывод, что

теоретически описанное преимущество режима линейного ограничения скорости изменения мощности на выходе генератора отражается как в качественном, так и количественном отличии параметров переходного процесса наброса и сброса нагрузки.

#### Выводы по Главе 4

В главе представлены результаты исследования при помощи имитационного моделирования системы электроснабжения на основе ДГУ и СНЭ в различных режимах работы.

Для подтверждения полученных в Главе 1 соотношений для индуктивности буферного реактора и напряжения в звене постоянного тока были рассмотрены режимы ограничения мощности на выходе источника питания при активной, активно-индуктивной и индуктивной нагрузке. Для имитационного моделирования всех режимов результаты для коэффициента модуляции при расчетной максимальной мощности  $M(S_{I_{max}PACЧ})$  показали погрешность не более 0,1 %, что говорит высокой степени соответствия моделирования и расчета. Погрешность при оценке частного коэффициента гармоник тока на частоте пульсации  $K_{ГГ} ( f_s )$  составила не более 4 % от требуемого значения, что в абсолютном значении составляет не более 0,24 %, что также отражает высокую степень соответствия результатов.

В главе представлены результаты разработки двух способов управления инвертором напряжения в составе исследуемой системы электроснабжения, обеспечивающих снижение скорости изменения выходной мощности источника питания. В первом случае профиль изменения мощности задается по экспоненциальной форме, что обеспечивается путем включения фильтров нижних частот в цепь задания соответствующих составляющих мгновенной мощности на выходе источника питания. Во втором случае профиль изменения имеет линейную форму, что обеспечивается блоком задания на основе интегратора. При одинаковой длительности переходного процесса введение разработанных способов управления показали 3,6- и 7,5-кратное уменьшение перепадов по

частоте напряжения и 5,8- и 8,1-кратное уменьшение перепадов по амплитудному значению напряжения на нагрузке соответственно относительно аналогичных параметров при функционировании ДГУ без системы накопления энергии. Данные преимущества могут быть увеличены за счет увеличения постоянной времени фильтра нижних частот в первом случае и задания на скорость изменения мощности во втором случае. Теоретическое снижение величины перепадов частоты может быть снижено до пренебрежимо малых величин, а перепадов по амплитуде – до значения падения напряжения на индуктивности буферного реактора. Данные факты характеризуют существенное улучшение динамических характеристик системы электроснабжения в условиях резко-переменной нагрузки.

## ГЛАВА 5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В 2016 году в рамках 218 Постановления Правительства РФ предприятием «Системы постоянного тока» (г. Новосибирск) был инициирован проект под названием «Создание высокотехнологичного производства систем бесперебойного питания и накопления электрической энергии большой мощности». Головным привлекаемым вузом выбран Новосибирский государственный технический университет, представленный кафедрой электроники и электротехники. В ходе проекта была осуществлена реализация опытных образцов СНЭ различной мощности, в том числе 100 и 1200 кВА. Данные системы прошли исследовательские испытания, целью которых была проверка работоспособности совместно с дизель-генераторной установкой (ДГУ) и газо-поршневыми установками (ГПУ) соответственно, а также функционирования основных алгоритмов.

### 5.1 Испытания системы накопления энергии мощностью 100 кВА

В феврале 2018 года на производственной площадке ООО «СПТ» были проведены экспериментальные исследования СНЭ мощностью 100 кВА энергоёмкостью 153 кВт·ч при номинальном напряжении аккумуляторной батареи 512 В, функционирующей совместно с ДГУ мощностью 100 кВт/125 кВА. В Таблице 5.1 представлены технические характеристики преобразователя в составе СНЭ. Протокол испытаний опытного образца системы накопления энергии представлен в Приложении Б.

На Рисунке 5.1 представлена функциональная схема испытательной установки [68]. Обозначения на Рисунке 5.1 следующие: ДГУ – дизель-генераторная установка, Д - дизельный двигатель, СГ – синхронный генератор, СНЭ – система накопления энергии, АКБ – литий-ионная аккумуляторная батарея; ФНЧ – фильтр нижних частот, Пр – транзисторный инвертор напряжения, Тр – силовой трансформатор, СУ – система управления, МКН –



модуль коммутирования нагрузки, ИТТ – измерительный трансформатор тока, ИН – измерительный трансформатор напряжения. На Рисунке 5.2 представлены фотографии испытательной установки СНЭ 100 кВА

Таблица 5.1 – Технические характеристики преобразователя

Параметр	Значение
Частота коммутации, кГц	5,1
Мощность, кВА	100
Номинальное напряжение питающей сети, кВ	0,4
Номинальная частота питающей сети, Гц	45 – 65
КПД (с учетом потерь в трансформаторе, системе коммутации и дросселях), %	не менее 94
Напряжение аккумуляторной батареи, В	450 – 750
Длительность перехода в автономный режим, мс, не более	5
Перегрузочная способность в течение 2 минут, %	150
Вид климатического исполнения	УХЛ4 (+1°C – +40°C)

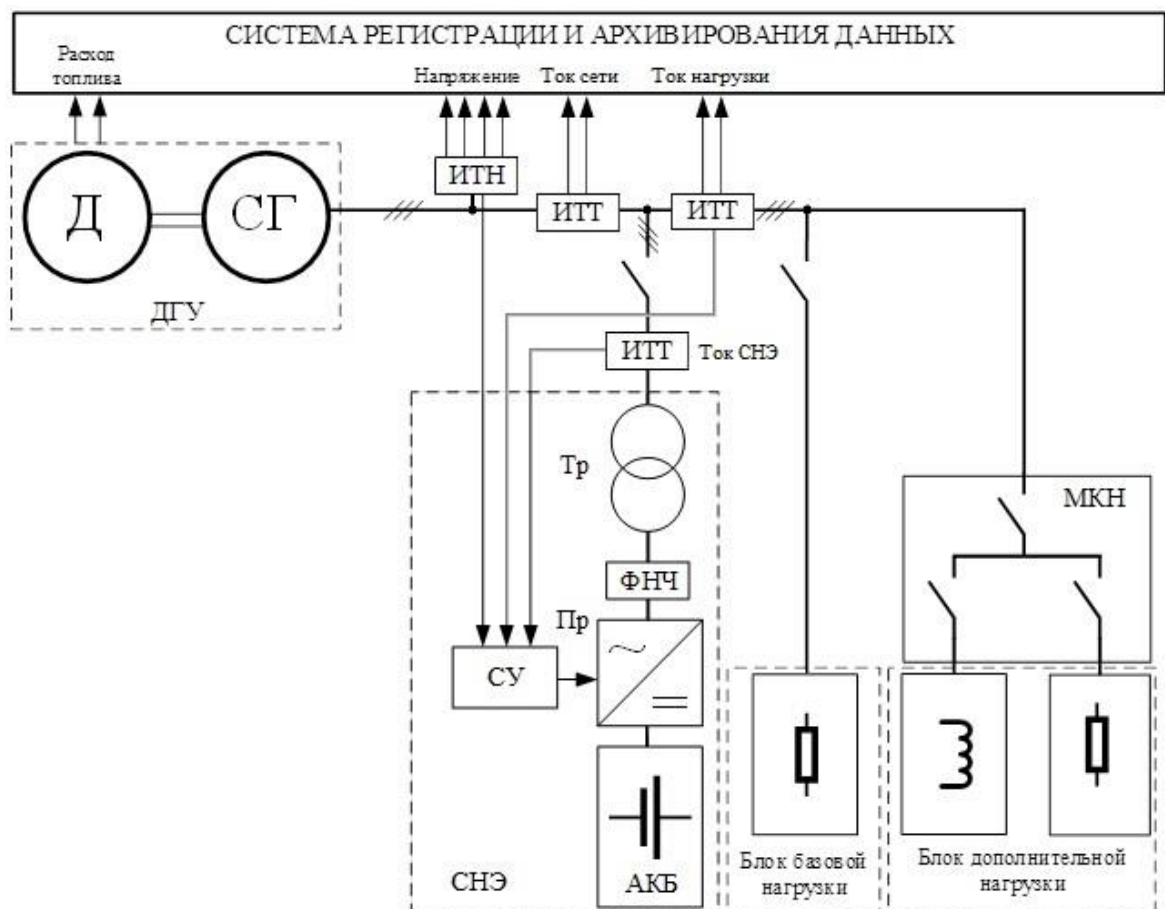


Рисунок 5.1 – Функциональная схема испытательной установки СНЭ 100 кВА

а)



б)



в)



Рисунок 5.2 – Испытательная установка СНЭ 100 кВА: а) шкаф преобразователя; б) аккумуляторная батарея; в) дизель-генераторная установка

Для режимов резкопеременной активной нагрузки в качестве базового уровня использовалась резистивная нагрузка мощностью 21,6 кВт. В качестве дополнительной нагрузки в течение 5 секунд производился наброс 67,4 кВт активной мощности. Контрольный эксперимент для данных режимов, заключающийся в испытаниях ДГУ без СНЭ, рассматривался в Главе 3. Для испытания режима компенсации реактивной составляющей и контрольного измерения для него в качестве базовой нагрузки на ДГУ использовалась резистивная нагрузка мощностью 35 кВт. В качестве дополнительной нагрузки в течение 15 секунд подключалась индуктивная нагрузка 35 кВАр.

В ходе испытаний требовалось выполнить следующие задачи:

- определение естественной расходной характеристики ДГУ при работе на постоянную нагрузку (от холостого хода до номинальной мощности);

- определение расходной характеристики ДГУ и параметров работы системы при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки без СНЭ;

- определение расходной характеристики ДГУ и параметров работы системы при резкопеременном режиме нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме компенсации сброса/наброса нагрузки

В ходе испытаний требовалось выполнить следующие задачи:

- определение естественной расходной характеристики ДГУ при работе на постоянную нагрузку (от холостого хода до номинальной мощности);

- определение расходной характеристики ДГУ и параметров работы системы при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки без СНЭ;

- определение расходной характеристики ДГУ и параметров работы системы при резкопеременном режиме нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме компенсации сброса/наброса нагрузки

- определение расходной характеристики ДГУ и параметров работы системы при резкопеременном режиме нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме ограничения максимального и минимального тока ДГУ.

- определение параметров работы системы при резкопеременном режиме активно-индуктивной нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме компенсации реактивной мощности при работе с ДГУ.

Климатические условия проведения испытаний: испытания проводились в закрытом помещении при следующих атмосферных условиях:

- Температура:                   плюс 25 °С;
- Влажность:                    70 %;
- Атмосферное давление: 778 мм рт.ст.

Дизельная генераторная установка находилась на открытой площадке при следующих атмосферных условиях:

- Температура:                   от минус 14 до минус 17 °С;

- Влажность: 66 %;
- Атмосферное давление: 778 мм рт.ст.

Стоит отметить, что для повышения достоверности измерений предварительно был осуществлен прогрев двигателя ДГУ до рабочей температуры. Измерения расхода топлива осуществлялись как разность показаний двух проточных расходомеров, установленных на прямом и обратном топливном шланге дизельного двигателя. Фиксация результатов измерения электрических параметров и данных о расходе топлива осуществлялось при помощи системы регистрации и архивирования данных и специализированного программного обеспечения.

На Рисунке 5.3 представлены временные диаграммы переходного процесса при набросе/сбросе нагрузки на ДГУ при совместной работе со СНЭ в режиме ограничения максимальной и минимальной мощности в следующем порядке сверху вниз: напряжение фазы А ДГУ, ток фазы А ДГУ, ток фазы А нагрузки, мощность ДГУ, мощность нагрузки. В ходе эксперимента в качестве задания на нижний и верхний предел выходной мощности установлены уровни 45 и 65 кВА соответственно.

Из диаграммы видно, наброс и сброс мощности нагрузки сопровождается незначительным изменением амплитуды напряжения, а также кратковременным выбросом тока и мощности на выходе генератора. При этом установившееся значение мощности на выходе генератора лежит в диапазоне от 43,66 до 63,64 кВт, что с погрешностью не более 3 % соответствует заданию.

В режиме ограничения скорости нарастания мощности на выходе генератора, как и в предыдущем режиме, СНЭ принимает избыток энергии при сбросе и служит дополнительным источником при набросе мощности нагрузки. Особенностью данного режима является длительность работы накопителя: подключение СНЭ к выходу генератора происходит только при резком изменении мощности нагрузки.

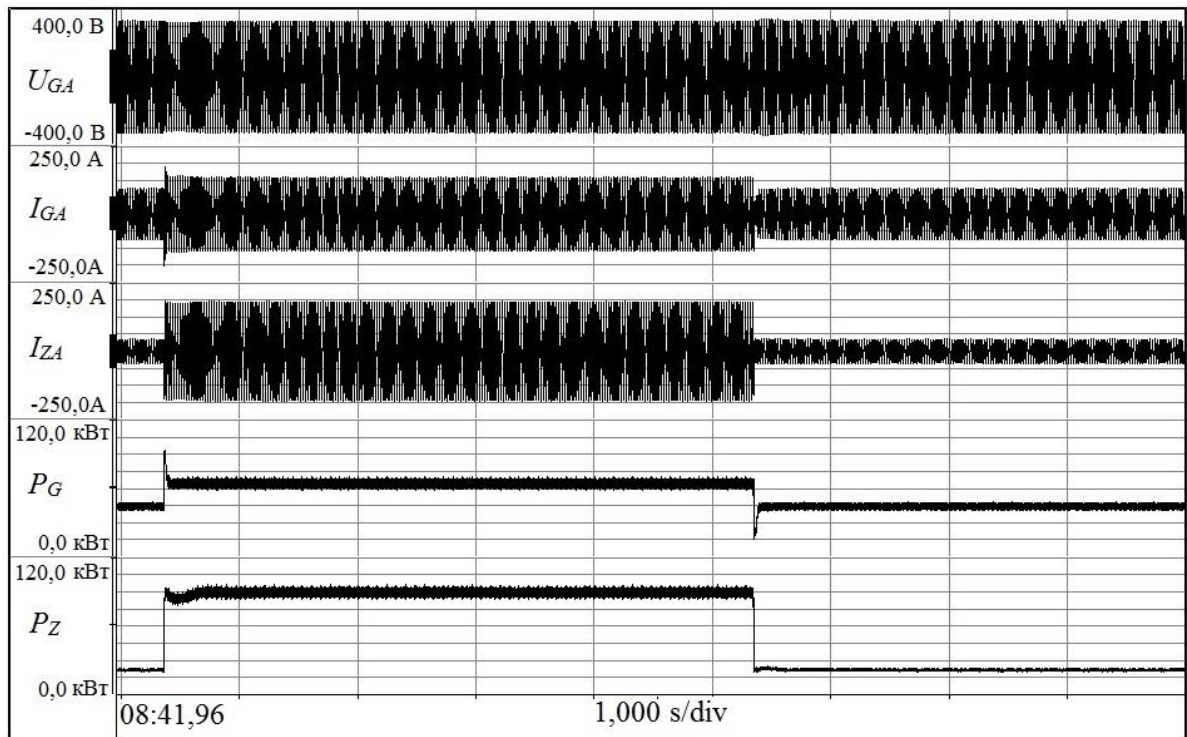


Рисунок 5.3 – Переходный процесс при набросе/сбросе мощности на ДГУ при совместной работе со СНЭ в режиме ограничения максимальной и минимальной мощности

На Рисунке 5.4 представлены временные диаграммы, полученные в при проведении эксперимента на реальном объекте в следующем порядке сверху вниз: напряжение фазы А ДГУ, ток фазы А ДГУ, ток фазы А нагрузки, мощность ДГУ, мощность нагрузки.

Из диаграммы видно, что величина тока и, соответственно, мощности в нагрузке изменяется практически мгновенно, без длительных переходных процессов. При этом фронт нарастания тока и мощности на выходе генератора существенно затянута на время 2,5 с при набросе и 3 с – при сбросе мощности нагрузки. Кроме того, на диаграмме заметен характерный сброс мощности с накопителя при переходе от рабочих режимов к паузе, определяемый минимальным градиентом мощности. Длительность переходного процесса нарастания мощности на выходе генератора определяется заданием на постоянную времени, минимальный градиент мощности, при котором СНЭ подключается к нагрузке и отключается от нее, – граничными значениями скорости нарастания и мощностью нечувствительности.

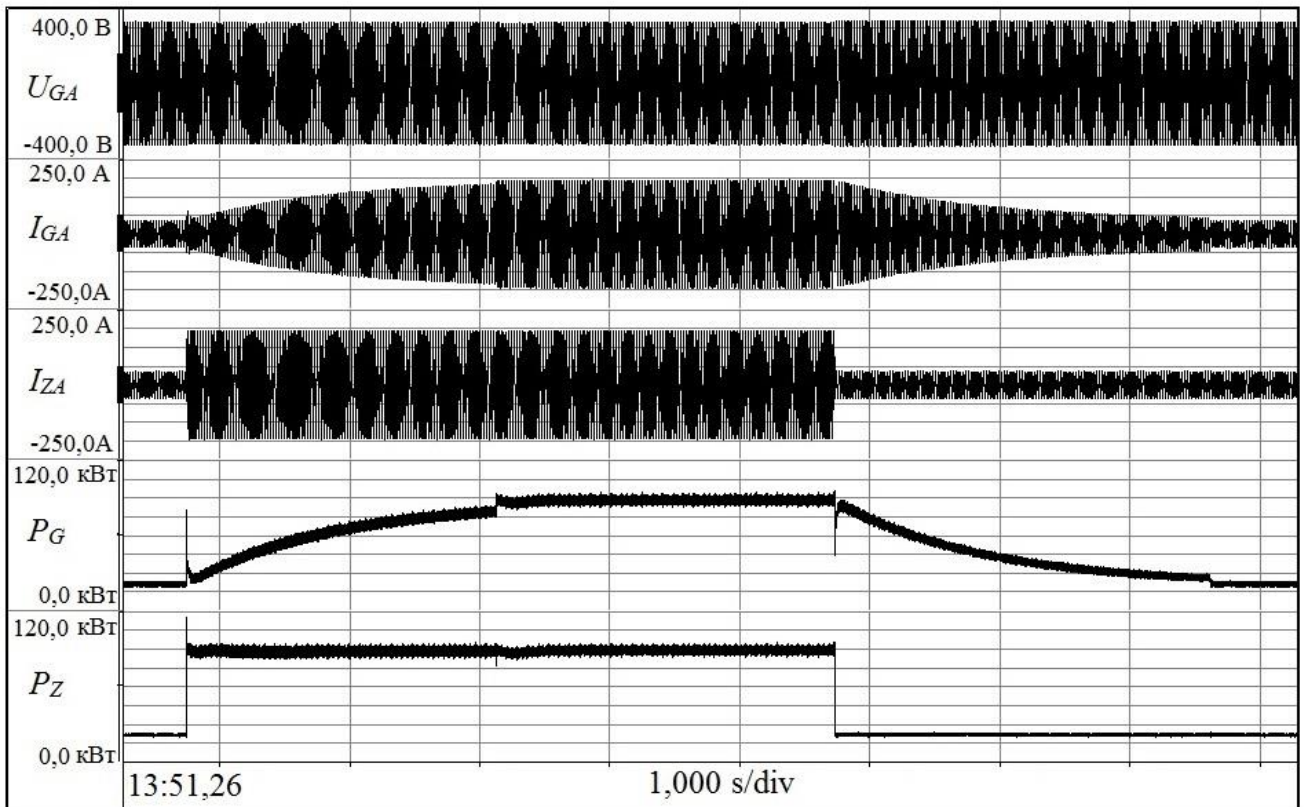


Рисунок 5.4 – Переходный процесс при набросе/сбросе мощности на ДГУ при совместной работе со СНЭ в режиме ограничения скорости нарастания выходной мощности генератора

На Рисунках 5.5 и 5.6 представлены временные диаграммы изменения амплитудного значения и частоты напряжения фазы А, соответственно, характерные для переходных процессов, полученных набросе и сбросе нагрузки при использовании только ДГУ, а также при совместной работе ДГУ и СНЭ при применении режимов ограничения выходной мощности генератора ( $P_{LIM}$ ) и ограничения скорости нарастания выходной мощности генератора ( $dP/dt$ ). В Таблице 5.2 приведено сравнение численных показателей полученных результатов.

Из Таблицы 5.2 видно, что введение в систему электроснабжения накопительного устройства с соответствующими способами управления позволяет в 1,7 – 3,9 раз снизить перепады амплитуды напряжения в сети и в 2,1 – 2,5 раза – перепады частоты напряжения.

Таблица 5.2 – Сравнение результатов экспериментов

Параметр	ДГУ	ДГУ + СНЭ ( $P_{LIM}$ )	ДГУ + СНЭ ( $dP/dt$ )
Просадка амплитуды напряжения при набросе, В (% от среднего)	30,73 (9,31)	18,13 (5,49)	7,82 (2,37)
Скачок амплитуды напряжения при сбросе, В (% от среднего)	31,99 (9,69)	14,07 (4,26)	13,01 (3,94)
Просадка частоты при набросе, В (% от среднего)	3,79 (7,58)	1,53 (3,06)	1,52 (3,04)
Скачок частоты при сбросе, В (% от среднего)	3,67 (7,34)	1,55 (3,10)	1,71 (3,42)
Длительность переходного процесса при набросе*, с	2,5	1,9	4,2
Длительность переходного процесса при сбросе*, с	1,0	1,0	3,6

\* длительность изменения частоты напряжения

Особенностью режима ограничения уровней мощности на выходе генератора является сокращение длительности переходного процесса до 25 %, что благотворно сказывается на устойчивости работы системы электроснабжения в целом. К недостаткам режима можно отнести непрерывность работы СНЭ, что при длительном поддержании высокого уровня мощности нагрузки приведет к разряду аккумуляторной батареи. Исходя из особенностей работы, к рекомендованным областям применения для данного режима можно отнести потребителей с кратковременными всплесками мощности, превышающей максимально допустимую мощность генератора.

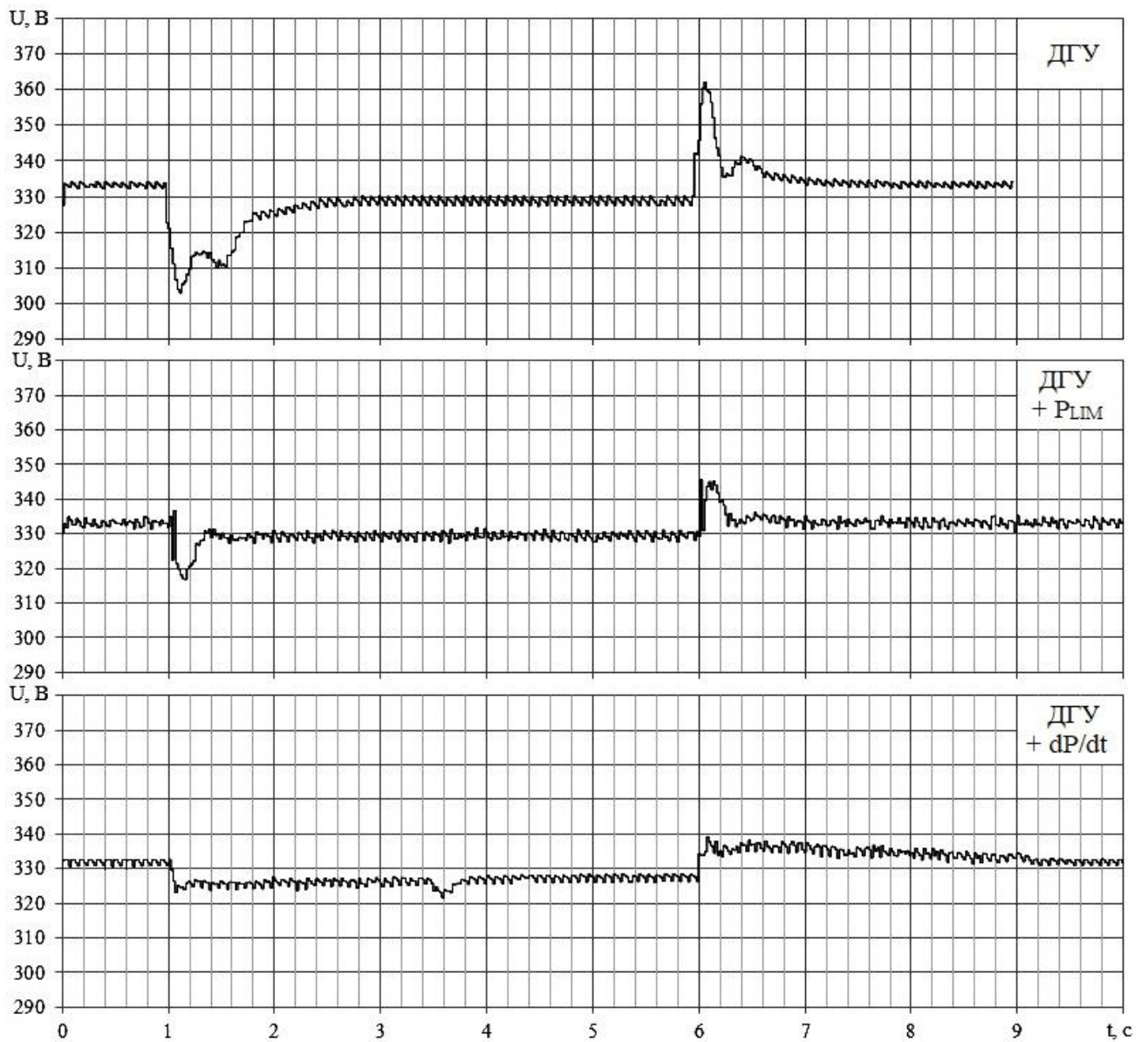


Рисунок 5.5 – Временные диаграммы амплитудного значения напряжения при набросе/сбросе мощности на ДГУ без СНЭ (сверху) и при совместной работе со СНЭ в режиме ограничения выходной мощности  $P_{LIM}$  (в середине) и в режиме ограничения скорости нарастания мощности  $dP/dt$  (снизу)



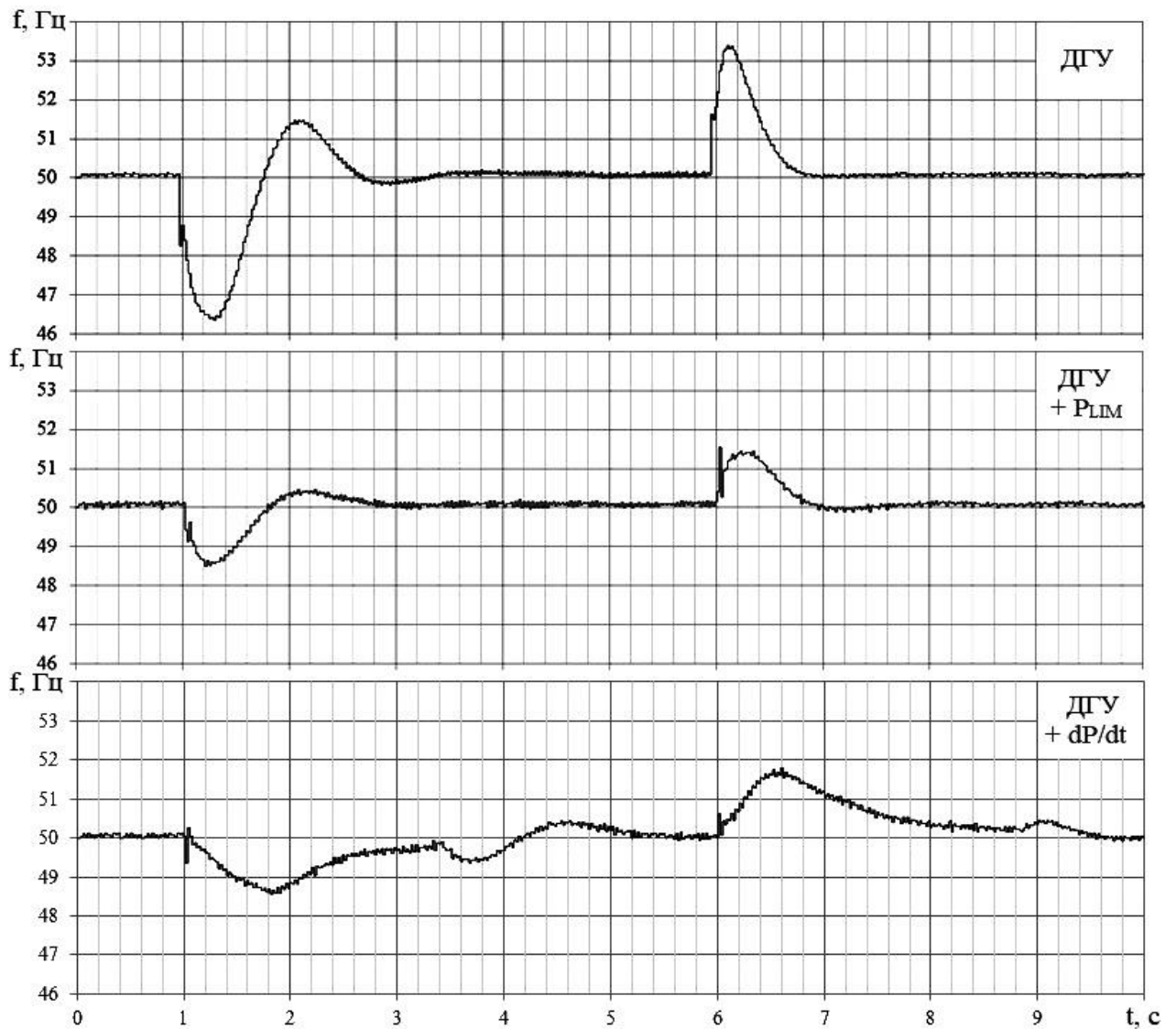


Рисунок 5.6 – Временные диаграммы частоты напряжения при набросе/сбросе мощности на ДГУ без СНЭ (сверху) и при совместной работе со СНЭ в режиме ограничения максимальной и минимальной мощности  $P_{LIM}$  (в середине) и в режиме ограничения нарастания мощности  $dP/dt$  (снизу)

Кроме того, как показано на Рисунке 5.7, минимальный удельный расход топлива на единицу энергии  $g_E$  при работе ДГУ соответствует режимам близким к максимальной загрузке ДГУ. Таким образом, к сферам применения можно отнести потребителей с длительными периодами мощности нагрузки, малой относительно номинальной мощности ДГУ. В таких случаях СНЭ будет поддерживать загрузку ДГУ на номинальном уровне, после чего ДГУ может быть отключен, а потребности в электроснабжении нагрузки будет удовлетворять накопитель.

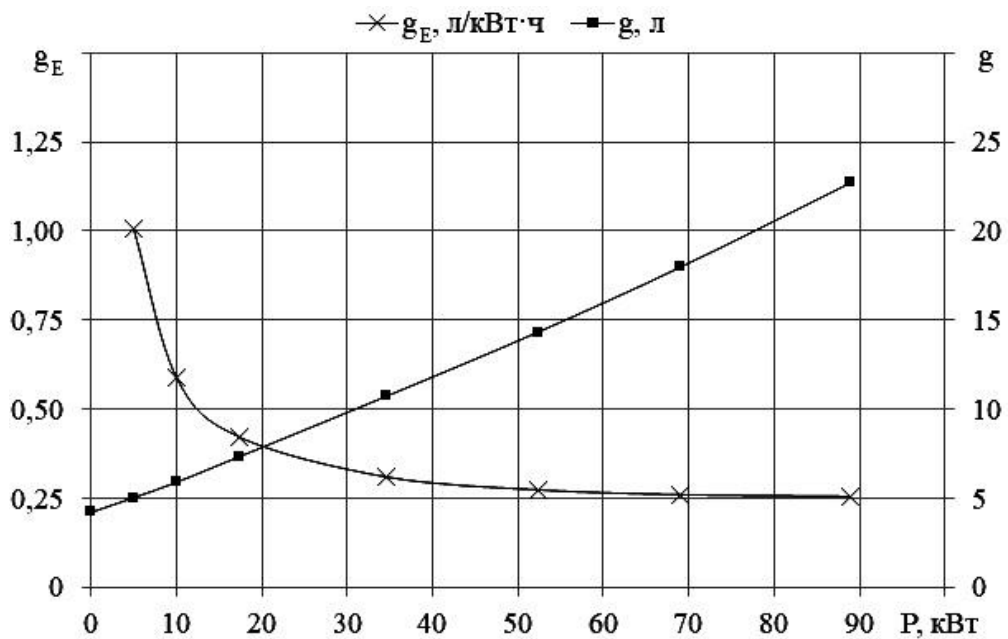


Рисунок 5.7 – График зависимости расхода топлива  $g$  и удельного расхода топлива на единицу энергии  $g_E$  от выходной мощности ДГУ 100 кВт

При работе в режиме ограничения скорости нарастания мощности за счет инерционного звена переходные процессы намеренно затягиваются, увеличиваясь в 1,7 – 3,6 раз. При этом достигаются максимальное снижение перепадов напряжения во всех режимах и частоты – при набросах мощности нагрузки. Таким образом, к рекомендованным сферам применения можно отнести потребителей с частыми набросами нагрузки, уровень мощности которых лежит в диапазоне номинальной мощности генератора.

Временные диаграммы, полученные при проведении набросов реактивной нагрузки на ДГУ, и ДГУ, работающей совместно со СНЭ в режиме компенсации реактивной мощности, представлены на Рисунке 5.8. Порядок диаграмм на рисунках следующий: напряжение фазы А ДГУ, ток фазы А ДГУ, ток фазы А нагрузки. Из рисунка видно, что форма тока, потребляемого от генератора, повторяет форму тока в нагрузке. При этом в режиме компенсации реактивной мощности, амплитуда потребляемого от генератора тока неизменна (за исключением времени реакции преобразователя) на протяжении всего периода наброса/сброса мощности нагрузки.

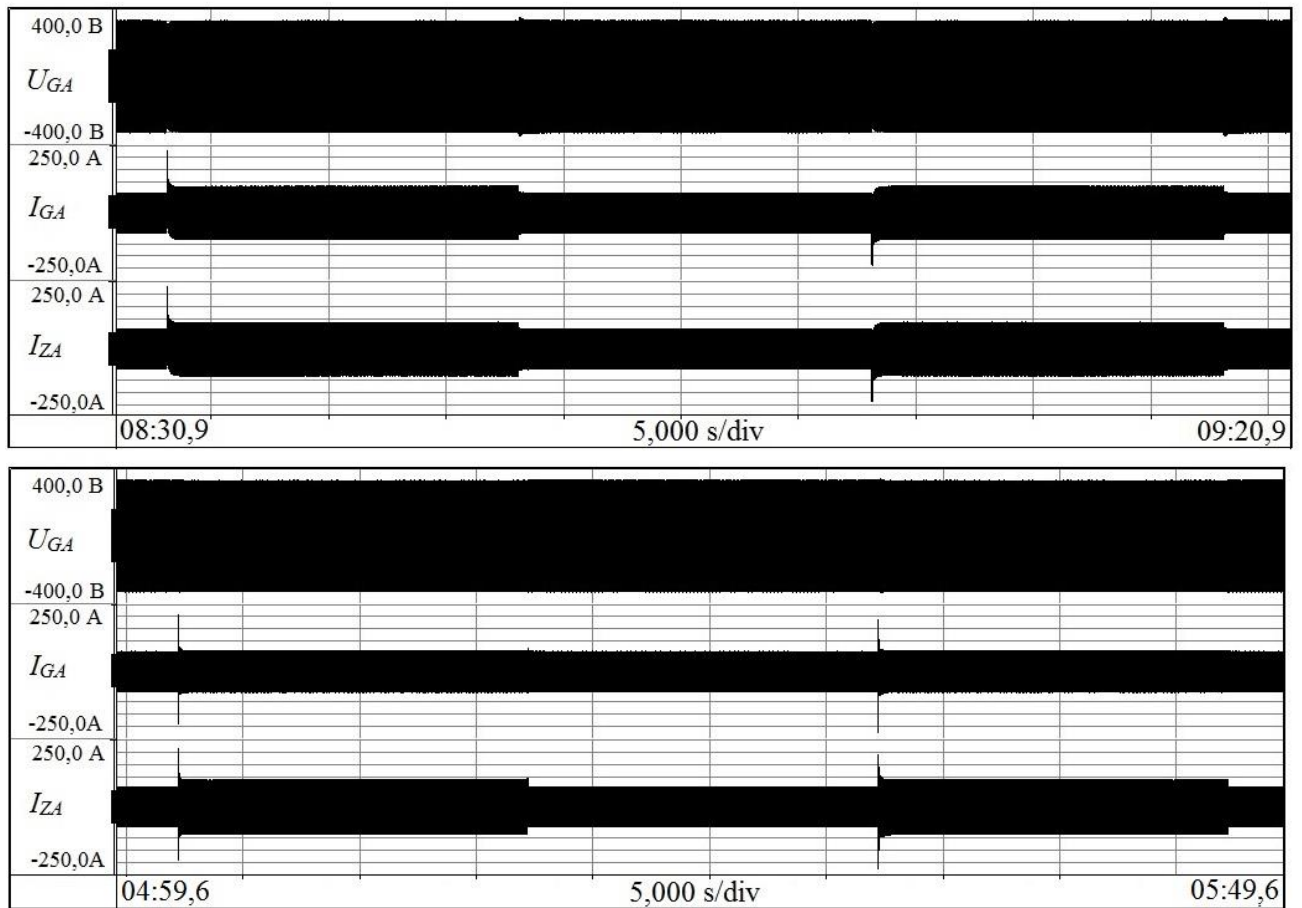


Рисунок 5.8 – Временные диаграммы при набросе/сбросе реактивной мощности на ДГУ при работе отдельно от СНЭ (сверху) при совместной работе со СНЭ в режиме компенсации реактивной мощности нагрузки (снизу)

На Рисунках 5.9 и 5.10 представлены временные диаграммы, отражающие частоту и амплитудное значение напряжения на выходе генератора при работе ДГУ отдельно от СНЭ и при совместной работе со СНЭ в режиме компенсации реактивной мощности.

Как можно увидеть из Рисунка 5.9, значения частоты имеют пренебрежимо малые колебания в представленных режимах. При этом, амплитудное значение при работе только ДГУ имеет существенные колебания: от 6,2 % при сбросе до 7,8 % при набросе. Длительность переходных процессов достигает 1,5 с. В свою очередь, колебания амплитуды при совместной работе ДГУ и СНЭ имеют меньший разброс (2,0 % при сбросе и 5,4 % – при набросе), а также существенно короче (длительность просадки не больше 3 периодов питающего напряжения).

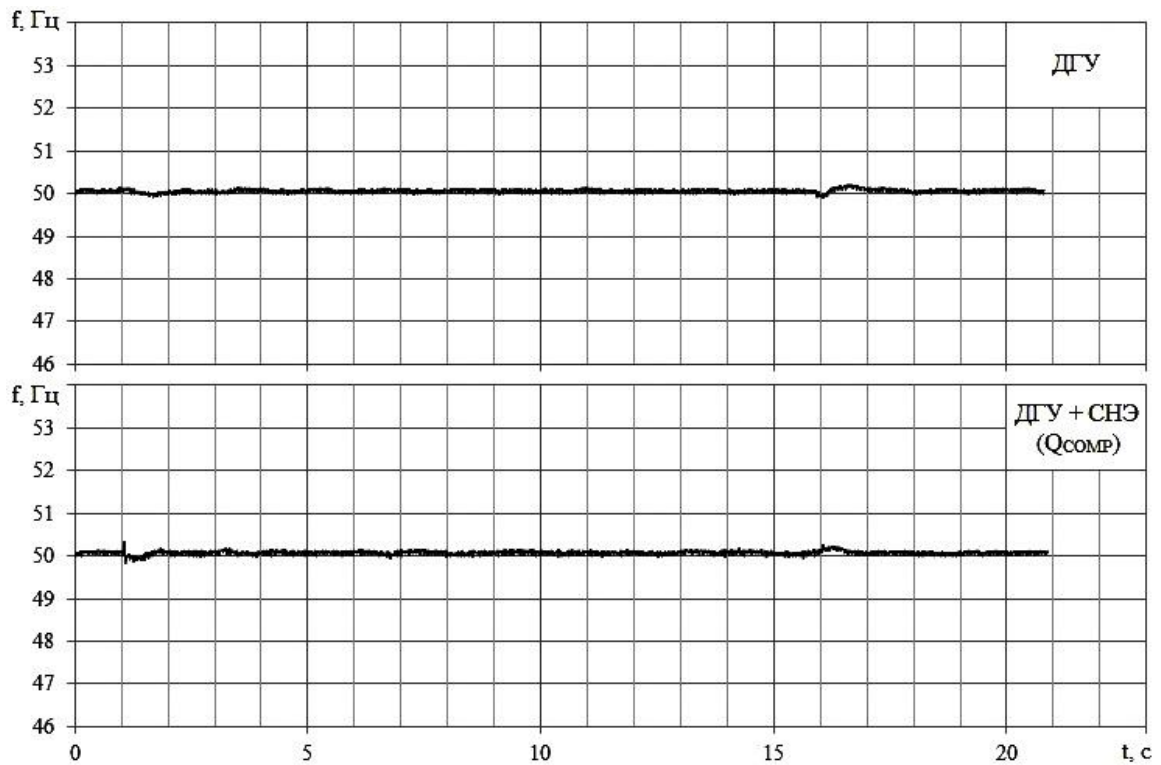


Рисунок 5.9 – Временные диаграммы частоты напряжения при набросе/сбросе реактивной мощности на ДГУ без СНЭ (сверху) и при совместной работе со СНЭ в режиме компенсации реактивной мощности  $Q_{COMP}$  (снизу)

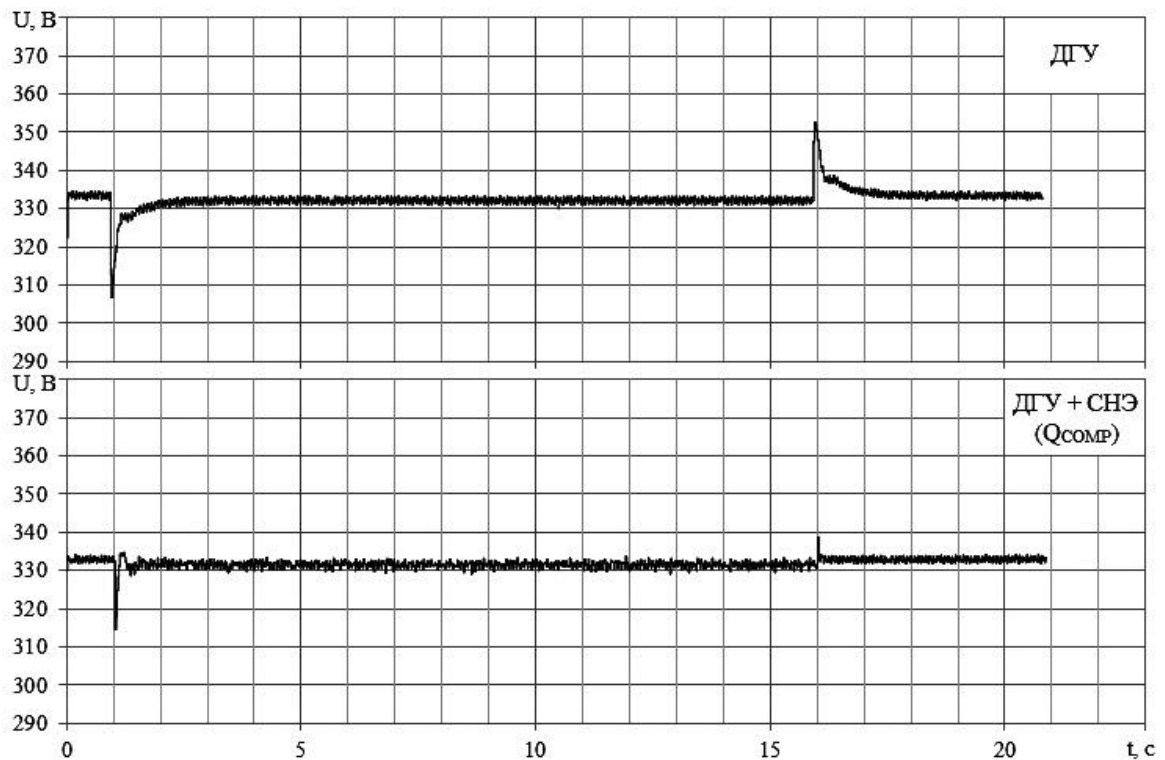


Рисунок 5.10 – Временные диаграммы амплитудного значения напряжения при набросе/сбросе реактивной мощности на ДГУ без СНЭ (сверху) и при совместной работе со СНЭ в режиме компенсации реактивной мощности  $Q_{COMP}$  (снизу)

Таким образом, к предполагаемой сфере применения СНЭ в режиме компенсации реактивной мощности можно отнести потребителей с частыми набросами реактивной нагрузки, суммарный уровень полной мощности которых лежит выше диапазона номинальной мощности генератора. Также к целевым относятся потребители, к качеству потребляемой мощности которых предъявляются особые требования, а на потребление реактивной мощности производится отдельная тарификация.

## 5.2 Испытания системы накопления энергии мощностью 1200 кВА

Газо-поршневые установки (ГПУ) являются надежным средством обеспечения электрической и тепловой энергией практически при любых метеоусловиях и, в отличие от ДГУ, работают не на дорогом дизельном топливе, а на различных видах газообразного топлива (природный газ, пропан, бутан, попутный нефтяной газ и т.д.), которые, как правило, не являются дефицитом в местах нефте- и газодобычи. В то же время ГПУ, в отличие от ДГУ, имеет ряд характерных особенностей [74]:

- при мгновенных набросах/сбросах нагрузки в 10 – 20 % от номинальной мощности ГПУ отключается технологической защитой;
- скорость наброса/сброса мощности должна составлять не более 1 % в секунду от номинальной мощности ГПУ;
- при длительной работе нагрузка ГПУ должна составлять не менее 35 – 40% от номинальной мощности.

Для выявления особенностей функционирования СНЭ совместно с ГПУ в мае 2019 года на территории энергоцентра промышленно-логистического парка Новосибирска сотрудниками ООО «СНЭ», ООО «СПТ» и НГТУ были проведены экспериментальные испытания и исследования системы накопления энергии номинальной мощностью 1200 кВА с литий-ионной аккумуляторной батареей энергоёмкостью 400 кВт·ч с газо-поршневой электростанцией, состоящей из одной или двух газо-поршневых установок (ГПУ) мощностью 1,2 МВА каждая [75]. На Рисунке 5.11 представлена структурная схема испытательной установки.

Обозначения на данном рисунке следующие: СНЭ – система накопления энергии; ГПУ1, ГПУ2 – газо-поршневые установки; Т4.1, Т4.2 – силовые трансформаторы; R4.1–R4.6 – активные нагрузочные сопротивления; Q1, Q2, Q4.1 – Q4.6 – выключатели; ТН1 и ТН2 – измерительные трансформаторы напряжения; ТТ1.1 – ТТ4.3 – измерительные трансформаторы тока; ЧМИПУ – человеко-машинный интерфейс подсистемы управления; ТТС – трансформатор тока суммирующий. Целью испытаний являлась проверка соответствия головного образца СНЭ, параметров системы в целом и каждой из ее подсистем требованиям технического задания, подтверждение эффективности СНЭ для обеспечения режима сглаживания набросов/сбросов мощности нагрузки. На Рисунке 5.12 представлены фотографии испытательной установки СНЭ 1200 кВА.

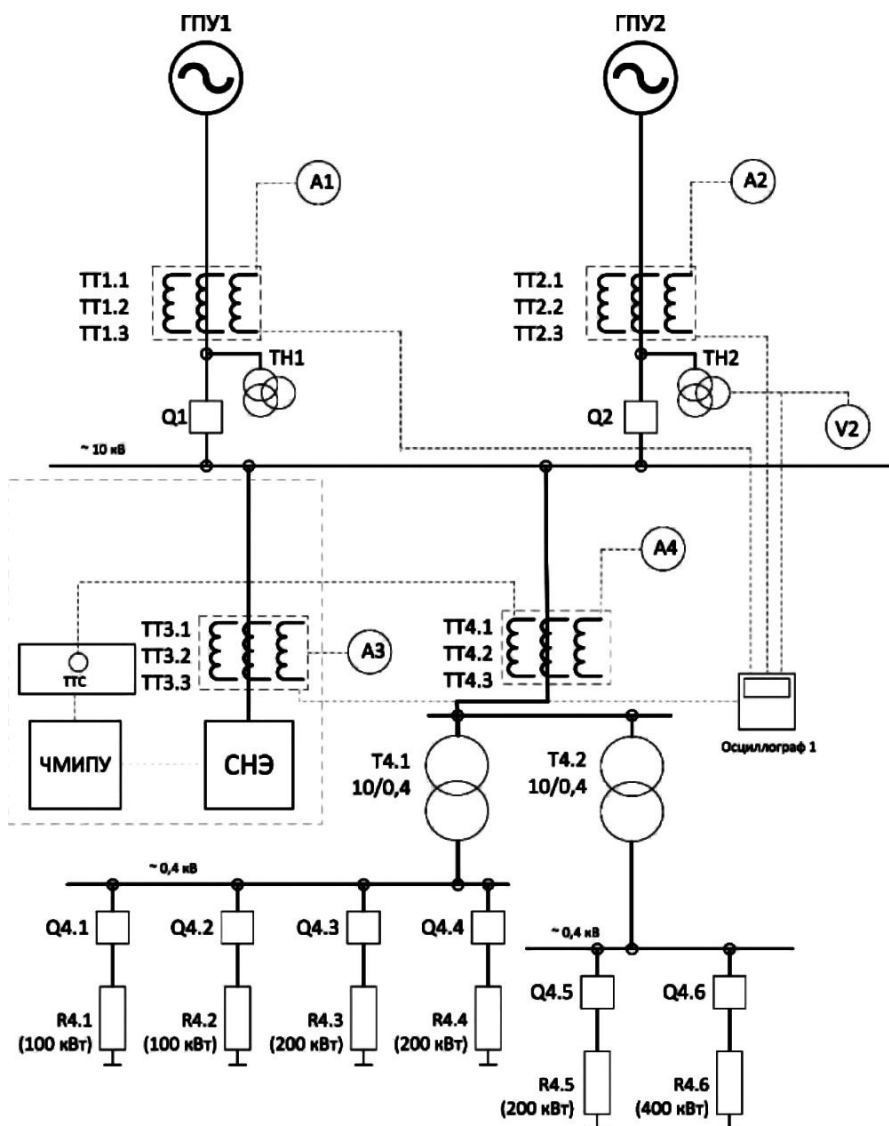


Рисунок 5.11 – Структурная схема испытательной экспериментальной установки СНЭ 1200 кВА



Рисунок 5.12 – Испытательная экспериментальная установка СНЭ 1200 кВА:  
 а) силовой трансформатор; б) один из шкафов преобразовательного блока;  
 в) аккумуляторная батарея; в) дизель-генераторная установка;  
 г) общий вид испытательной площадки; д) один из блоков нагрузки;  
 е) пульт контроля и управления СНЭ; ж) система регистрации данных

На Рисунке 5.13 представлены временные диаграммы, отражающие работу системы электроснабжения на основе параллельного соединения двух ГПУ и СНЭ в режиме генерации электрической энергии накопителем. Диаграммы на графике изображены в следующем порядке: фазное напряжение ГПУ, фазный ток ГПУ №1, фазный ток ГПУ №2, фазный ток нагрузки, мгновенная мощность нагрузки, суммарная мгновенная мощность двух ГПУ. Предварительно, мощность накопителя была установлена на уровне 1,3 МВт активной мощности. В данном режиме ГПУ распределяли нагрузку равномерно. Затем производилось ступенчатое увеличение мощности, генерируемой СНЭ. Величина каждой ступени составляла около 95 кВт, количество ступеней – 12, что дает максимальную генерируемую мощность на уровне 1150 кВт. Из диаграмм видно, что суммарная мощность нагрузки остается неизменной. При этом суммарная мощность ГПУ снижается, достигая минимального уровня порядка 150 кВт.

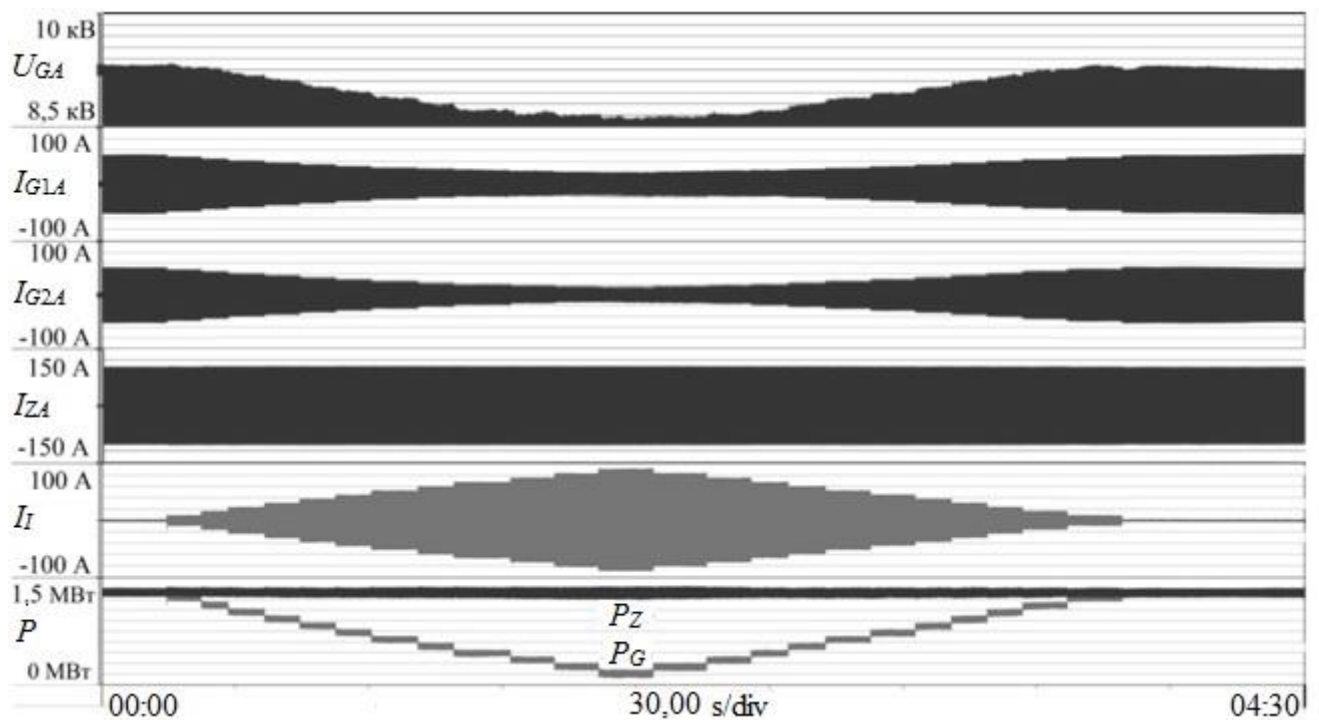


Рисунок 5.13 – Временные диаграммы режима генерации мощности СНЭ

На Рисунке 5.14 представлены временные диаграммы, отражающие работу системы электроснабжения на основе параллельного соединения двух ГПУ и СНЭ в режиме потребления электрической энергии накопителем. Порядок изображения диаграмм на рисунке следующий: фазное напряжение ГПУ, фазный



ток ГПУ №1, фазный ток ГПУ №2, фазный ток нагрузки, мгновенная мощность нагрузки, суммарная мгновенная мощность двух ГПУ. Предварительно, мощность накопителя была установлена на уровне 100 кВт активной мощности. В данном режиме ГПУ также распределяли нагрузку равномерно. Затем производилось ступенчатое увеличение мощности, генерируемой СНЭ. Величина каждой ступени составляла около 95 кВт, количество ступеней – 8, что дает максимальную потребляемую мощность на уровне около 750 кВт. Из диаграмм видно, что суммарная мощность нагрузки остается неизменной. При этом суммарная мощность генераторных установок повышается, достигая минимального уровня порядка 900 кВт.

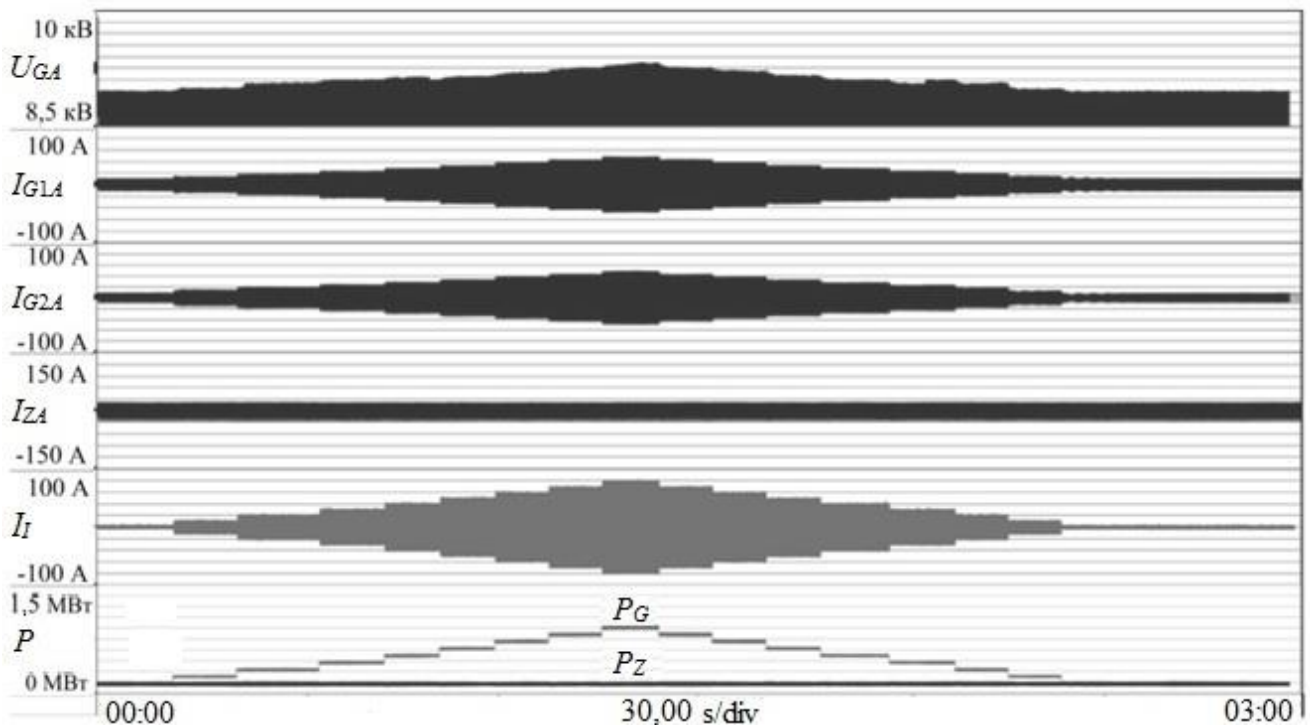


Рисунок 5.14 – Временные диаграммы режима потребления мощности СНЭ

На Рисунке 5.15 представлены временные диаграммы, отражающие работу системы электроснабжения на основе параллельного соединения одной ГПУ и СНЭ в режиме ограничения скорости нарастания мощности ГПУ.

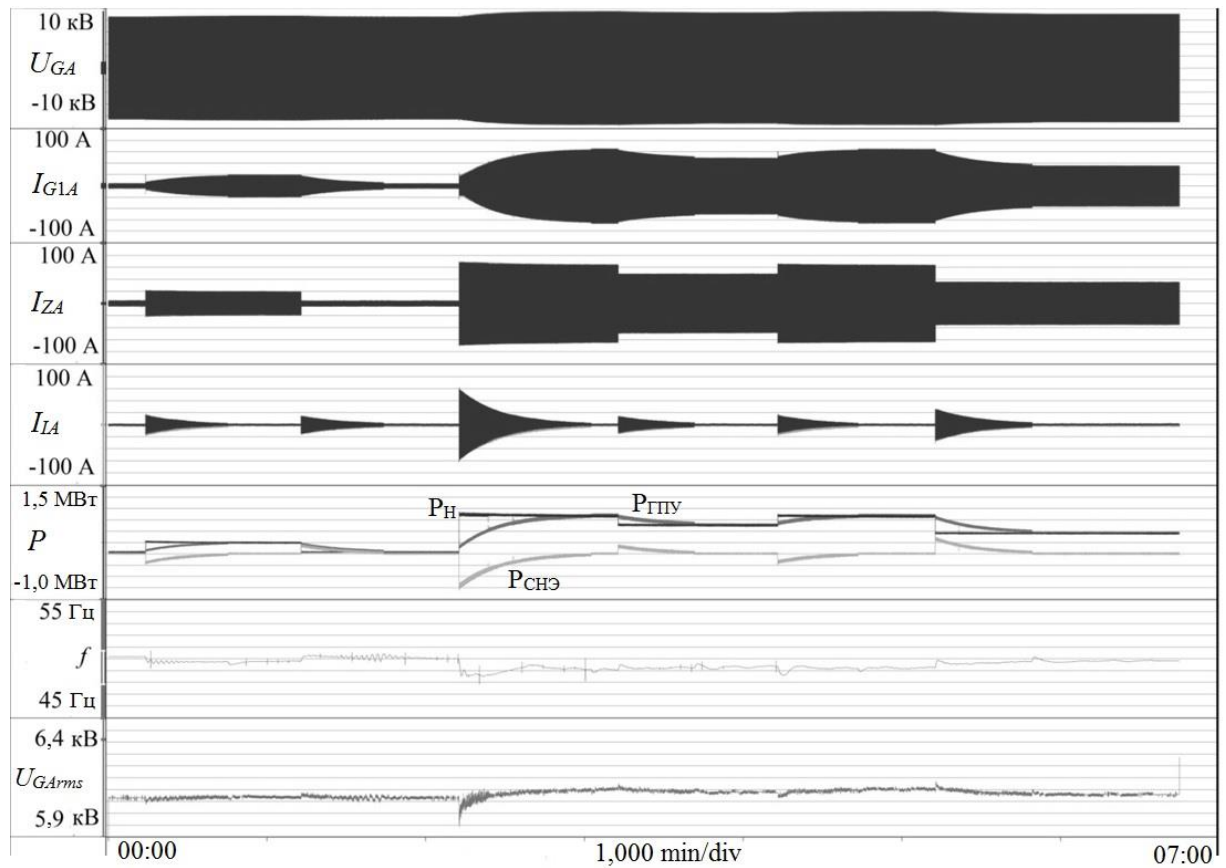


Рисунок 5.15 – Временные диаграммы режима ограничения скорости нарастания мощности ГПУ

Порядок изображения диаграмм на рисунке следующий: фазное напряжение ГПУ, фазный ток ГПУ, фазный ток нагрузки, мгновенная мощность нагрузки, суммарная мгновенная мощность ГПУ, частота напряжения ГПУ, действующее значение фазного напряжения. Длительность каждой ступени равняется 1 мин. В ходе эксперимента нагрузка мгновенно изменялась в следующем порядке: 0-200-0-800-600-800-400 кВт. Как видно из диаграммы, СНЭ отработала каждый переход, формируя плавный фронт нарастания мощности на ГПУ. Максимальная просадка частоты напряжения составила 1,5 Гц, просадка действующего значения напряжения – 0,12 кВ. Это соответствует набросу более 65 % от номинальной мощности ГПУ при допустимом безаварийном значении 10 – 20 %. Таким образом, введение СНЭ в систему электроснабжения на основе ГПУ позволяет увеличить более чем в 3 раза динамическую устойчивость генерации. Следовательно, становится возможным замена системы из как минимум трех одновременно работающих ГПУ на одну ГПУ, работающую совместно со СНЭ.

### **Выводы по Главе 5**

Результаты проведенных испытаний системы накопления энергии мощностью 100 кВА совместно с дизель-генераторной установкой и 1200 кВА совместно с газо-поршневыми установками доказали эффективность и целесообразность применения подобных систем электроснабжения. Эксперименты показали, что введение СНЭ в систему электроснабжения на основе электрогенераторных установок обеспечивает повышение устойчивости к динамическим нагрузкам и перегрузкам по номинальной мощности, позволяет компенсировать реактивную мощность нагрузки. Все это приводит к повышению эффективности использования моторесурса двигателей и экономии топлива, что благотворно сказывается на экономических показателях генерации электрической энергии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения диссертационного исследования решена актуальная научно-практическая проблема по улучшению качества электрической энергии в системе электроснабжения на основе электро-генераторной установки и системы накопления энергии с литий-ионной аккумуляторной батареей в части обеспечения требуемого характера и длительности переходного процесса в условиях резкопеременной нагрузки. К основным результатам работы являются:

1. Обоснована необходимость использования аккумуляторных систем накопления энергии (СНЭ) в системах автономного электроснабжения в различных сферах применения. Представлен способ управления инвертором напряжения для формирования различных режимов работы СНЭ, а также сформирована методика определения минимальных параметров инвертора напряжения, обеспечивающих генерацию мощности с заданными характеристиками.

2. Получен ряд основных характеристик и диаграмм, отражающих функционирование литий-железо-фосфатного аккумулятора большой ёмкости в различных режимах, определены параметры элементов схемы замещения. Сформирована имитационная модель, при помощи которой получены результаты, соответствующие экспериментальным данным погрешность не более 2 % на 90 % от диапазона степени заряда аккумулятора.

3. Сформирована имитационная модель электро-генераторной установки в условиях резкопеременной нагрузки, позволяющая получить требуемый характер переходного процесса, значения перепадов по частоте и амплитуде генерируемого напряжения которого имеют погрешность не более 2 %.

4. Предложены два способа управления инвертором напряжения в составе СНЭ, позволяющие снизить скорость нарастания мощности на генераторной установке при неизменном профиле нагрузки: с экспоненциальным и линейным ограничением скорости нарастания выходной мощности генератора.

5. Сформирована имитационная модель исследуемой системы электроснабжения при введении разработанных способов управления инвертором напряжения. Анализ полученных результатов показал преимущество способа управления с линейным ограничением скорости нарастания выходной мощности генератора перед экспоненциальным ограничением за счет уменьшения величины колебаний амплитудного значения и частоты напряжения на выходе генератора на более чем 40 и 100 % соответственно.

6. Получены результаты экспериментального исследования опытных образцов системы накопления энергии номинальной мощностью 100 и 1200 кВА, предназначенный для совместной работы с дизель-генераторной и газопоршневой установкой соответственно в режиме резкопеременной нагрузки. Проведенные исследования подтвердили эффективность применения способов ограничения скорости нарастания выходной мощности генератора на реальных объектах.

Все поставленные задачи исследования решены, но за рамками данной работы остался ряд перспективных задач, решение которых позволит расширить область применения рассматриваемой системы накопления энергии:

1. Экспериментальная реализация управления с линейным ограничением скорости нарастания выходной мощности генератора.

2. Исследование функционирования СНЭ при воздействии нелинейной и несимметричной нагрузки.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Usova, M. A. Possibility to use renewable energy sources for increasing the reliability of the responsible energy consumers on the enterprise / M. A. Usova, V. I. Velkin // 2018 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED) – Ekaterinburg, 2018;

[2] Mai, T. Renewable Electricity Futures for the United States / T. Mai; M. M. Hand; S. F. Baldwin et al. // IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume: 5, Issue: 2, April 2014 – pp. 372 – 378;

[3] Apostolović, M. R. Energy balances of South East European countries with the emphasis on the influences of renewable energy sources /M. R. Apostolović, I. A. Škokljević // 2016 4th International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), Belgrade, 14-16 Sept. 2016;

[4] de Matos, J. G. Power Control in AC Isolated Microgrids With Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems / J. G. de Matos; F. S. F. de Silva, L. A. de S. Ribeiro // IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume: 62, Issue: 6, June 2015 – pp. 3490 – 3498;

[5] Lamnadi, M. Study of a hybrid renewable energy system for a rural school in Tagzirt, Morocco / M. Lamnadi, M. Trihi, A. Boulezhar // 2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Marrakech, 14-17 Nov. 2016;

[6] Harrouz, A. Smart grid and renewable energy in Algeria / A. Harrouz, M. Abbas, I. Colak, K. Kayisli // 2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), San Diego, 5-8 Nov. 2017, - pp. 1166 – 1171;

[7] IEA. (2020). Data and statistics. Paris, France, International Energy Agency. Web: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=Electricity%20generation%20by%20source>;

[8] Ameen, A. M. Simplified performance models of photovoltaic/diesel generator/battery system considering typical control strategies / A. M. Ameen, J. Pasupuleti, T. Khatib // Energy Conyers Manage, no. 99, 2015, pp. 313-325;

[9] Zhu, B. Switched model predictive control for energy dispatching of a photovoltaic-diesel-battery hybrid power system. IEEE Trans Control / B. Zhu, H. Tazvinga, X. Xia // IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 23, no. 3, May 2015, pp. 1229-1236;

[10] Yin, C. Energy management of DC microgrid based on photovoltaic combined with diesel generator and supercapacitor / C. Yin, H. Wu, F. Locment, M. Sechilariu // Energy Conversion and Management, Volume 132, 15 January 2017, pp. 14-27;

[11] Sechilariu, M. Photovoltaic Electricity for Sustainable Building. Efficiency and Energy Cost Reduction for Isolated DC Microgrid / M. Sechilariu, F. Locment, B. Wang // Energies 2015, 8, pp. 7945-7967;

[12] Mishra, S. A Seamless Control Methodology for a Grid Connected and Isolated PV-Diesel Microgrid / S. Mishra, D. Ramasubramanian, P. C. Sekhar // IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 28, Issue: 4, Nov. 2013, pp. 4393 – 4404;

[13] ГОСТ 20375-2014. Установки электрогенераторные с двигателями внутреннего сгорания. Термины и определения. М., 2015, 16 с.;

[14] Правила технической эксплуатации дизельных электростанций (ПТЭД). М., 2005, 112 с.;

[15] Jabeck, B. The impact of generator set underloading, Caterpillar, 2014, 5 p.

[16] ГОСТ 55006-2012. Стационарные дизельные и газопоршневые электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия. М., 2014, 24 с.;

[17] Huang, L. Optimal planning of renewable energy source and energy storage in a medium- and low-voltage distributed AC/DC system in China / L. Huang, Z. Chen, Q. Cui, et al. // The Journal of Engineering, Volume: 2019 , Issue: 16 , 3 2019 – pp. 2354 – 2361;

[18] Kinjo, T. Output levelling of renewable energy by electric double-layer capacitor applied for energy storage system / T. Kinjo, T. Senjyu, N. Urasaki, H. Fujita // IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume: 21, Issue: 1, March 2006 – pp. 221 – 227;

- [19] Rahbar, K. Real-Time Energy Storage Management for Renewable Integration in Microgrid: An Off-Line Optimization Approach / K. Rahbar, J. Xu, R. Zhang // IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 6, Issue: 1, Jan. 2015 – pp. 124 – 134;
- [20] Root, C. Using battery energy storage to reduce renewable resource curtailment / C. Root, H. Presume, D. Proudfoot, L. Willis, R. Masiello // 2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), April 2017 – pp. 1 – 5;
- [21] Mamen, A. A survey of hybrid energy storage systems applied for intermittent renewable energy systems / A. Mamen, U. Supatti // 2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), June 2017 – pp. 729 – 732;
- [22] Mhamdi, T. A power management strategy for hybrid photovoltaic diesel system with battery storage / T. Mhamdi, L. Sbita // 2014 5th International Renewable Energy Congress (IREC), March 2014 – pp. 1 – 6;
- [23] ГОСТ 58092.1-2018. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и определения. М., 2018, 50 с.;
- [24] Blaabjerg, F. Distributed Power-Generation Systems and Protection / F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang, X. Wang // Proceedings of the IEEE, vol. 105, no. 7, July 2017, pp. 1311-1331.
- [25] Chen, L. Long-term reliability evaluation for small hydro-power generations based on flow runoff theory / L. Chen, Y. Ding, H. Li, G. Jin, // The Journal of Engineering, vol. 2017, no. 13, 2017, pp. 1708-1712;
- [26] Davies, S. The test of tides / S. Davies // Engineering & Technology, vol. 6, no. 4, May 2011, pp. 72-74;
- [27] Nejabatkhah, F. Optimal design and operation of a remote hybrid microgrid / F. Nejabatkhah, Y. W. Li, A. B. Nassif, T. Kang // CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 3, no. 1, March 2018, pp. 3-13;



[28] Adefarati, T. Application of renewable energy resources in a microgrid power system / T. Adefarati, R. C. Bansal // The Journal of Engineering, vol. 2019, no. 18, July 2019, pp. 5308-5313;

[29] Whittingham, M. S. History, Evolution, and Future Status of Energy Storage / M. S. Whittingham // Proceedings of the IEEE, vol. 100, no. Special Centennial Issue, 13 May 2012, pp. 1518-1534;

[31] Nayar, C. V. Solar/wind/diesel hybrid energy systems for remote areas / C. V. Nayar, W. B. Lawrance, S. J. Phillips // Proceedings of the 24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Aug. 1989, pp. 2029 – 2034;

[31] Wichert, B. PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation - A review of current practice and future developments / B. Wichert // Renewable and Sustainable energy Reviews, Vol. 1, No. 3, 1997, pp. 209-228;

[32] Khare, A. Optimal Sizing an SPV/Diesel/Battery Hybrid System for a Remote Railway Station in India / A. Khare, S.Rangnekar // International journal of renewable energy research, Vol. 3«volheader», No.3, 2013, pp. 673-681;

[33] Adefarati, T. Techno-economic analysis of a PV–wind–battery–diesel standalone power system in a remote area / T. Adefarati, R. C. Bansal, J. John Justo // The Journal of Engineering, vol. 2017, no. 13, 2017, pp. 740-744;

[34] Rehman, S. Optimal Design and Model Predictive Control of Standalone HRES: A Real Case Study for Residential Demand Side Management / S. Rehman et al. // IEEE Access, vol. 8, 2020, pp. 29767-29814;

[35] Шутов, А.С. Имитационная модель ветро-дизельного комплекса / А. С. Шутов // Научное обеспечение инновационного развития АПК: материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 90-летию государственности Удмуртии 16-19 февраля 2010 года Том III. – Ижевск: ФГОУ ВПО Ижевская ГСХА, 2010. – С. 244-249;

[36] Akram, U. An Improved Optimal Sizing Methodology for Future Autonomous Residential Smart Power Systems / U. Akram, M. Khalid, S. Shafiq // IEEE Access, vol. 6, 2018, pp. 5986-6000;

[37] Habib, H. U. R. Design Optimization and Model Predictive Control of a Standalone Hybrid Renewable Energy System: A Case Study on a Small Residential Load in Pakistan / H. U. R. Habib, S. Wang, M. R. Elkadeem and M. F. Elmorshedy // IEEE Access, vol. 7, 2019, pp. 117369-117390;

[38] Khalid, M. Optimal Planning of Multiple Distributed Generating Units and Storage in Active Distribution Networks / M. Khalid, U. Akram, S. Shafiq // IEEE Access, vol. 6, 2018, pp. 55234-55244;

[39] Ji, X. Coordinated control and power management of diesel-PV-battery in hybrid stand-alone microgrid system / X. Ji, Q. Liu, Z. Liu, Y. Xie, J. Zhai // The Journal of Engineering, vol. 2019, no. 18, July 2019, pp. 5245-5249;

[40] Wang, C. Frequency Control of Isolated Wind-Diesel Microgrid Power System by Double Equivalent-Input-Disturbance Controllers / C. Wang, J. Li, Y. Hu // IEEE Access, vol. 7, 2019, pp. 105617-105626;

[41] Nejabatkhah, F. Optimal design and operation of a remote hybrid microgrid / F. Nejabatkhah, Y. W. Li, A. B. Nassif, T. Kang // CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 3, no. 1, March 2018, pp. 3-13;

[42] Kumar M. Active power control method for wind diesel system based on energy storage / M. Kumar, A. Kumar // 2017 International Conference on Power and Embedded Drive Control (ICPEDC), Chennai, 2017, pp. 213-218;

[43] Hove, T. A techno-economic model for optimising component sizing and energy dispatch strategy for PV-diesel-battery hybrid power systems / T. Hove, H. Tazvinga // Journal of Energy in Southern Africa, Vol. 23, No. 4, 2012, pp. 18 – 28;

[44] Dybko, M. A. Optimum sizing of battery-integrated diesel generator for remote electrification through design-space approach / M. A. Dybko, S. V. Brovanov // 2015 16th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, 29 June-3 July 2015, pp. 415 – 421;

[45] Carastro, F. An Enhanced Shunt Active Filter with Energy Storage for Microgrids / F. Carastro, M. Sumner, P. Zanchetta // Industry Applications Society Annual Meeting, IAS '08, 2008, pp. 1-7;

[46] Srithorn, P. A STATCOM with Supercapacitors for Enhanced Power System Stability / P. Srithorn, M. Sumner, L. Yaot, R. Parashar // 4th IET Conference on Power Electronics, Machines and Drives, PEMD 2008, 2008, pp. 96-100;

[47] Харитонов, С. А. Алгоритмы управления и электромагнитные процессы в системе генерирования переменного тока с синхронным генератором и активным выпрямителем / С. А. Харитонов, Н. И. Бородин, А. А. Стенников, М. А. Маслов, Д. В. Коробков, А. С. Харитонов, А. В. Левин, М. М. Юхнин, Э. Я. Лившиц // Технічна електродинаміка. Темат. вип. Силова електроніка та енергоефективність, Ч. 2, Київ, 2004, С. 47–54;

[48] Akagi, H. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning / H. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes // IEEE Press Series on Power Engineering, Wiley, 2007, P. 400;

[49] Arun, P. Optimum sizing of battery-integrated diesel generator for remote electrification through design-space approach / P. Arun, R. Banerjee, S. Bandyopadhyay // Energy 33, 2008, pp. 1155–1168;

[50] Сердечный, Д.В. Особенности эксплуатации накопителя энергии на базе многоэлементной литий-ионной аккумуляторной батареи / Д. В. Сердечный, Ю. Б. Томашевский // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017, №9-10, С.139-144;

[51] Бровка, Н. Системы контроля литий-ионных и литий-полимерных аккумуляторных батарей / Н. Бровка // Компоненты и технологии, № 10 (63), 2006, С. 104 – 107;

[52] Бажинов, А. В. Система контроля заряда и разряда литий-ионных аккумуляторных батарей гибридных автомобилей и электромобилей / А. В. Бажинов, В. Я. Двадненко, А. М. Дробинин, Х. Мауш // Вісник СевНТУ, № 134, 2012, С. 52 –55;

[53] Руденко, В.С. Основы преобразовательной техники / В.С Руденко, В.И. Сенько, И. М. Чиженко // Москва: Высшая Школа, 1980, с 424.

[54] ООО «Лиотех». (2018). Литий-ионные аккумуляторы. Новосибирск, Лиотех. Web: <http://liotech.ru/newsection7159>;

[55] Ворошилов, А.Н. Литий-железо-фосфатная аккумуляторная батарея. Моделирование режима зарядки / А.Н. Ворошилов, А.Н. Петров, Е.А. Чудинов // *Новости электротехники*", 2017 – №2 с. 44 – 49;

[56] Кучак, С. В. Разрядные характеристики литий-ионных аккумуляторов при малых токах разряда / С. В. Кучак, С.А. Харитонов // *Наука. Технологии. Инновации: сборник научных трудов в 9 ч. / под ред. М.А. Дыбко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – Часть 6. – С. 11-12;*

[57] Kuchak, S. V. Charge characteristics of lithium-ion accumulators under different voltages / S. V. Kuchak, A. N. Voroshilov // *17<sup>th</sup> International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices EDM 2016: Conference Proceedings – Novosibirsk: Novosibirsk State Technical University, 2016, pp. 484 – 485;*

[58] Kuchak, S.V. Discharge Characteristics of Lithium-Ion Accumulators under Different Currents / S. V. Kuchak, A. N. Voroshilov, E. A. Chudinov // *18th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices EDM 2017: Conference Proceedings – Novosibirsk: Novosibirsk State Technical University, 2017, pp. 435 – 438;*

[59] Кучак, С.В. Моделирование режима импульсного разряда литий-ионного аккумулятора / С.В. Кучак // *Доклады АН ВШ РФ, 2018 – № 2 (39) – С. 62 –69;*

[60] Safwat, I.M. A novel methodology for estimating state-of-charge of Li-Ion batteries using advanced parameters estimation / I.M. Safwat, W. Li, X. Wu // *Energies, 2017, 10, 1751;*

[61] Rahmoun, A. Modelling of Li-ion batteries using equivalent circuit diagrams / A. Rahmoun, H. Biechl // *Przeglad Elektrotechniczny, 2012, 88, 152–156;*

[62] He, H. Evaluation of Lithium-Ion Battery Equivalent Circuit Models for State of Charge Estimation by an Experimental Approach / H. He, R. Xiong, J. Fan // *Energies, 2011, vol. 4, no. 4, pp. 582–598.*

[63] Torres, M. Inverter-Based Diesel Generator Emulator for the Study of Frequency Variations in a Laboratory-Scale Autonomous Power System / M. Torres, L. A. C. Lopes // *Energy and Power Engineering*, 2013, 5, pp. 274-283;

[64] Соловьев В. А. Моделирование тягового генератора и стенда для его испытания // *Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана*. 2013. №03. С. 385-412;

[65] Дураев Н. Н. Имитационная модель дизельного двигателя для исследования его рабочих характеристик на переменной частоте вращения / Н. Н. Дураев, С. Г. Обухов, И. А. Плотников // *Известия Томского политехнического университета* – 2013. – Т. 322, № 4: Энергетика. – С. 48-52;

[66] Rajasekaran, V. Modeling, simulation and development of supervision/control system for hybrid wind diesel system supplying an isolated load: technical report / V. Rajasekaran, A. Merabet, H. Ibrahim // *Wind Energy Techno-Centre, Gaspé, QC*, 2012, 23 p;

[67] Luo, L. The control and modeling of diesel generator set in electric propulsion ship / L.Luo, L. Gao, H. Fu // *I.J. Information Technology and Computer Science*, 2011, 2, pp. 31-37;

[68] Bachurin, P. A. Mathematical model of the energy storage system in the power system / P. A. Bachurin, V. M. Zyryanov, N. G. Kiryanova, S. V. Kuchak, G. B. Nesterenko, G. A. Prankevich // *Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) = Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2018) : тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2–6 окт. 2018 г.: в 8 т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Т. 1, ч. 5. – С. 41–47;*

[69] Бобров, М.А. Разработка бездатчиковой цифровой системы управления электроприводом на базе асинхронизированного вентильного двигателя / М.А. Бобров, И.С. Юшков, Г.М. Тутаев, И.В. Гуляев // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. 2017. Т. 17, № 3. С. 95-101;

[70] ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М., 2006, 32 с.;

[71] Kuchak, S. V. Calculation of Energy Storage System Parameters / S. V. Kuchak, P. A. Bachurin, S. A. Kharitonov // *2020 21st International Conference of*

Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM), June 29 - July 3 2020, Chemal, Russia, pp. 379-383.

[72] Способ управления инвертором напряжения в системах бесперебойного питания и системах накопления электрической энергии при резкопеременной нагрузке / С.А. Харитонов, П.В. Перетяцько, С.В. Кучак, П.А. Бачурин // пат. 2697262 Рос. Федерация. № 2018119777; заявл. 29.05.2018; опубл. 13.08.2019, Бюл. № 23;

[73] Способ управления инвертором напряжения в системах накопления электрической энергии при резкопеременной нагрузке / С. А. Харитонов, С. В. Кучак, П. А. Бачурин // пат. 2733999 Рос. Федерация. № 2020106291; заявл. 11.02.2020; опубл. 09.10.2020, Бюл. № 28;

[74] Бачурин, П. А. Испытания промышленного образца системы накопления энергии СНЭ-10-1200-400 при совместной работе с ГПУ в составе экспериментальной энергосистемы + Testing of industrial design energy storage system (ESS-10-1200-400) and gas piston units in experimental power system / П. А. Бачурин, Д. С. Гладков, В. М. Зырянов, С. В. Кучак, Г. Б. Нестеренко, Д. Е. Лебедев, А. Н. Решетников [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2020. - № 2 (59). - С. 18-24.

[75] Nesterenko, G. An experimental study of combined operation of energy storage system and gas engine power plant in off-grid power system / G. Nesterenko, G. Prankevich, A. Savitskiy, D. Gladkov, V. Zyryanov, S. Kuchak, J. Mokrousova // E3S Web of Conferences ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management, 209, 03020, 2020;

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Методика расчета параметров системы накопления энергии

1. Формирование технического задания на параметры системы накопления энергии (СНЭ):

- 1.1. Максимальная мощность на выходе преобразователя  $S_{MAX}$ ;
- 1.2. Диапазон значений косинуса угла мощности нагрузки  $[\cos\varphi 1; \cos\varphi 2]$ ;
- 1.3. Время автономной работы при максимальной мощности  $t_{ABT}$ ;
- 1.4. Действующее значение ЭДС источника питания  $E_{Ga}$ ;
- 1.5. Частота напряжения в сети  $f_G$ ;
- 1.6. Частота коммутации ключей инвертора напряжения  $f_S$ ;
- 1.7. Частный коэффициент гармоник тока на частоте коммутации  $K_{GI}(f_S)$ ;
- 1.8. Коэффициент гармоник напряжения на частоте коммутации  $K_{GU}$ ;
- 1.9. Максимальный коэффициент модуляции инвертора напряжения  $M$ ;
- 1.10. Коэффициент полезного действия инвертора напряжения  $\eta$ ;
- 1.11. Величина падения напряжения на ключах инвертора напряжения  $U_{VT}$ .

2. Рассчитать задание на минимальное значение напряжения в звене постоянного тока инвертора напряжения согласно формуле:

$$U'_{d \min} = \frac{3 \cdot K \cdot E_{Ga(1)} \cdot \left( \sin \varphi + \sqrt{2,25 \cdot K^2 \cdot M^2 - \cos \varphi} \right)}{2,25 \cdot K^2 \cdot M^2 - 1}$$

где  $K = K_{GI}(f_S) \cdot a$ ;

$a = \frac{f_S}{f_G}$  – кратность частоты коммутации силовых ключей инвертора;

$E_{Ga(1)}$  – амплитудное значение ЭДС источника питания.

3. Определить номинальную ёмкость и дополнительные параметры литий-ионного аккумуляторного элемента (ЛИА):

3.1. Рассчитать минимальную ёмкость аккумуляторной батареи при максимальном  $\cos\varphi$ :

$$C_{\min} = \frac{S \cdot \cos \varphi \cdot t_{ABT}}{\eta \cdot U'_{d \min}}$$

3.2. Выбрать номинальную ёмкость аккумуляторной батареи  $C_{НОМ}$  из существующих типономиналов, округлив в большую сторону.

3.3. Рассчитать приблизительное значение внутреннего сопротивления аккумуляторного элемента:

$$R'_{int} \approx \frac{R_{int\ spec}}{C_{НОМ}}$$

где  $R_{int\ spec} \approx 120 \text{ мОм} \cdot \text{А} \cdot \text{ч}$  – величина внутреннего сопротивления ЛИА, приведенная к аккумулятору ёмкостью 1 А·ч;

3.4. Рассчитать приблизительное значение относительного падения напряжения на внутреннем сопротивлении ЛИА:

$$\Delta U_{cell} = \frac{S \cdot \cos \varphi \cdot R'_{int}}{\eta \cdot U'_{d\ min} \cdot U_{cell\ min}}$$

где  $U_{cell\ min}$  – минимальное значение напряжения на аккумуляторном элементе (рекомендованное значение 2,8 В).

4. Определить параметры аккумуляторной батареи:

4.1. Рассчитать приблизительное минимальное напряжение на аккумуляторной батарее:

$$U'_{BAT\ min} = U'_{d\ min} \cdot (1 + \Delta U_{cell})$$

4.2. Рассчитать количество аккумуляторов в батарее, округлив значение в большую сторону:

$$N = \frac{U'_{BAT\ min}}{U_{cell\ min}}$$

4.3. Рассчитать требуемое минимальное напряжение на аккумуляторной батарее:

$$U_{BAT\ min} = N \cdot U_{cell\ min}$$

4.4. Рассчитать внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи:

$$R_{int\ BAT} = N \cdot R_{int}$$

4.5. Рассчитать требуемое минимальное напряжение в звене постоянного тока инвертора напряжения:



$$U_{d \min} = \frac{U_{BAT \min}}{1 + \Delta U_{cell}}$$

5. Определить параметры инвертора напряжения:

5.1. Рассчитать минимальное амплитудное значение амплитуды первой гармоники напряжения на выходе преобразователя:

$$U_{Ia(1) \min} = \frac{U_{d \min} - U_{VT}}{2} \cdot M$$

5.2. Рассчитать максимальное значение амплитуды первой гармоники тока через индуктивность буферного реактора:

$$I_{La(1) \max} = \frac{S}{\eta \cdot E_{Ga}} \cdot \sqrt{2}$$

5.3. Рассчитать минимальное значение индуктивности буферного реактора:

$$L_a = \frac{U_{d \min}}{3 \cdot I_{La(1) \max} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_s \cdot K_{\Gamma I}(f_s)}$$

### Пример расчета

1. Техническое задание на параметры системы накопления энергии (СНЭ) представлено в Таблице А.1.

Таблица А.1

Наименование параметра	Обоз-ние	Величина
Полная мощность нагрузки, кВА	$S_{НОМ}$	100
Диапазон косинуса угла мощности нагрузки	$\cos\varphi$	[0,8; 0,8]
Длительность автономной работы при $S = S_{НОМ}$ , ч	$t_{AP}$	2
Действующее значение ЭДС источника питания, В	$E_{Ga}$	230
Частота напряжения питающей сети, Гц	$f_G$	50
Частота коммутации ключей, кГц	$f_s$	5
Частный коэффициент гармоник тока на частоте коммутации, не более, %	$K_{\Gamma I}(f_s)$	6
Коэффициент гармоник выходного напряжения, не более, %	$K_{\Gamma U}$	8
Максимальная глубина модуляции преобразователя	$M_{max}$	0,99
Коэффициент полезного действия инвертора напряжения	$\eta$	1
Величина падения напряжения на ключах инвертора, В	$U_{VT}$	0

2. Задание на минимальное значение напряжения в звене постоянного тока инвертора напряжения:

$$K = K_{ГЛ}(f_s) \cdot \frac{f_s}{f_G} = 0,06 \cdot \frac{5000}{50} = 6$$

$$U'_{d \min} = \frac{3 \cdot K \cdot E_{Ga(1)} \cdot \left( \sin \varphi + \sqrt{2,25 \cdot K^2 \cdot M^2 - \cos \varphi} \right)}{2,25 \cdot K^2 \cdot M^2 - 1} =$$

$$= \frac{3 \cdot 6 \cdot 230 \cdot \sqrt{2} \cdot \left( \sqrt{1 - (0,8)^2} + \sqrt{2,25 \cdot 6^2 \cdot 0,99^2 - 0,8} \right)}{2,25 \cdot 6^2 \cdot 0,99^2 - 1} = 707,618 \text{ (В)}$$

3. Параметры аккумулятора:

3.1. Минимальная емкость аккумуляторной батареи:

$$C_{\min} = \frac{S \cdot \cos \varphi \cdot t_{ABT}}{\eta \cdot U'_{d \min}} = \frac{10^5 \cdot 0,8 \cdot 2}{1 \cdot 707,618} = 226,1 \text{ (А} \cdot \text{ч)}$$

3.2. Примем номинальную емкость равную расчетной:

$$C_{\text{НОМ}} = C_{\min} = 226,1 \text{ (А} \cdot \text{ч)}$$

3.3. Значение внутреннего сопротивления аккумуляторного элемента:

$$R'_{\text{int}} \approx \frac{R_{\text{int spec}}}{C_{\text{НОМ}}} = \frac{0,12}{226,1} = 530,7 \text{ (мкОм)}$$

3.4. Приблизительное значение относительного падения напряжения на внутреннем сопротивлении ЛИА:

$$\Delta U_{\text{cell}} = \frac{S \cdot \cos \varphi \cdot R'_{\text{int}}}{\eta \cdot U'_{d \min} \cdot U_{\text{cell min}}} = \frac{10^5 \cdot 0,8 \cdot 530,7 \cdot 10^{-6}}{0,97 \cdot 707,618 \cdot 2,8} = 0,0214$$

4. Определить параметры аккумуляторной батареи:

4.1. Рассчитать приблизительное минимальное напряжение на аккумуляторной батарее:

$$U'_{\text{BAT min}} = U'_{d \min} \cdot (1 + \Delta U_{\text{cell}}) = 707,618 \cdot (1 + 0,021) = 722,782 \text{ (В)}$$

4.2. Рассчитать количество аккумуляторов в батарее, округлив значение в большую сторону:

$$N = \frac{722,782}{2,8} = 258,1 \Rightarrow 259$$

4.3. Рассчитать требуемое минимальное напряжение на аккумуляторной батарее:

$$U_{BAT\min} = N \cdot U_{cell\min} = 259 \cdot 2,8 = 725,2 \text{ (В)}$$

4.4. Рассчитать внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи:

$$R_{int\,BAT} = N \cdot R_{int} = 259 \cdot 530,7 \cdot 10^{-6} = 0,1375 \text{ (В)}$$

4.5. Требуемое минимальное напряжение в звене постоянного тока инвертора напряжения:

$$U_{d\min} = \frac{U_{BAT\min}}{1 + \Delta U_{cell}} = \frac{725,2}{1 + 0,0214} = 710 \text{ (В)}$$

5. Параметры инвертора напряжения:

5.1. Минимальное амплитудное значение амплитуды первой гармоники напряжения на выходе преобразователя:

$$U_{La(1)\min} = \frac{U_{d\min} - U_{VT}}{2} \cdot M = \frac{710 - 0}{2} \cdot 0,99 = 351,4 \text{ (В)}$$

5.2. Максимальное значение амплитуды первой гармоники тока через индуктивность буферного реактора:

$$I_{La(1)\max} = \frac{S}{\eta \cdot E_{Ga}} \cdot \sqrt{2} = \frac{10^5}{1 \cdot 230} \cdot \sqrt{2} = 204,96 \text{ (А)}$$

5.3. Рассчитать минимальное значение индуктивности буферного реактора:

$$L_a = \frac{U_{d\min}}{3 \cdot I_{La(1)\max} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_s \cdot K_{\Gamma}(f_s)} = \frac{710}{3 \cdot 204,96 \cdot 5000 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 0,06} = 612,6 \cdot 10^{-6} \text{ (Гн)}$$

Моделирование режима ограничения выходной мощности, представленное в Главе 4, проводилось при данных, представленных в Таблице А.2. Поскольку режим генерации реактивной мощности  $\cos\varphi = 0$  не подразумевает генерацию активной мощности, минимальная ёмкость должна равняться 0. В таком случае внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи будет равняться бесконечности. Для проверки работы режима ёмкость аккумулятора принята равной ёмкости, рассчитанной для режима  $\cos\varphi = 0,8$ .

Таблица А.2 – Параметры СНЭ в режиме ограничения мощности источника

$\cos\varphi$	$S_{\text{НОМ}}, \text{А}\cdot\text{ч}$	$U_{\text{ВAT}}, \text{В}$	$R_{\text{intВAT}}, \text{МОм}$	$L_a, \text{мкГн}$
1	302,4	677,6	0,096	572,4
0,8	226,1	725,2	0,1375	612,6
0	226,1	742	0,1406	638,6

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Протокол испытаний опытного образца системы накопления энергии



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ООО «СНЭ»

В.А. Колесников

« 02 » 03 2018 г

#### ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ ОТ 15.02.2018 ПИ/ПД № 2

##### Объект испытаний

Опытный образец системы накопления энергии СНЭ-НН-0,4-150-Ш-УХЛ4 в составе:

- подсистема преобразования 100 кВА;
- батарея аккумуляторная 300 А·ч;
- система управления СНЭ;
- дизель-генераторная установка 100кВт/ 125кВА.

##### Вид испытаний

Исследовательские испытания опытного образца системы накопления энергии (СНЭ) на проверку работоспособности совместно с дизель-генераторной установкой (ДГУ) и функционирования основных алгоритмов в объеме:

- определение естественной расходной характеристики ДГУ при работе на постоянную нагрузку (от XX до номинальной мощности);
- определение расходной характеристики ДГУ при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки;
- определение параметров работы системы при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки без СНЭ;
- определение параметров работы системы при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме компенсации сброса/наброса нагрузки (уменьшения крутизны фронта изменения мощности ДГУ);
- определение расходной характеристики ДГУ при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме компенсации сброса/наброса нагрузки (уменьшения крутизны фронта изменения мощности ДГУ);
- определение параметров работы системы при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме ограничения максимального и минимального тока ДГУ;
- определение расходной характеристики ДГУ при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме ограничения максимального и минимального тока ДГУ;
- определение параметров работы системы при повторно-кратковременном (резкопеременном) режиме активно-индуктивной нагрузки в схеме со СНЭ, работающей в режиме компенсации реактивной мощности при работе с ДГУ.

ООО «Системы накопления энергии»	Протокол испытаний <i>ПИ/ПД № 2 от 15.02.2018</i>	2
----------------------------------	---	---

**3. Документ в соответствии с которым проводились испытания**

Испытания проводятся на основании Программы испытаний совместной работы СНЭ и ДГУ в различных режимах работы № П/ПД1 от 12.01.2018 г.

**4. Место проведения работ**

Производственная площадка ООО «СПТ», г. Новосибирск, ул. Большевикская, 177/2.

**5. Дата проведения испытаний:** 12.02.2018 – 14.02.2018.

**6. Протокол содержит:**

1. Объект испытаний
2. Цель, программа и методы испытаний
3. Условия проведения испытаний
4. Испытательное оборудование и средства измерений
5. Результаты испытаний
6. Выводы

**Дата подписания протокола испытаний: 16.02.2018**

ООО «Системы накопления энергии»	Протокол испытаний <i>ПИ/ПД № 2 от 15.02.2018</i>	3
----------------------------------	---	---

### 1. ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЙ

- 1.1. Наименование и название изделия: система накопления энергии типа СНЭ-НН-0,4-150-Щ-УХЛ4;
- 1.2. Код классификатора ЕСКД: 560150;
- 1.3. Код ОКПД-2: 27.11.50.120;
- 1.4. Код ТН ВЭД ТС: 8504 40 90 00;
- 1.5. Описание объекта испытаний: система накопления энергии (СНЭ) предназначена для накопления, хранения энергии и отдачи ее в сеть или нагрузку с целью поддержания функционирования энергосистемы, повышения эффективности ее работы и обеспечения требуемого качества электроэнергии. Подсистема преобразования состоит из шкафа преобразователя, в котором размещается модуль преобразовательный, система управления, тиристорный контактор, силовой согласующий трансформатор, дроссель, защитное и коммутационное оборудование АС и DC частей. Подсистема хранения энергии представляет собой комплектный стеллаж, на котором в два ряда размещены литий-ионные аккумуляторы (LT-LFP), соединенные жесткими медными шинами. Батарея оборудована системой управления аккумуляторной батареей (СУАБ), силовыми предохранителями, измерительным шунтом.
- 1.6. Фотографии испытательной установки представлены в приложении 5.
- 1.7. Предприятие-изготовитель: Общество с ограниченной ответственностью «Системы накопления энергии» (юридический адрес: Россия, Новосибирск, Большевикская 177/24 оф.203).
- 1.8. Дата производства образца: 15.12.2017.

### 2. ЦЕЛЬ, ПРОГРАММА И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ

- 2.1. Цель испытаний: проверка работоспособности СНЭ и функционирования основных алгоритмов при совместной работе с ДГУ, получение расходных характеристик ДГУ при работе на постоянную и резко переменную повторно кратковременную нагрузку без СНЭ и при совместной работе со СНЭ, реализующей различные режимы.
- 2.2. Программа испытаний: программа испытаний совместной работы СНЭ и ДГУ в различных режимах работы П/ПД №1 от 12.01.2018

### 3. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

Климатические условия проведения испытаний: испытания проводились в закрытом помещении при следующих атмосферных условиях:

Температура:	+25°C
Влажность:	70%
Атмосферное давление:	778 мм рс

Объект испытания находится по адресу: Россия, Новосибирск, Большевикская 177/2, Общество с ограниченной ответственностью «Системы постоянного тока».

Дизельная генераторная установка находилась на открытой площадке при следующих атмосферных условиях:

Температура:	-14 ÷ -17°C
Влажность:	66%
Атмосферное давление:	778 мм рс

### 4. ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Перечень применяемого испытательного оборудования (ИО) и средств измерений (СИ) приведен в приложении 1.

ООО «Системы накопления энергии»	Протокол испытаний <i>ПИ/ПД № 2 от 15.02.2018</i>	4
----------------------------------	---	---

## 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

- 5.1. Перечень применяемого испытательного оборудования и средств измерений приведен в Приложении 1.
- 5.2. Результаты измерений приведены в Приложении 2.
- 5.3. Осциллограммы режимов работы СНЭ во время испытаний приведены в Приложении 3.
- 5.4. Схема проведения испытаний приведена в Приложении 4.
- 5.5. Фотографии испытательной установки приведены в Приложении 5.

## 6. ВЫВОДЫ

1. Опытный образец системы накопления энергии СНЭ-НН-0,4-150-Ш-УХЛ4 производства ООО «СНЭ» выдержал испытания на проверку работоспособности и функционирования основных алгоритмов в соответствии с Программой испытаний совместной работы СНЭ и ДГУ.

2. При работе ДГУ применение СНЭ позволяет снизить длительность и амплитуду колебаний напряжения и частоты при переходных процессах, вызванных сбросами и набросами нагрузки, обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии.

3. Применение СНЭ позволяет сократить расход топлива ДГУ до значений, обусловленных ее естественной расходной характеристикой. Таким образом, эффект от экономии топлива при применении СНЭ будет наиболее выражен для установок, которые имеют наибольшее отклонение расхода топлива при резко переменной нагрузке от естественной характеристики. Для испытываемой установки экономия топлива составила 5, XX %.

4. В качестве направлений дальнейших исследований можно рекомендовать:

а) исследование параллельной работы ДГУ с СНЭ, работающей в режиме одновременного ограничения максимальной и минимальной мощности, а также скорости нарастания/убывания мощности генератора при резко переменной нагрузке. Этот режим позволит обеспечить наилучший режим использования моторесурса ДГУ;

б) исследование совместной работы ДГУ со СНЭ, работающей в режиме, при котором при малой нагрузке (режим, близкий к XX) СНЭ подает команду отключения на ДГУ, принимает нагрузку на себя, а затем, при минимальной степени заряда батареи, подает команду включения на ДГУ, заряжает батарею, обеспечивая значительную мощность нагрузки. Реализация этого режима позволит достичь наибольшей экономии топлива и моторесурса ДГУ;

в) исследование особенностей переходных процессов и расходных характеристик ДГУ при резко переменной **динамической** нагрузке (пусках/остановах двигателей).

Доцент кафедры ААИЭ НГТУ, к.т.н.

 Зырянов В.М.


Главный инженер ООО «СПТ»

 Перетьяко П.В.

Руководитель проектов ООО «СНЭ»

 Метальников Д.Г.

Руководитель проектов ООО «СНЭ»

 Гармаш Т.Г.

Ассистент кафедры Электроники и электротехники,  
инженер Института силовой электроника

 Бачурин П.А.

Аспирант, ассистент кафедры Электроники и электротехники,  
инженер Института силовой электроника

 Кучак С.В.



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Акты внедрения научных результатов диссертации

<p>УТВЕРЖДАЮ</p> <p>ИО Генеральный директор ООО «СПТ»</p> <p></p> <p>А. В. Колесников</p> <p>« 09 » _____ 2020</p> 	<p>УТВЕРЖДАЮ</p> <p>Проректор НГТУ по научной работе д.т.н., доц.</p> <p></p> <p>С. В. Брованов</p> <p>« 09 » _____ 2020</p> 
---	---

#### АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Кучака С.В.

Мы нижеподписавшиеся, главный инженер ООО «СПТ» Перетяцько П.В. и представитель НГТУ, заведующий кафедрой ЭЭ НГТУ, д.т.н., профессор С. А. Харитонов составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук Кучака С.В. «Система электроснабжения на базе электро-генераторной установки и литий-ионного накопителя с улучшенными динамическими характеристиками», а именно алгоритмы управления трехфазным инвертором напряжения в режиме ограничения скорости изменения мощности сети, использовались при выполнении научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, выполненных в ООО «СПТ»:

– в рамках реализации комплексного проекта по созданию высокотехнологичного производства по теме «Создание высокотехнологичного производства систем бесперебойного питания и накопления электрической энергии большой мощности» по договору №853-Р/16 от 20.01.16 г;

– в рамках НИОКР по теме «Исследование и разработка серии накопителей электрической энергии с целью расширения функциональных характеристик» по договору № ИСЭ-06-18/079-Р/18 от 06.08.18.

Предложенный алгоритмы при работе в системе электроснабжения на основе дизель-генераторной установки позволили снизить длительности и амплитуду колебаний напряжения и частоты при переходных процессах, вызванных сбросами и набросами нагрузки, обеспечить выполнение требований ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии.

Главный инженер ООО «СПТ»

П.В. Перетяцько

« 10 » \_\_\_\_\_ 2020

Заведующий кафедрой ЭЭ, д.т.н., проф.

С.А. Харитонов

« 10 » \_\_\_\_\_ 2020.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «Литэко»



Якушев К.Н.

12 2020

УТВЕРЖДАЮ

Проректор НГТУ

по научной работе д.т.н., доц.

С.В. Брованов

«08» 12 2020



## АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Кучака С.В.

Мы нижеподписавшиеся, представитель ООО «Литэко», главный инженер направления «Стационарные системы накопления энергии» и представитель НГТУ, заведующий кафедрой ЭЭ НГТУ, д.т.н., профессор С. А. Харитонов составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук Кучака С.В. «Система электроснабжения на базе электрогенераторной установки и литий-ионного накопителя с улучшенными динамическими характеристиками», а именно результаты комплексного испытания литий-железо-фосфатных аккумуляторов, использовались при выполнении научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, выполненных в ООО «Лиотех».

Полученные характеристики использовались при корректировке инструкции по эксплуатации литий-железо-фосфатных аккумуляторов ООО «Лиотех», а также при проектировании аккумуляторных батарей и накопителей электрической энергии на основе данных аккумуляторов:

1. Литий-ионной аккумуляторной батареи системы оперативного постоянного тока для Газпром-Трансгаз-Югорск;
2. Литий-ионных аккумуляторных батарей для автономных гибридных солнечно-дизельных энергоустановок (АГЭУ) в республике Тыва в селах Мугур-Аксы и Кызыл-Хая.

Главный инженер направления  
«Стационарные системы накопления  
энергии», к.т.н.

А.А. Стенников

«12» 2020

Заведующий кафедрой ЭЭ, д.т.н., проф.

С.А. Харитонов

«08» 12 2020