

**Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



На правах рукописи

ТОКАРЕВ ИВАН СЕРГЕЕВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ
РАБОТЫ ЭНЕРГОАГРЕГАТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
д.т.н., профессор
Юрий Васильевич Хрущев

ТОМСК – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ (ГКС)	12
1.1 Источники автономного электроснабжения на объектах нефтегазотранспортной системы нефтегазовой отрасли промышленности...	12
1.2 Характеристика исследуемого объекта. Проблемы, предложения.....	19
1.3 Конкретизация объекта исследования	24
1.4 Задачи исследований.....	38
ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ АВТОНОМНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (АЭЭС) ГКС «САХАЛИН» НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ ПО СТОРОНЕ 0.4 КВ.....	39
2.1 Объекты и режимы работы АЭЭС	39
2.2 Инженерно-технические решения по повышению надежности работы АЭЭС ГКС «Сахалин».....	45
2.2 Выбор подстанций для объединения АЭЭС ГКС «Сахалин»	50
по стороне 0.4 кВ.....	50
2.3 Теоретический анализ устойчивости работы АЭЭС ГКС «Сахалин».....	51
2.4 Натурные экспериментальные исследования переходных процессов АЭЭС ГКС «Сахалин», возникающих при эксплуатационных больших возмущениях	56
2.5 Практические результаты работы	66
2.6 Выводы по второй главе	66
ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ «В МАЛОМ» ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО КРИТЕРИЮ НАЙКВИСТА	68
3.1 Средства моделирования для исследования устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС) по критерию Найквиста	70

3.2 Методика анализа устойчивости «в малом» по исходным уравнениям ЭЭС с использованием критерия Найквиста	72
3.2.1 Построение режимных амплитудно-фазовых частотных характеристик	72
3.2.1.1 Демонстрационная математическая модель ЭЭС.....	72
3.2.1.2 Процедура численного построения амплитудно-фазовых частотных характеристик (АФЧХ) по исходной математической модели ЭЭС как замкнутой системы.....	76
3.2.1.3 Сравнение режимных АФЧХ, построенных по линеаризованной и исходной математическим моделям ЭЭС.....	81
3.2.2 Применение критерия Найквиста.....	87
3.3 Выводы по третьей главе.....	93
ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ «В МАЛОМ» АЭЭС ГКС «САХАЛИН» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА (ПАК)RTDS	95
4.1 Описание ПАК RTDS	96
4.2 Построение модели автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» в среде RSCAD/Draft ПАК RTDS	99
4.3 Эквивалентирование модели автономной энергосистемы ГКС «Сахалин»	102
4.4 Проведение экспериментов на модели автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» в ПАК RTDS	103
4.4.1 Верификация статических параметров модели АЭЭС ГКС «Сахалин»	104
4.4.2 Верификация динамических параметров АЭЭС ГКС «Сахалин»	106
4.5 Моделирование газопоршневой электростанции отечественного производства на ПАК RTDS	109
4.6 Построение режимных АФЧХ АЭЭС ГКС «Сахалин» для оценки устойчивости с использованием критерия Найквиста	112
4.7 Выводы по 4 главе.....	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	120

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	122
Приложение А. Однолинейная схема закрытого распределительного устройства (ЗРУ) – 10 кВ с отходящими линиями АЭЭС ГКС «Сахалин»	135
Приложение Б. Параметры электрооборудования АЭЭС ГКС «Сахалин» ..	136
Приложение В. Программа проведения натуральных экспериментов	137
Приложение Г. Удостоверение на рационализаторское предложение	145
Приложение Д. Технические характеристики элементов системы	146
Приложение Е. Представление параметров в относительных единицах. Расчет начальных условий.....	148
Приложение Ж. Преобразования исходных дифференциальных	150
уравнений (3.1 – 3.4)	150
Приложение З. Параметры энергоагрегатаCummins	154
Приложение И. Параметры энергоагрегата Коломенского завода.....	155

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность избранной темы. Развитие газотранспортной системы страны опережает развитие магистральных электрических сетей, и поэтому подключение объектов транспорта газа к централизованным сетям не всегда представляется возможным. В этих случаях единственным вариантом генерации электрической энергии являются автономные электростанции. Автономные электростанции используются для электроснабжения различных потребителей, в том числе и потребителей компрессорных станций с газотурбинным приводом. В зависимости от типа компрессорной станции ее потребляемая электрическая мощность может составлять от 2 до 12 МВт и выше.

При параллельной работе нескольких энергоагрегатов возникают аварийные ситуации, связанные с нарушением устойчивости и приводящие к потере электроснабжения технологического оборудования. Кроме больших возмущающих воздействий (коротких замыканий (КЗ), остановов генераторов, резких набросов нагрузки и т.п.), которые могут привести к нарушению динамической устойчивости, существует вероятность потери устойчивости вследствие действия малых колебаний, то есть устойчивости «в малом». Нарушение устойчивости «в малом» может произойти из-за несоответствия настроек автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) некоторым режимам работы системы электроснабжения, из-за применения нетиповых оперативных схем и по другим причинам.

Одной из причин пониженной надёжности электроснабжения потребителей газоконпрессорных станций (ГКС) является несоответствие типовых схем автономных электроэнергетических систем (АЭЭС) собственных нужд требованию обеспечения двухстороннего электропитания для ответственных потребителей. Энергоагрегаты, включённые параллельно на генераторном напряжении, образуют двухсекционную электростанцию, которая является единственным источником электропитания для всех потребителей ГКС. Выключение межсекционного выключателя приводит к делению АЭЭС на две

несвязанные части, вследствие чего возникают аварийные перерывы электроснабжения, недопустимые, по длительности, для ответственных потребителей. Альтернативным решением является использование нетиповой оперативной схемы АЭЭС с объединением секций электростанции на параллельную работу по электрическим связям низшего напряжения. Однако для такого решения требуется обоснование, прежде всего, с позиций сохранения динамической устойчивости и устойчивости «в малом» параллельной работы энергоагрегатов.

Степень разработанности. Методология анализа динамической устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС) к настоящему времени хорошо отработана. Методология анализа устойчивости «в малом» ЭЭС находится в стадии развития. Необходимость развития обусловлена высокими требованиями к точности используемых математических моделей элементов ЭЭС с одной стороны и, с другой стороны, соответствующей сложностью линеаризации уравнений этих математических моделей. В этой связи для решения задач, связанных с анализом устойчивости «в малом», всё шире используются программно-аппаратные вычислительные комплексы и методики, основанные на применении частотных методов исследования применительно к анализу устойчивости «в малом» ЭЭС. Наибольшее развитие такие методики получили в работах ОАО «НТЦ ЕЭС» (г Санкт-Петербург), ОАО «СО ЕЭС» и НИУ «МЭИ» (г Москва).

Дополнительным обстоятельством, осложняющим принятие решения о применении нетиповых оперативных схем АЭЭС электроснабжения ГКС, является необходимость обоснования устойчивости параллельной работы импортных и отечественных энергоагрегатов. Использование последних в составе АЭЭС ГКС намечено в ближайшей перспективе в соответствии с государственной политикой импортозамещения.

Цель работы. Целью диссертационной работы является обоснование технической эффективности и устойчивости параллельной работы энергоагрегатов электростанций собственных нужд газокompрессорных станций

при их объединении на параллельную работу по электрическим связям низшего напряжения.

Для достижения цели решались следующие **задачи**:

- детальный анализ аварийных перерывов электроснабжения потребителей ГКС повышенной длительности и обоснование эффективности мероприятий по её уменьшению;

- оценочный анализ устойчивости параллельной работы энергоагрегатов электростанций собственных нужд ГКС при их объединении по электрическим сетям низшего напряжения;

- разработка методики построения режимных амплитудно-фазовых частотных характеристик (АФЧХ) ЭЭС по замкнутому и разомкнутому контурам без линеаризации уравнений исходной математической модели с использованием программных вычислительных комплексов (ПВК);

- разработка методики определения устойчивости «в малом» ЭЭС по критерию Найквиста с использованием режимных АФЧХ ЭЭС;

- исследование устойчивости «в малом» АЭЭС ГКС с использованием программно-аппаратного комплекса (ПАК) RTDS.

Методология и методы исследования. Решение поставленных в диссертации задач осуществлялось на основе анализа реальных эксплуатационных данных, применения методов теории электрических машин, теории электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах и теории автоматического управления (ТАУ) с использованием программных, программно-аппаратных и натуральных средств моделирования исследуемых процессов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Исследования возможной применимости критерия Найквиста для анализа устойчивости ЭЭС «в малом».

2. Обоснование применимости оперативных схем электроснабжения ГКС с соединением генераторов по сети напряжением 0.4 кВ.

3. Методика исследования устойчивости «в малом» АЭЭС ГКС с использованием ПАК RTDS.

4. Обоснование отсутствия ограничений по устойчивости «в малом» для подключения энергоблоков отечественного производства с энергоблоками импортного производства на параллельную работу в АЭЭС ГКС.

Научную новизну имеют следующие положения, выносимые на защиту.

1. Обоснование технической осуществимости и технической эффективности применения оперативных схем АЭЭС собственных нужд ГКС с объединением энергоагрегатов на параллельную работу по электрическим связям низшего напряжения.

2. Методика построения режимных АФЧХ разомкнутых и замкнутых систем без линеаризации исходных уравнений математических моделей электроэнергетических систем.

3. Методика анализа устойчивости «в малом» по критерию Найквиста с использованием режимных АФЧХ электроэнергетических систем.

4. Методика построения режимных АФЧХ по математическим моделям АЭЭС ГКС с использованием ПАК RTDS.

Достоверность научных результатов подтверждена положительными результатами сравнительного анализа предлагаемой методики с классическими методиками исследования устойчивости «в малом» ЭЭС, положительными результатами сравнения моделируемых и реальных процессов, происходящих в АЭЭС ГКС, применением сертифицированных ПВК и ПАК для проведения вычислительных экспериментов и моделирования процессов.

Теоретическая и практическая значимость. Результаты диссертационной работы предоставляют возможность решать следующие теоретические и практические задачи:

-разработанная схема электроснабжения, обеспечивающая двухстороннее электропитание нагрузки, может быть применена на многих АЭЭС ГКС для обеспечения бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей;

-результаты исследований, обосновывающие возможность параллельной работы энергоагрегатов разного типа по условиям устойчивости, могут быть использованы в ПАО «Газпром» для проектирования новых более надёжных и экономичных АЭС ГКС;

-разработанная методика анализа устойчивости «в малом» позволяет обосновывать необходимую перенастройку систем автоматического управления оборудованием АЭС ГКС с целью обеспечения устойчивости и надёжности их работы.

По результатам диссертационных исследований внесены предложения в разработку стандарта СТО «Газпром» «Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом».

Личный вклад автора. Автором диссертации выполнены расчётные и экспериментальные работы при разработке методики построения режимных АФЧХ ЭЭС, используемых для анализа устойчивости «в малом» по критерию Найквиста, без линеаризации уравнений исходной математической модели. Апробация методики осуществлена с применением ПАК RTDS для решения реальных задач по повышению надёжности и экономичности АЭС ГКС. В совместных публикациях вклад автора составляет более 50%.

Апробация работы. Материалы диссертационной работы докладывались, обсуждались и демонстрировались на международных, всероссийских и университетских конференциях, конференциях ПАО «Газпром», форумах и семинарах: XIII конференции молодых руководителей и специалистов «Инновационный потенциал молодежи – путь к эффективной работе газотранспортного предприятия» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (Екатеринбург, 2010), XVII международной научно-практической конференции студентов и молодых учёных «Современные техника и технологии» (Томск, 2011), III научно-практическая конференции молодых ученых и специалистов по теме «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли» ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, 2012), XVIII международной научно-практической конференции студентов и молодых учёных «Современные

техника и технологии» (Томск, 2012), VI научно-практической конференции ООО «Газпром трансгаз Томск» (Томск, 2013), XIV научно-практической конференции молодых руководителей и специалистов «Молодежные инновации повышения эффективности и надежности транспорта газа» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (Екатеринбург, 2013), юбилейной десятой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» ПАО «Газпром», РГУ им. И.М. Губкина (Москва, 2013), I международной научно-технической конференции «Современные проблемы электроэнергетики - Алтай 2013» (Барнаул, 2013), форуме молодых ученых U-NOVUS (Томск, 2014), XX международной научно-практической конференции студентов и молодых учёных «Современные техника и технологии» (Томск, 2014), V международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Томск, 2014), конференции молодых специалистов и новаторов производства ООО «Газпром трансгаз Югорск» (Югорск, 2014), XIX международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2015), VII международной научной конференции молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (Новосибирск, 2015), XI всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 2016).

Работа была отмечена двумя дипломами I степени, одним дипломом II степени и двумя дипломами лауреата.

Публикации. По результатам выполненных исследований, разработок и их применения, связанных с темой диссертационной работы, опубликовано 18 научных работ, 3 статьи в рецензируемых изданиях перечня ВАК РФ и 15 публикаций в материалах научно-технических конференций, семинаров и форумов.

Структура и объем диссертации. Общий объем представленного диссертационного материала составляет 155 страниц и включает в себя: оглавление, введение, четыре главы, заключение, приложение и список

литературы из 130 наименований. Материал диссертационной работы включает 34 рисунка и 17 таблиц.

ГЛАВА 1 ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ (ГКС)

1.1 Источники автономного электроснабжения на объектах нефтегазотранспортной системы нефтегазовой отрасли промышленности

Нефтегазовая отрасль промышленности является неотъемлемой частью Российской экономики. Нефть и газ, продукты нефте- и газопереработки, нефтяные моторные топлива и жидкие продукты из газа конкурируют друг с другом, дополняют друг друга при решении проблем обеспечения страны сырьем, топливом и энергией [1]. Соответственно, объекты нефтегазовой отрасли должны иметь бесперебойное электроснабжение во избежание нарушения технологических процессов в этой и других смежных отраслях промышленности.

В нефтегазовой отрасли промышленности нашей страны большое распространение получили автономные источники энергии. Автономные источники используются как для обеспечения бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей при наличии внешнего электроснабжения, так и при отсутствии его, являясь при этом основными источниками энергии. В полной мере автономные источники используются в нефтегазотранспортной системе нефтегазовой отрасли промышленности.

Целесообразность использования автономных источников электроснабжения в нефтегазотранспортной системе заключается в том, что ее развитие опережает развитие магистральных электрических сетей и подключение к ним в отдельных местах становится невозможным. Что касается реальных объектов, то это газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» и газопровод «Сила Сибири». В зоне прохождения этих газопроводов присутствует необходимость использования автономных источников энергии.

Помимо этого, развитие применения автономных источников энергии происходит под действием других факторов, повышающих эффективность работы и независимость от энергоснабжающих организаций. К таким факторам, в

частности, относятся: постоянный рост стоимости электроэнергии, повышение требований к качеству и надежности энергоснабжения потребителей всех категорий, необходимость внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий [2], улучшение экологической обстановки в мире, развитие интеллектуальных сетей [3].

К источникам автономного электроснабжения можно отнести: электростанции собственных нужд (ЭСН), выполненные на базе газопоршневых, газотурбинных и дизельных электростанций; источники автономного энергоснабжения малой мощности на базе микротурбин, твердотопливных элементов, двигателя Стирлинга и т.д.; возобновляемые источники энергии на базе ветрогенераторных установок, солнечных батарей, мини-гидроэлектростанций и объектов волновой энергетики [4, 5]. Каждый из вышеперечисленных генерирующих объектов необходимо использовать в тех местах, где применение его возможностей будет более востребовано.

В нефтегазотранспортной системе все виды автономных источников энергии получили применение за исключением мини-гидроэлектростанций [6], для применения которых требуется наличие соответствующих гидроресурсов в местах потребления энергии [7].

Ветрогенераторные установки и солнечные батареи используются для энергоснабжения линейных потребителей магистральных нефте-газопроводов [8, 9]. Доля электроэнергии, вырабатываемая этими установками для нужд нефтегазотранспортной системы крайне мала [10, 11]. В местах, где проходят нефте-газопроводы на территории России есть проблемы со стабильным наличием ветровой и солнечной энергии, поэтому для обеспечения бесперебойности электроснабжения линейных потребителей используются, как правило, аккумуляторные батареи и дизель-генераторы малой мощности [9].

Для электроснабжения потребителей с нагрузками от 4 до 100 кВт принято использовать микротурбины таких производителей как «Capstone» и «Ormat», установки на базе двигателя Стирлинга и твердотопливных элементов. Все эти установки рассчитаны на автономную работу, со средней наработкой на отказ

2000-5000 часов. Интервалы между техническими обслуживаниями такого оборудования составляют от 6000 до 10000 часов.

Для электроснабжения мощных потребителей, таких как нефтегазоперекачивающие станции, широко применяются автономные источники, работающие на природном газе и дизельном топливе. К ним относятся генераторы с газотурбинным, газопоршневым и дизельным приводом номинальной мощностью от 1 до 30 МВт [12].

Полный спектр энергооборудования нефтегазоперекачивающей станции включает в себя: генерирующее, передающее, трансформирующее, коммутационное и периферийное энергооборудование, как в любой другой сложной энергосистеме. Такие энергосистемы определяются как миниэнергосистемы, которые принято называть автономными энергосистемами.

Широкое применение дизельных электростанций (ДЭС) в нефтегазотранспортной системе обусловлено следующими преимуществами перед другими видами электростанций:

- высокий КПД и сравнительно небольшой расход топлива (0,3 л/кВт·ч);
- быстрота пуска (2-10 с), автоматический запуск в автономном режиме, дистанционная работа и возможность длительной эксплуатации без технического обслуживания (до 300 ч);
- компактность и простота в обслуживании;
- быстрота установки и монтажа оборудования, так как большинство ДЭС изготавливаются в блочно-контейнерном исполнении (степень заводской готовности 0,8–0,85) [13].

Основными недостатками ДЭС являются высокая стоимость энергоносителя, проблема с доставкой требуемого топлива и сравнительно небольшой ресурс работы [13]. Эти факторы заставляют использовать дизельные электростанции в нефтегазовой промышленности, в большинстве своем, в качестве резервных (аварийных) источников электроснабжения.

Большое распространение в автономных энергосистемах получили газопоршневые электростанции (ГПЭС), использующие в качестве топлива

природный газ. Кроме высокой экономичности ГПЭС имеют отличные экологические характеристики, так как состав выхлопных газов ГПЭС отвечает высоким мировым экологическим стандартам. При использовании природного газа (метана) значительно увеличивается ресурс работы поршневых агрегатов, по сравнению с дизельными двигателями [13].

Следующей в мощностном ряде стоит газотурбинная электростанция. Как правило, газотурбинные электростанции используются в том случае, когда потребляемая электрическая мощность намного выше, чем мощность ГПЭС. В нефтегазотранспортной системе газотурбинные электростанции принято использовать при единичной мощности агрегата 2 и более МВт [14].

Вне зависимости от привода генератора (дизельный, газопоршневой или газотурбинный) такую электростанцию называют ЭСН [15-19].

В качестве основных источников электроэнергии на мощных нефтегазотранспортных объектах используются газотурбинные и газопоршневые электростанции, а в качестве резервных - дизельные электростанции.

Совокупность электростанций малой мощности, действующих как отдельно от централизованных источников, так и совместно с ними, принято называть распределенной генерацией, либо малой энергетикой.

Общепринятого мощностного ряда электростанций, относящихся к малой энергетике, в настоящее время нет. К малым электростанциям, как правило, относят электростанции мощностью до 30 МВт с агрегатами единичной мощностью до 10 МВт. Электростанции с таким мощностным рядом разделяют на следующие типы [13]:

- микроэлектростанции мощностью до 100 кВт;
- миниэлектростанции мощностью от 100 кВт до 1 МВт;
- малые электростанции мощностью более 1 МВт.

Совместно с термином «малая энергетика» применяются понятия «локальная энергетика», «распределенная энергетика», «автономная энергетика» и «распределенная генерация (РГ)». Понятие РГ определяют как производство энергии на уровне распределительной сети или на стороне потребителя,

включенного в эту сеть [13]. Распределенной генерацией можно считать те объекты, которые находятся вблизи конечного потребителя, вне зависимости от того, кто является их владельцем [20].

Кроме использования электростанций РГ в качестве основных источников электрической энергии можно выделить и другие области применения[21]:

1. постоянное (непрерывное) электроснабжение при переключениях в питающей сети, чтобы исключить кратковременные потери напряжения, которые могут повлечь нарушение сложных технологических процессов;

2. совместная выработка тепловой и электрической энергии (когенерация), так как многие автономные источники энергии имеют функцию отвода тепла, которое может быть использовано для отопления промышленных и жилых объектов;

3. работа в часы пиковых нагрузок, для того чтобы поддерживать заданные уровни напряжения, а также сокращать расходы на покупку электроэнергии;

4. экологически чистое производство электрической энергии, когда в качестве энергоносителя используется природный газ или применяются возобновляемые источники энергии;

5. удовлетворение жестким требованиям к надежности электроснабжения и качеству электрической энергии, предъявляемым потребителем, когда внешние источники используются в качестве дополнительных;

6. обеспечение модернизации транспортной сети, что может позволить сэкономить капитальные затраты на строительство новой сети, если она находится на балансе организации и уже не способна обеспечить необходимой мощностью потребителей;

7. вспомогательные услуги по электроснабжению, т.е. использование источников автономной генерации для электроснабжения сторонних потребителей [21].

Можно выделить следующие основные направления научных исследований:

- Математические и оптимизационные модели для выбора мощности и расположения различных типов объектов РГ. Расположение устройств генерации

в малых энергосистемах может значительно влиять на систему, в случае если расположение и мощность устройства РГ не были выбраны должным образом, что может привести к ряду режимных проблем [22, 23].

- Регулирование уровней реактивной мощности, а также напряжения за счет устройств РГ, располагающихся вблизи потребителей, существенно повышает управляемость реактивной мощностью, тем самым обеспечивая более высокое качество сети [21]. Это актуально для энергосистем с недостатками реактивной мощности и резко-переменной нагрузкой.

- Реконфигурация распределительных сетей, содержащих источники РГ, формирует еще одно направление исследований. С ростом числа и мощности синхронных генераторов перераспределяются потоки мощности в сети, а также увеличиваются токи КЗ. Поэтому на стадии принятия решения о строительстве мини-электростанции необходимо выполнить предпроектное обследование по выбору мест заземления нейтрали и нормальных разрывов в сети, что особенно актуально в сетях мегаполисов с разветвленной распределительной сетью, неравномерным графиком нагрузки, большой удельной нагрузкой на источниках питания [24].

- Экономические аспекты РГ и управления распределительной сетью формируют отдельный блок исследований. В рыночных условиях принимаемые решения сопровождаются финансовыми рисками. Основными целями, которые ставят перед собой исследователи, являются обеспечение инвестиционной привлекательности в долгосрочной перспективе, повышение экономичности работы сетей, минимизация сроков окупаемости проектов посредством регулирования цен на энергоносители, снижение тарифов на электроэнергию и другие [25].

- Чистые и возобновляемые источники энергии представляют большой интерес для исследований. Проблемы, связанные с применением, проектированием и эксплуатацией новых энергоустановок, требуют научного подхода. Большое внимание уделяется повышению надежности

электроснабжения, вопросам регулирования частоты и напряжения в сетях с большим количеством возобновляемых источников энергии [26].

- Параллельная работа РГ с электрической сетью значительно усложняет обеспечение статической и динамической устойчивости. Очевидно, что РГ может способствовать улучшению устойчивости системы, поскольку внедрение устройств РГ в распределительную сеть позволяет снизить нагрузки больших синхронных генераторов и линий электропередачи, уменьшить небаланс между нагрузкой и генерацией во время нарушения работы сети [21].

- Релейная защита распределительных сетей усложняется, так как сети при наличии генерирующих источников имеют более сложную конфигурацию, а все связи имеют двухстороннее питание. Присутствие устройств РГ также меняет характеристики токов короткого замыкания в распределительной системе. Таким образом, с целью поддержания системной надежности распределительных систем с РГ, существующая система релейной защиты требует значительной модернизации [27].

- Цифровые системы управления распределительной сетью формируют отдельный блок исследований. Электрическая сеть с большим количеством смешанной генерации требует наличия сложных автоматизированных систем управления, что приводит к дальнейшему развитию систем измерения, телемеханики и связи.

- Задачи проектирования и управления городскими электросетями особенно важны. Данное направление является наиболее сложным, поскольку его научная проблематика включает в себя все аспекты проектирования, строительства и эксплуатации городских сетей с большим количеством РГ. Данное направление является комплексным и объединяет в себе практически все вышеупомянутые научные проблемы, связанные с внедрением устройств РГ в распределительную сеть [21].

Рассматривая проблематику автономных энергосистем как объектов распределенной генерации в нефтегазовой отрасли промышленности можно выделить следующие направления для исследований:

1. разработка методических основ выбора тока и мощности источников генерации, с учетом особенностей технологии и режимов работы потребителей;
2. обеспечение качественного и бесперебойного электроснабжения потребителей во всех режимах работы автономной энергосистемы;
3. решение экологических проблем путем применения новых технологий в распределенной генерации;
4. обеспечение надежности параллельной работы с сетью централизованного электроснабжения (при ее наличии) и с аварийными источниками энергии;
5. обеспечение внутренней устойчивости и надежности работы автономных энергосистем.

Проблематикой систем распределенной генерации в России занимается Российский национальный комитет СИГРЭ [28], можно отметить исследования А.А. Карпенко, А.В. Паздерина [21, 29]. Большую работу в исследовании вопросов распределенной генерации проделали Н.И. Воропай, А.Г. Фишов, Ю.А. Липатов, И.С. Кожуховский, М.Е. Гольдштейн и другие.

К зарубежному опыту исследований распределенной генерации можно отнести разработки K.Nara, J. S. Savier, C. W. Gellings, S. Blazewicz, S. M.Brahmaи другие [22-27]. Большое внимание в этих работах уделено работе источников РГ совместно с энергосистемой и применению возобновляемых источников энергии.

1.2 Характеристика исследуемого объекта. Проблемы, предложения

Нефтегазотранспортная система, соответственно названию, делится на подсистемы транспорта нефти и газа. Далее рассматривается только газотранспортная подсистема, а конкретно объекты электроснабжения потребителей этой подсистемы.

Потребители в газотранспортной подсистеме можно разделить на две основные группы: линейные потребители и ГКС. К линейным потребителям относятся объекты магистральных газопроводов с относительно небольшими

потребляемыми мощностями (от 2 до 15 кВт), которые находятся непосредственно на газопроводе, а именно: крановые узлы, камеры приема и запуска очистных устройств, радиорелейные станции, оборудование телемеханики и др.. Все эти потребители относятся к I или II категории надежности и соответственно нуждаются в резервных источниках питания. В качестве резервных источников на линейной части газопроводов используют дизельные электростанции малой мощности или аккумуляторные батареи.

Исследования, проводимые в работе, посвящены объектам более высокой мощности – автономным энергосистемам ГКС магистральных газопроводов.

Энерготехнологическое оборудование магистральных газопроводов размещается в основном на ГКС. ГКС является составной частью магистрального газопровода и предназначена для обеспечения его производительности за счет компримирования давления газа на выходе станции с помощью газоперекачивающих агрегатов (ГПА). На ГКС осуществляются следующие технологические процессы: очистка газа, сжатие газа, охлаждение после сжатия, измерение и контроль технологических параметров, управление режимом газопровода путем изменения подаваемого количества газа и режимов работы ГПА. ГКС является также опорным пунктом для системы технического обслуживания и ремонта собственных объектов и объектов линейной части газопровода. В зависимости от типа привода газоперекачивающих агрегатов ГКС разделяются на электроприводные, поршневые и газотурбинные [15]. Поршневые ГКС используются редко, более широкое распространение в газовой промышленности получили электроприводные и газотурбинные ГКС.

Электроснабжение электроприводных КС в основном осуществляется от внешних источников питания. Электроприводные ГПА имеют более высокий КПД, по сравнению с другими типами приводов, но ограниченную мощность. Но основной недостаток электрического привода агрегата – это необходимость наличия магистральных электрических сетей в районе расположения ГКС.

Электроснабжение газотурбинных ГКС магистральных газопроводов может осуществляться как от автономных, так и от внешних источников электрической

энергии. При наличии централизованных источников эти варианты конкурентоспособны, потому что мощность, потребляемая газотурбинными ГКС, невелика.

Рассмотрим энергосистему газотурбинной ГКС. В качестве источников питания газотурбинных ГКС используются централизованные энергосистемы, либо ЭСН с агрегатами, работающими на газовом или дизельном топливе. Энергоагрегаты ЭСН могут находиться в рабочем режиме (в качестве основного источника) или использоваться в качестве резерва. Рабочий и резервные источники питания рассчитываются на полную мощность ГКС, т.е. каждый из них способен обеспечить ее нормальный технологический процесс. Основное назначение аварийного источника – поддерживать работу ответственных электроприемников ГКС в течение 1,5 ч и, при необходимости, вынужденную нормальную остановку ГПА, если его питание от основного или резервного источника не восстановлено [30].

При использовании ЭСН схема электроснабжения ГКС образует автономную миниэнергосистему с характерными быстропротекающими переходными процессами. Ее особенностью является необходимость учета особых условий применения общепромышленного электрооборудования систем электроснабжения в условиях ГКС [30], обусловленных индивидуальными свойствами генерирующих источников и потребителей. Основной особенностью современных энергосистем ГКС является наличие высокотехнологичного оборудования, требующего рассмотрения вопроса об электромагнитной совместимости элементов и устойчивости работы всего комплекса ГКС в целом.

Задачей автономных энергосистем электроснабжения компрессорных станций является обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей. При полной независимости от внешних источников появляется возможность контролировать весь процесс электроснабжения объекта, т.е. выработку электроэнергии, транспортировку и, соответственно, потребление. Помимо этого появляется возможность полного регулирования процесса выработки электроэнергии, контроль и управление такими параметрами как коэффициент

мощности, частота, напряжение, в соответствии требованиям потребителей ГКС. В современных электростанциях собственных нужд, находящихся в эксплуатации на объектах транспорта газа, используются контуры утилизации тепла, участвующие в процессе когенерации [31, 32]. К экологическому аспекту можно отнести то, что электростанции собственных нужд (газопоршневые и газотурбинные), используемые на ГКС, работают на природном газе – метане. Природный газ, используемый в качестве топлива для ЭСН, отбирается непосредственно из магистрального газопровода.

Структура ЭСН формируется в зависимости от вида потребителя, мощности и категоричности нагрузки. Распределительное устройство генераторного напряжения выбирают, как правило, с одной секционированной системой сборных шин. Две системы сборных шин допускается использовать при большом числе присоединений на генераторном напряжении и соответствующем экономическом обосновании. Возможный вариант схемы электрических соединений ЭСН, работающей автономно, изображен на рисунке 1.1 [33].

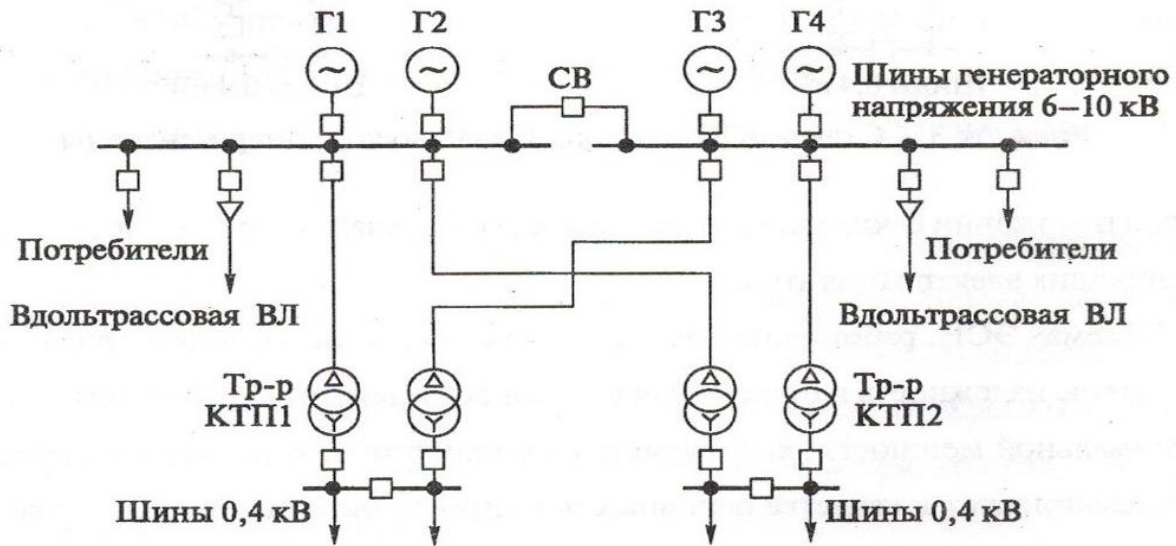


Рисунок 1.1 – Схема электрических соединений автономной ЭСН

В схемах автономных ЭСН резервирование питания нагрузки первой категории осуществляют за счет нагруженного резерва, включаемого в мощность работающих энергоагрегатов. При этом на каждой секции шин должен находиться в работе минимум один генератор [33]. В большинстве своем схемы

автономных энергосистем ГКС проектируются таким образом, чтобы секционный выключатель в нормальном режиме находился во включенном положении.

В газотранспортной промышленности существуют различные типы компрессорных станций, электроснабжение которых необходимо осуществлять от автономных ЭСН [34]. Условно можно выделить различие по мощностному ряду газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом (в основном от 16 МВт до 32 МВт), их количеству, наполнению периферийного оборудования, количеству и протяженности воздушных линий. Все компрессорные станции построены по типовой структуре, но различие в нагрузках может быть от 2 МВт до 12 МВт. Поэтому имеется различие в выборе количества и мощности генераторных установок, а также в самой работе автономной энергосистемы. Чем больше агрегатов находится в работе, тем более глубокого изучения требуют переходные процессы, проходящие в энергосистеме. Возникают вопросы синхронизации генераторов, устойчивости, распределения нагрузки между секциями закрытого распределительного устройства (ЗРУ) и другие вопросы.

АЭЭС газотранспортных систем имеют много положительных сторон, но у них есть и недостатки. К более важным из них можно отнести:

- необходимость установки резервных мощностей на случаи выхода из строя всего генерирующего оборудования;
- проблемы устойчивости работы, проявляющиеся как в автономном режиме, так и при работе совместно с сетью;
- сложность коммутационных процессов, протекающих в аварийных ситуациях.

Исследованиями в области бесперебойного электроснабжения объектов нефтегазотранспортной системы занимались С.В. Бабурин [35], А.А. Трифонов [36], А.В. Голубовский [37] и другие. Эти исследования были направлены на изучение устойчивости и надежности в системах электроснабжения ГКС, что в основном направлено на повышение эффективности и оптимизацию работы существующего оборудования без изменения схем электроснабжения объектов.

Проблематика вопросов устойчивости автономных АЭЭС ГКС ранее глубоко не изучалась.

1.3 Конкретизация объекта исследования

Газотранспортная подсистема страны в основном является объектом ПАО «Газпром». Компания эксплуатирует 168,9 тысяч километров магистральных газопроводов, 247 компрессорных станций общей мощностью 45,9 миллионов кВт на газопроводах [38].



Рисунок 1.2 – ГКС «Сахалин» и магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Как отмечено, вновь вводимые магистральные газопроводы в основном строятся в местах, где отсутствует централизованное электроснабжение. К действующим основным объектам с большим количеством автономной генерации относятся магистральный газопровод Бованенково-Ухта на Ямале и магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток». Реализуется проект магистрального газопровода «Сила Сибири». На очереди строительство газопровода «Алтай».

Автономное электроснабжение компрессорных станций с газотурбинным приводом газоперекачивающих агрегатов в основном осуществляется на основе газопоршневых электростанций собственных нужд с единичной мощностью агрегата от 315 кВт до 1.5 МВт.

В качестве исследуемого объекта (полигона исследований) в работе рассматривается магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» (см. рисунок 1.2), оператором которого является компания ООО «Газпром трансгаз Томск».

Магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» является одной из составляющих проекта «Сахалин-3», в задачи которого входит снабжение газом потребителей Дальнего Востока и поставку газа на завод «Владивосток-СПГ» [39].

Транспортировку газа по магистральному газопроводу «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» осуществляет одна компрессорная станция — головная ГКС «Сахалин» [40].

Электроснабжение ГКС «Сахалин» осуществляется от автономной электростанции собственных нужд, включающей четыре энергоблока типа Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211 мощностью 1100 кВт, каждый [41]. Энергоблоки оснащены газопоршневыми двигателями Cummins и генераторами Stamford. В данный момент российских аналогов оборудования такого типа не производится, существуют аналоги производства компаний Caterpillar, JenbacherGasEngine, MWM, Guasco и других [42-44]. ЭСН предназначена для электроснабжения потребителей всего комплекса, который состоит из самой компрессорной станции, промышленной площадки со всей периферией, вахтового жилого городка, линий электрохимзащиты, газоизмерительной станции и т.д. Всего ЭСН осуществляет питание семи комплектных трансформаторных подстанций (КТП) мощностью от 100 до 1600 кВА через ЗРУ – 10 кВ [45].

Управление электроснабжением и генерацией осуществляется дистанционно, с автоматизированного рабочего места.

По требованиям нормативной документации ПАО «Газпром» и других организаций, занимающихся транспортом газа, такие объекты как ГКС «Сахалин» должны иметь два независимых взаимно резервируемых источника электроэнергии [33, 46]. Помимо соблюдения внутренних стандартов эти объекты должны отвечать требованиям ГОСТ 32144-2013 и 54149-2010 по качеству электрической энергии [47, 48].

Для разработки технических решений по обеспечению бесперебойного электроснабжения АЭС ГКС «Сахалин», был проведён анализ работоспособности проектной схемы электроснабжения, технического состояния генерирующего и распределительного оборудования, алгоритмов работы устройств релейной защиты и автоматики, также выполнены соответствующие теоретические и практические исследования.

Проведенный анализ выявил, что по проекту энергоблоки ЭСН работают на неразделённую по секциям систему шин ЗРУ, образуя один источник электроснабжения [45]. В случае аварийного отключения одного из энергоблоков срабатывает автоматика быстрой разгрузки (АБР), отключающая все ячейки в ЗРУ, чтобы на оставшийся в работе энергоблок не переключилась вся нагрузка, и он не остановился вследствие перегрузки. Одновременный наброс нагрузки должен быть не более 30%, от номинальной мощности генератора [49]. Возобновление электроснабжения осуществлялось посредством ручного включения потребителей, что занимало очень много времени и могло нарушить технологические процессы работы ГКС.

Основная часть остановов энергоблоков и всей ЭСН происходило из-за внутренних неполадок (таблица 1.1). Конкретные причины этих остановов различны. Это не полностью проработанные проектные решения, ошибки монтажа, нарушения регламентов пуско-наладки энергооборудования и другие причины.

Кроме внутренних неполадок остановки генераторов происходили вследствие потери синхронизма при включении на параллельную работу (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Аварийные остановки энергоблоков ЭСН по датам

Дата останова	Остановленные энергоблоки	Причина останова	Примечание
05.08.2012	№2	Неисправность нагрузки	Потеря питания от ЭСН
18.08.2012	№4	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
18.09.12	№1, №3	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
25.09.12	№1	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
07.10.12	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
15.10.12	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
16.11.12	№3, №4	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
22.11.12	№1, №3	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
01.12.12	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
22.12.12	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
22.12.12	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
25.12.12	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
07.01.13	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
14.01.13	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
01.02.13	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок

03.02.13	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
09.03.13	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
09.03.13	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
17.03.13	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
27.05.13	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
20.07.13	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
03.11.13	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок

В ходе инженерно-технических работ, направленных на обеспечение бесперебойного электроснабжения АЭС ГКС были выполнены следующие мероприятия:

- произведена перенастройка устройств релейной защиты и автоматики;
- устранены технические внутренние неисправности энергоблоков, допущенные заводом-изготовителем.

Отмеченные выше причины остановов в значительной мере были устранены. Задача подключения всех потребителей, с случаях когда в работе оставался один энергоблок (таблица 1.1) решалась следующим образом:

- разделение секций ЗРУ на две независимые системы отключением секционного выключателя (СВ), исключив при этом резкий наброс нагрузки на оставшийся в работе энергоблок;
- ступенчатый наброс нагрузки на оставшийся в работе энергоблок по напряжению 0.4 кВ поэтапным срабатываниям СВ в КТП, согласно пересчитанным временам автоматического включения резерва (АВР);
- после введения в работу резервного генератора на той секции шин, на которой вышел из строя генератор, нагрузка ступенчато переводится на вновь

введенный в работу генератор по напряжению 0.4 кВ, и схема приобретает вид с двумя источниками энергии.

В таблице 1.2 приведены данные об остановах энергоблоков за 2014 год. Как видно из таблицы, количество остановов значительно снизилось после доработок и изменений в схеме электроснабжения энергосистемы ГКС.

Таблица 1.2 – Аварийные остановки энергоблоков ЭСН за 2014 год

Дата останова	Остановленные энергоблоки	Причина останова	Примечание
16.02.2014	№2	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
23.06.2014	№1	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
13.10.2014	№3	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН

Описанные выше мероприятия не позволяют обеспечивать требуемый уровень надёжности для бесперебойной работы технологических потребителей ГКС, так как нормальная эксплуатационная схема электрических соединений ЭСН остается, согласно проекту, с одним источником питания.

Возможным вариантом для формирования схемы с двумя независимыми источниками энергии является перевод ЭСН на раздельную работу, путем отключения СВ в ЗРУ – 10 кВ (рисунок 1.3) и включенных СВ – 0.4 кВ на выбранных КТП. Предлагаемая схема исключает длительную потерю питания при останове одного из двух работающих генераторов. В этом случае удовлетворяются требования нормативных документов [46, 50] и в эксплуатационной практике появляются следующие преимущества:

1. работа с двумя независимыми, взаиморезервируемыми источниками энергии;
2. обеспечение бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей при останове одного из генераторов;
3. повышение надежности схемы электроснабжения ГКС.

Для обоснования работоспособности предлагаемой схемы необходимо рассмотреть и решить принципиально важные задачи обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов ЭСН.

Ранее схема с резервированием питания по напряжению 0.4 кВ на компрессорных станциях ПАО «Газпром» не использовалась. Для того чтобы проверить, возможно ли предлагаемую схему применить на производстве, необходимо произвести весь спектр теоретических и практических исследований.

На первом этапе работы проведены оценочные расчеты апериодической статической и динамической устойчивости генераторов ЭСН. Для этого проектная схема АЭЭС ГКС «Сахалин» была упрощена (рисунок 1.3) и все потребители АЭЭС на стороне 0.4 кВ были объединены в эквиваленты. Далее для проведения необходимых расчётов была сформирована двухмашинная модель ЭЭС [51] (рисунок 1.4, а) и составлена схема замещения этой модели (рисунок 1.4, б). В последующих преобразованиях объединены генераторы Г1, Г3 в эквивалентный генератор (ЭГ) ЭГ1, и генераторы Г2, Г4 в ЭГ2. Реально в работе может находиться по одному генератору на каждой секции. Объединение образовавшихся двух подсистем напряжением 10 кВ было осуществлено включением секционных выключателей на стороне 0,4 кВ в КТП «Собственных нужд (СН)» и в КТП «Компрессорного цеха (КЦ)», от которых запитаны потребители, наиболее чувствительные к кратковременным нарушениям электроснабжения. Остальные нагрузочные элементы представлены в виде элементов местной нагрузки Н1 и Н2 генераторов ЭГ1 и ЭГ2 (рисунок 1.4, а).

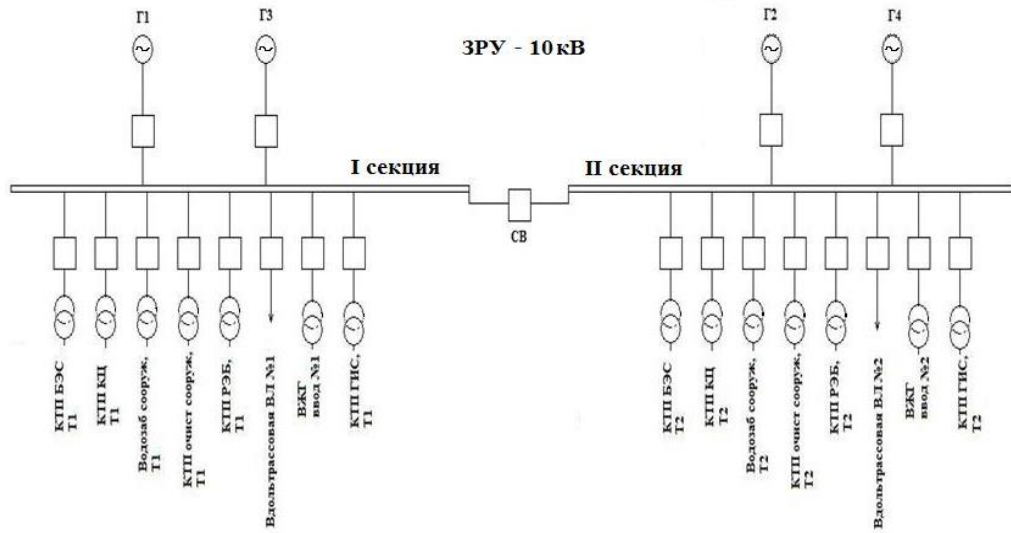


Рисунок 1.3 – Упрощенная схема электрических соединений ЭСН ГКС "Сахалин"

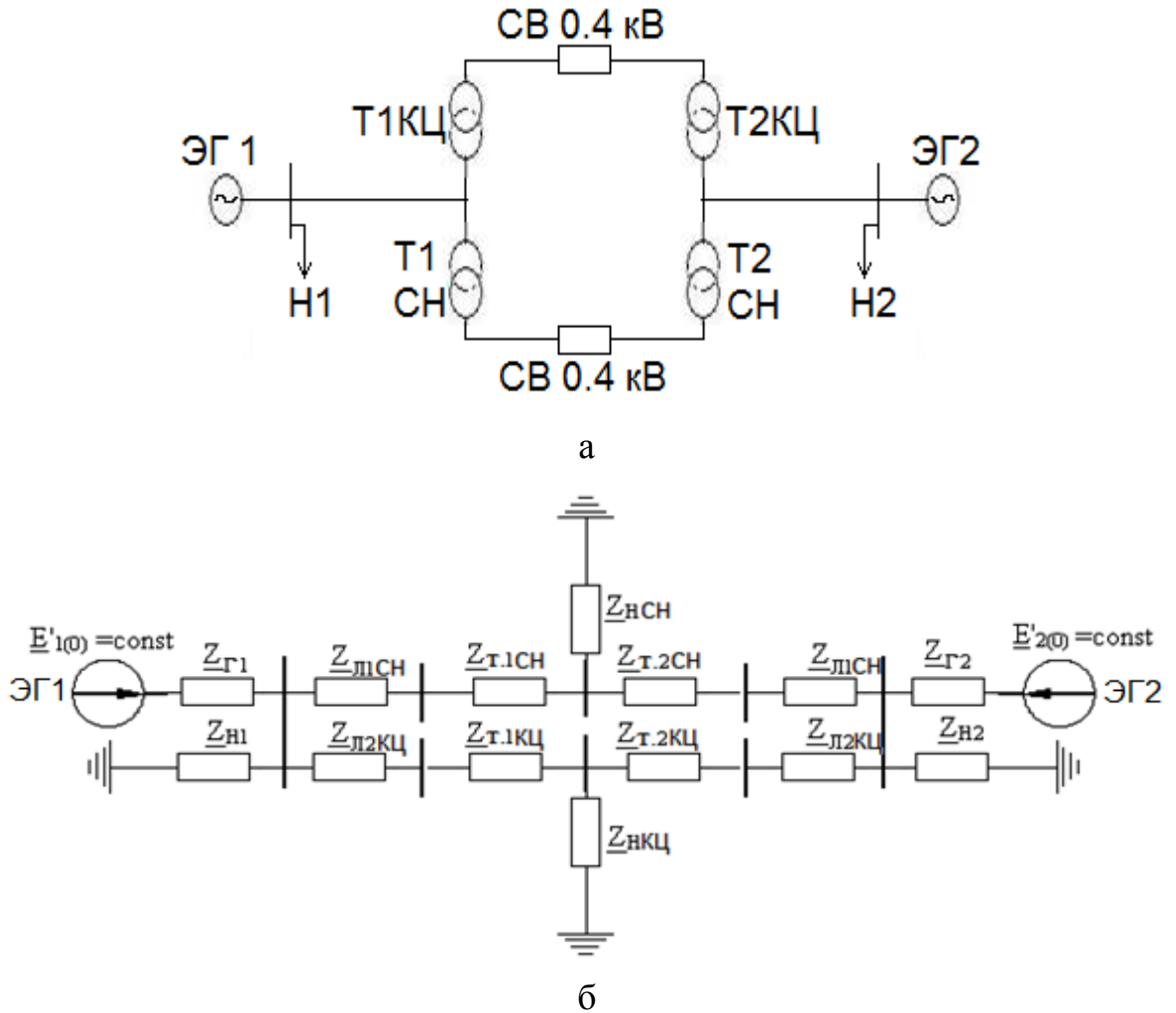


Рисунок 1.4 – а) двухмашинная модель ЭЭС; б) схема замещения двухмашинной модели ЭЭС

В порядке проведения оценочных расчётов аperiodической статической устойчивости автономной энергосистемы ГКС по её двухмашинной модели построены угловые характеристики генераторов ЭГ1 и ЭГ2 при различных режимах работы. Определены зона устойчивой работы и предельные по устойчивости значения генераторных мощностей.

Полученные данные по расчетам устойчивости нормального режима ЭЭС показали, что коэффициенты запаса статической устойчивости генераторов электростанций при полном составе работающих энергоблоков имеют значения свыше 100 процентов, что является достаточным основанием для более глубокого изучения различных аспектов её работы.

В расчете динамической устойчивости рассматривались наиболее тяжелые режимы работы энергосистемы (трехфазное КЗ) [52]. Коэффициент запаса динамической устойчивости имеют значение больше единицы, что говорит о потенциальной надежности предлагаемой схемы ЭЭС. Более подробно оценочные расчеты статической и динамической устойчивости ЭЭС представлены во второй главе диссертации.

Проведенные оценочные расчеты устойчивости ЭЭС являются элементами предварительного анализа работоспособности предлагаемой схемы. Положительные результаты этого анализа показали перспективность дальнейших исследований с использованием полных моделей и более строгих методов, включая методы исследования устойчивости «в малом».

В настоящее время развитие способов и средств обеспечения устойчивости работы ЭЭС идет путем создания новых методов и устройств, позволяющих активно воздействовать на различные режимные характеристики основных элементов системы, с целью изменения их в требуемом направлении [53]. Исследование и обоснование этих методов и устройств представляет собой большую научную проблему.

В централизованных ЭЭС исследование устойчивости «в малом» включают в себя изучение системных колебаний. Свободные незатухающие или слабозатухающие низкочастотные колебания (0.2-1.5 Гц) могут привести к

нарушениям устойчивости и дальнейшему развитию системных аварий. Появление длительных колебаний может привести к ложной работе устройств защиты и противоаварийной автоматики, а также неправильным действиям оперативного персонала. Слабозатухающие свободные колебания или длительный асинхронный ход в одной части энергосистемы, проявляя себя как периодическое возмущение, вызывают колебания в других частях энергосистемы. При некоторых условиях могут возникнуть явления электромеханического или параметрического резонанса, приводящие к вторичному нарушению устойчивости [54, 55].

Во время проектирования и ввода в эксплуатацию автономных энергосистем ГКС магистральных газопроводов вопросам устойчивости этих энергосистем не уделяется должного внимания. Отсутствует система оценки устойчивости этих энергосистем, хотя при их проектировании используются генераторы с различными типами возбуждения, оборудование для компенсации реактивной мощности и поддержания напряжения на заданном уровне, устройства регулирования перетоков активной мощности и другие устройства, оказывающие влияние на протекание переходных процессов в автономных ЭЭС.

В АЭЭС проблемы устойчивости обозначены, но недостаточно изучены. При этом в целом можно отметить, что в наименьшей степени исследованы вопросы колебательной устойчивости. С учетом возможности применения новых средств управления актуальность задачи построения методики и исследования колебательной устойчивости АЭЭС в последнее время существенно возросла.

Имеющаяся литература по расчетам колебательной устойчивости энергосистем не предназначена широкому кругу инженеров эксплуатационных организаций. Отсутствуют источники, в которых последовательно излагались бы теоретические основы, методические положения проведения расчетов и практические рекомендации [56].

При исследовании устойчивости «в малом» АЭЭС прежде всего следует уделить внимание исследованию самораскачивания синхронных машин. Самовозбуждение в принципе тоже возможно, но представляется в обозримой перспективе маловероятным явлением.

К настоящему времени на профессиональном уровне программно реализованы в основном способы оценки запаса апериодической устойчивости ЭЭС. Методология практических расчетов колебательной устойчивости находится на низком уровне вследствие высокой сложности расчетных алгоритмов и высоких требований к математическим моделям элементов ЭЭС. При этом для некоторых гибких устройств управления необходимые математические модели еще не разработаны.

В разработку методов исследования статической устойчивости «в малом» ЭЭС большой вклад внесли исследователи школы И.А. Груздева: А.Н. Дойников, В.Ф. Говорун, Э.В. Катунцев, В.А. Масленников, М.М. Екимова и другие.

В частности, В.Ф. Говорун предложил методику анализа и оценки взаимного влияния составляющих сложных законов АРВ, установленных на различных генераторах (станциях), основанную на использовании частотных характеристик [57]. Предложенный метод показал возможность получения желаемого результата и наглядность результатов, но использование линеаризованных уравнений делает метод неприемлемым для исследования сложных современных ЭЭС, так как уравнения в таком случае будут иметь очень высокие порядки.

Группой исследователей под руководством И. А. Груздева были разработаны математические методы понижения порядка системы дифференциальных уравнений и поиска экстремума заданной целевой функции при одновременном воздействии на все корни характеристического уравнения. Результатом этих работ стала специализированная программа «Поиск» [58]. Однако и в этом случае после получения результатов очень трудно выдать рекомендации для проектирования и настройки АРВ на конкретных станциях [59].

Исследования зарубежных авторов: P. Kundur, G.J. Rogers, D.Y. Wong, M. Klein и других, – направлены на анализ устойчивости больших и малых ЭЭС [60-63], которые создают необходимые предпосылки для успешного развития этого направления в области АЭЭС ГЭС.

Практические результаты по настройке АРВ с использованием частотных методов достигнуты в ОАО «НТЦ ЕЭС» (г Санкт-Петербург) и НИУ «МЭИ» (г Москва) [65, 66]. Прделана большая работа по синтезу математических моделей энергосистем, налажен процесс использования режимных частотных характеристик для идентификации объектов ЭЭС, ведутся работы по разработке программного обеспечения для расчетов колебательной статической устойчивости ЭЭС.

Комплекс задач обеспечения колебательной устойчивости автономных энергосистем не сводится только к настройке АРВ генераторов. На современном этапе обозначилась задача повышения колебательной статической устойчивости путем установки дополнительного оборудования, способного в аварийных и послеаварийных режимах работы поддерживать устойчивую работу АЭЭС. К такому оборудованию можно отнести современные быстродействующие устройства – накопители электроэнергии, СТАТКОМы и другие.

Отсутствие практики исследований колебательной устойчивости автономных ЭЭС в малой энергетике делают эту проблематику актуальной. Оценка устойчивости работы ЭСН должна быть неотъемлемой частью проектной разработки и эксплуатации автономных энергосистем электроснабжения ГКС магистральных газопроводов.

Для обеспечения безаварийности работы систем электроснабжения ГКС необходимо производить полную оценку устойчивости АЭЭС с использованием накопленного опыта анализа устойчивости крупных энергообъединений. Соответственно, необходимо производить детальный научный анализ работы таких энергосистем, с последующей разработкой рекомендаций по настройке АРВ генераторов, изменению схем работы, установке дополнительного оборудования.

Под детальным анализом устойчивости работы автономной ЭЭС компрессорной станции или любого другого объекта подразумевается проведение теоретических исследований функционирования всех основных узлов и элементов ЭЭС и моделирование различных режимов работы ЭЭС в целом. Для выполнения

таких исследований по колебательной устойчивости необходимо построение математических моделей энергосистем высокой точности [64].

Для исследования устойчивости «в малом» электроэнергетических систем составляется система нелинейных дифференциальных уравнений высокого порядка. Далее, посредством линеаризации «в малом» этой системы уравнений производится построение линейной однородной системы, при исследовании на устойчивость которой используется корневой анализ, либо известные математические критерии устойчивости. При решении задач синтеза систем регулирования наиболее распространены корневой анализ и метод D-разбиения. Обоснование применимости амплитудно-фазовых частотных характеристик элементов ЭЭС для этих целей находится в стадии теоретической разработки.

Процедура линеаризации систем уравнений переходных режимов ЭЭС принципиальных сложностей не содержит, однако при высоких порядках этих систем она является чрезмерно громоздкой. К тому же требуется ее перестроение при переходе к каждому следующему схемно-режимному состоянию ЭЭС. Эти обстоятельства, а также сложности применения математических методов анализа являются причиной того, что в проектной практике и в практике эксплуатации задачи анализа и синтеза объектов ЭЭС на основе линеаризованных систем дифференциальных уравнений не решаются. В равной степени это относится к автономным ЭЭС малой генерации.

В последнее время все более широкое применение находят аналого-цифровые и цифровые трехфазные системы моделирования ЭЭС, моделирующие элементы которых построены на основе подсистем дифференциальных уравнений высокой точности. К ним можно отнести широко распространенную в мировой практике моделирующую систему RTDS [67-69], развиваемую в Томском политехническом университете аналого-цифровую всережимную моделирующую систему реального времени [70-72], зарубежные моделирующие системы подобного типа [73-77].

Важным отличительным показателем этих моделирующих систем, является высокий порядок подсистем дифференциальных уравнений моделирующих

элементов, позволяющий решать задачи устойчивости «в малом» на приемлемом уровне. Однако для практической реализации этого показателя, то есть для проведения исследований устойчивости «в малом» на основе этих моделируемых систем, необходимо отказаться от методов, основанных на традиционной линеаризации уравнений и перейти к частотным методам, основанном на построении амплитудно-фазовых частотных характеристик исследуемых объектов. В отмеченных выше работах [58, 65-66] частично эта задача решена. Однако отдельные важные аспекты ее решения не рассмотрены. К таким аспектам, в частности относится разработка методики исследования устойчивости ЭЭС «в малом» на основе критерия Найквиста.

Первоочередной задачей, в этом случае, является обоснование применимости критерия без предварительного составления линейной математической модели ЭЭС. Для этого, очевидно, следует построить некоторую несложную математическую модель ЭЭС и сравнить её амплитудно-фазовые частотные характеристики, полученные по исходной (нелинейной) и линеаризованной системам уравнений. В случае их удовлетворительного совпадения можно утверждать, что критерий Найквиста применим к исходной системе уравнений, и, следовательно, обоснованно может быть использован для исследования устойчивости ЭЭС «в малом» с помощью отмеченных выше цифровых и аналого-цифровых моделирующих систем. Дальнейшая работа сводится к построению методик проведения таких исследований применительно к ЭЭС различного типа и к решению конкретных задач.

Следует отметить, что многие ЭСН ГКС укомплектованы импортным электрооборудованием, математические модели которого отсутствуют, а технические характеристики в сопроводительной документации представлены с недостаточной полнотой. Эти факторы создают дополнительные сложности для построения методики исследования и для решения конкретных технологических задач. В этих условиях задачу моделирования ЭСН ГКС можно рассматривать как научно-техническую задачу.

1.4 Задачи исследований

Задачи исследований диссертационной работы заключаются в следующем.

1. Произвести детальный анализ различных режимов работы автономных энергосистем ГКС магистральных газопроводов. Определить причины пониженной надёжности работы автономных энергосистем ГКС на примере ГКС «Сахалин» и возможные пути их преодоления.

2. Проверить на практике применимость искусственно создаваемой схемы энергосистемы ГКС с двумя источниками питания посредством включения генераторов на параллельную работу через сеть 0.4 кВ.

3. Оценить запасы статической и динамической устойчивости по упрощенным математическим моделями энергосистемы ГКС при параллельной работе генераторов через сеть 0.4 кВ.

4. Обосновать применимость критерия Найквиста для исследования устойчивости «в малом» ЭЭС без выполнения процедуры линеаризации исходных систем дифференциальных уравнений.

5. Выполнить экспериментальные исследования по вопросам устойчивости энергосистемы ГКС при параллельной работе генераторов через сеть 0.4 кВ с использованием программно-вычислительного моделирующего комплекса реального времени высокого уровня.

ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ АВТОНОМНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (АЭЭС) ГКС «САХАЛИН» НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ ПО СТОРОНЕ 0.4 КВ

2.1 Объекты и режимы работы АЭЭС

Газопоршневые энергоагрегаты на электростанциях собственных нужд в качестве основных автономных источников электроснабжения в газотранспортной системе стали использоваться сравнительно недавно. Для ООО «Газпром трансгаз Томск» такая система электроснабжения является «пилотным» проектом. В перспективных проектах предусматривается дальнейшее развитие таких систем.

В ближайшей перспективе это относится к проекту газопровода «Сила Сибири». В местах, где будет проходить данный газопровод, преимущественно отсутствуют возможности подключения к централизованным источникам электроснабжения. Поэтому автономные энергосистемы рассматриваются в качестве основных источников электроснабжения.

Опираясь на опыт, полученный во время эксплуатации АЭЭС ГКС «Сахалин», появляется уникальная возможность исследовать эти вопросы уже на стадии проектирования и в дальнейшем решать связанные с ними технические проблемы.

Рассмотрим подробнее автономную энергосистему ГКС «Сахалин». В данный момент на ГКС «Сахалин» в эксплуатации находятся четыре энергоустановки типа Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211, мощностью 1.1 МВт каждая оснащенные газопоршневыми двигателями компании Cummins и генераторами компании Stamford, производства Англии [41]. В перспективных проектах ООО «Газпром трансгаз Томск» (проекты «Сила Сибири» и «Алтай») предусматривается установка энергоагрегатов этих же производителей, с единичными мощностями от 1 до 1.5 МВт.

Рассматривается также возможность использования энергоагрегатов отечественного производства.

В состав энергоустановки типа Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211 входит следующее оборудование:

- газопоршневой электроагрегат 1160GQKA;
- двигатель GQSK60-G4;
- генератор HVSI804R2;
- панель управления GCP;
- щит собственных нужд;
- выносной пульт управления закачкой масла;
- щит управления контуром утилизации;
- оборудование автоматической установки пожаротушения,

автоматической установки пожарной сигнализации и газового контроля.

Энергоустановки данного типа используются в качестве основных или резервных источников электроэнергии в зависимости от наличия источников централизованного электроснабжения [22].

Параметры энергоустановки Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211 приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры энергоустановки

№ п.п.	Параметр	Ед. изм.	Значение
1	Номинальная электрическая мощность	кВт	1160
2	Номинальная тепловая мощность (при номинальной электрической мощности)	кВт	1347
3	Минимально допустимая длительная нагрузка	%	30
4	Прием нагрузки в один прием, не более	%	35
5	Номинальная частота	Гц	50
6	Номинальное напряжение	кВ	10.5

7	Номинальный коэффициент мощности (индуктивный)	-	0.8
8	Нормально допустимое отклонение напряжения при нагрузке в диапазоне от нуля до номинального значения	%	± 0.5
9	Нормально допустимое отклонение частоты	%	± 0.25

Энергоустановка может работать параллельно как с другими установками, так и с сетью. Распределение нагрузки между энергоустановками осуществляется автоматически.

Энергоустановка разделена на два отсека: агрегатный отсек и отсек управления. Габаритный чертеж общего вида находится в приложении А.

Генератор HVSI804R2 рассчитан на работу при резкопеременных и постоянных нагрузках. Для электростанций собственных нужд генераторы оснащаются АРВ на основе пропорционально-интегрально-дифференциального (ПИД) закона регулирования.

ПИД регулятор – это устройство в любом управляющем контуре с обратной связью. Структурная схема ПИД-регулятора приведена на рисунке 2.1, по которой видно, что ПИД-регулятор формирует управляющий сигнал из трех слагаемых: пропорциональной разности входного сигнала и обратной связи, а также интеграла и производной этого сигнала [78-80].

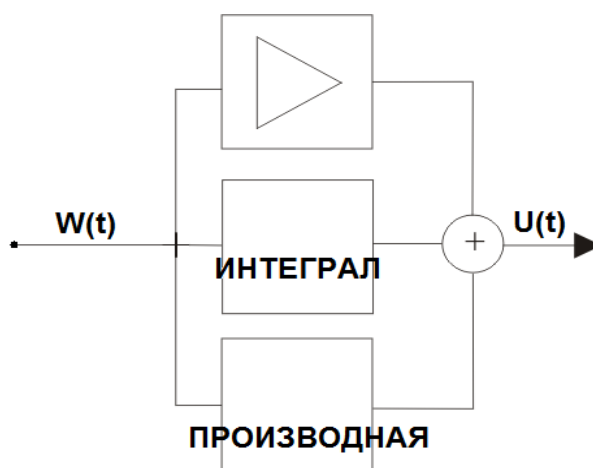


Рисунок 2.1 – Блок-схема алгоритма работы ПИД-регулятора

Настройка АРВ генератора является трудоемкой процедурой. В типовом представлении процедура выполняется в два этапа [59]. На первом этапе определяются коэффициенты усиления АРВ по отклонению параметров режима с целью удовлетворения эксплуатационным требованиям установившихся режимов. На втором этапе выбираются коэффициенты усиления по каналам стабилизации режима, к которым относятся каналы регулирования по производным. Для ПИД-регуляторов, очевидно, к этим каналам следует отнести и каналы регулирования по интегралам [81].

В оперативных схемах системы электроснабжения ГКС «Сахалин» одновременно используется от одной до трех энергоустановок. Одна энергоустановка находится в работе только в том случае, когда газоперекачивающие агрегаты не работают. Загрузка генератора энергоустановки в таком режиме работы составляет от 60 до 90 % от номинальной мощности, в зависимости от времени года. Два генератора используются, когда ГКС работает в режиме «магистраль», то есть когда один или два газоперекачивающих агрегата находятся в работе. Три генератора одновременно включаются крайне редко. Это необходимо для обеспечения дополнительного резерва мощности при запуске азотной установки, у которой отсутствует устройство плавного пуска и резкий наброс нагрузки свыше 30% номинальной мощности может вывести из строя энергетическую установку.

Главная схема электрических соединений системы электроснабжения ГКС «Сахалин» (приложение А) отображает, что от электростанции осуществляется питание семи трансформаторных подстанций (таблица 2.2). Распределение электроэнергии осуществляется через ЗРУ 10 кВ. Коммутационные функции ячеек ЗРУ – 10 кВ осуществляются с помощью элегазовых выключателей, система релейной защиты реализована на микропроцессорных устройствах многоступенчатой релейной защиты типа Sepam 80.

Таблица 2.2 – Данные по КТП ГКС «Сахалин»

№ п.п.	Название КТП	Мощность трансформаторов КТП, кВА
1	<i>Компрессорные цех (КЦ)</i>	2x1600
2	<i>Ремонтно-эксплуатационный блок (РЭБ)</i>	2x1000
3	<i>Собственные нужды (СН)</i>	2x630
4	<i>Вахтовый жилой городок (ВЖГ)</i>	2x400
5	<i>Очистные сооружения (ОС)</i>	2x160
6	<i>Водозаборные сооружения (ВЗС)</i>	2x160
7	<i>Газоизмерительная станция (ГИС)</i>	2x100

Управление процессами генерации, передачи и трансформации электрической энергии осуществляется в дистанционном режиме. В щитовой управления ЗРУ – 10 кВ находится автоматизированное рабочее место. С помощью специальной программы автоматизированной системы управления технологическими процессами на мониторы выводится мнемосхема электроснабжения всей ГКС, от генераторов до конечных потребителей. Все ошибки и неисправности в режиме реального времени поступают на экран и дают возможность оперативно реагировать дежурному персоналу. Система управления позволяет дистанционно осуществлять запуск или отключение генераторов и потребителей, что значительно сокращает время этих операций.

Передача электрической энергии потребителям из распределительного устройства осуществляется по воздушным и кабельным линиям. Длины линий приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры воздушных линий (ВЛ) и кабельных линий (КЛ) ГКС «Сахалин»

№	Наименование присоединения	Длина ВЛ, км	Длина КЛ, км
1	Генератор – ЗРУ	---	0.12
2	ЗРУ – КТП СН	---	0.03

3	ЗРУ – КТП КЦ	---	0.36
4	ЗРУ – КТП ВЗС Т1 (Т2)	1.2 (1.5)	0.08
5	ВЖГ	12.4	0.85
6	КТП ГИС	---	0.55
7	КТП ОС	---	0.39
8	КТП РЭБ	---	0.32
9	Вдольтрассовая ВЛ №1	1.9	---
10	Вдольтрассовая ВЛ №2	27.143	---

АЭЭС ГКС «Сахалин» имеет два основных нормальных режима работы. Первый режим – это поддержание всех систем и технологического оборудования ГКС в состоянии горячего резерва. В таком режиме работы ГПА и их периферийные системы (аппараты воздушного охлаждения газа, компрессоры и т.д.) отключены, а суммарная нагрузка в пиковые часы не превышает 1000 кВт. Соответственно, при максимальной нагрузке 1000 кВт и неработающих ГПА достаточно использовать только одну энергоустановку.

Второй режим – это работа ГПА и сопутствующего оборудования. В этом режиме общая нагрузка ГКС находится в пределах 1300-1600 кВт. Для обеспечения бесперебойности электроснабжения в этом режиме используются две энергоустановки. В первую очередь это объясняется нехваткой единичной мощности генератора для покрытия всей нагрузки сети. Во вторую очередь – когда единичной мощности генератора достаточно, вторая энергоустановка используется как взаиморезервируемый источник электроснабжения.

Распределение генераторов по секциям показано на рисунке 2.2. При схеме работы с постоянно включенным СВ 10 кВ можно использовать два любых генератора, независимо от того, на одной или на разных секциях шин они подключены. Проблемы с устойчивостью работы генераторов при работе на одну секцию шин ЗРУ не возникают.

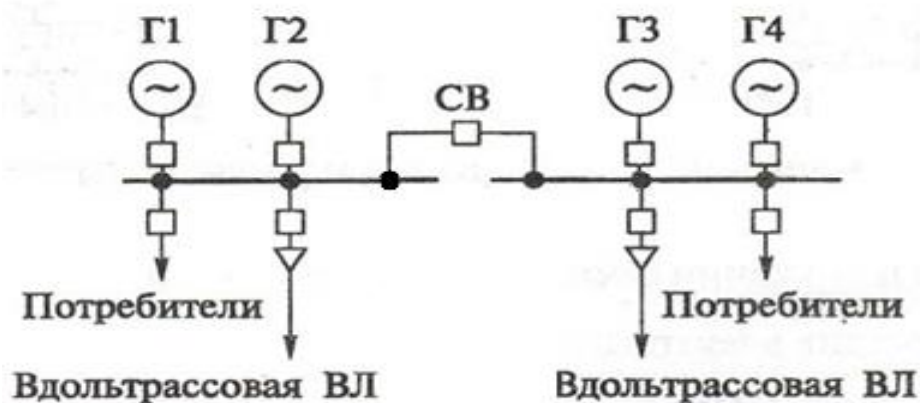


Рисунок 2.2 – Общая схема ЗРУ – 10 кВ ГКС «Сахалин»

Основной проблемой проектной схемы является наличие по факту только одного «общего» источника электроснабжения. При работе же с выключенным СВ 10 кВ вопросы, связанные с наличием независимых взаиморезервируемых источников электроснабжения отсутствуют, но появляется повод для изучения возможности параллельной работы генераторов по сети напряжением 0,4 кВ. При такой схеме потребители АЭЭС ГКС обеспечиваются бесперебойным двухсторонним электропитанием.

2.2 Инженерно-технические решения по повышению надежности работы АЭЭС ГКС «Сахалин»

Эксплуатация АЭЭС ГКС «Сахалин» началась с 2012 года после проведения монтажных и пусконаладочных работ. Пока газоперекачивающие агрегаты были не в работе, генерацию электроэнергии осуществляли одна-две энергетические установки.

Как во время параллельной работы генераторов, так и при работе одного генератора, происходили отказы энергоустановок, причины которых были различны. Как отмечено, отказы энергоустановок происходили по причинам неправильной работы автоматики, потери синхронизма, отказов работы газопоршневого агрегата, несогласованности работы устройств релейной защиты энергоустановок и ЗРУ. Ниже приведена таблица основных неисправностей, по причине которых происходили отказы энергоустановок.

Таблица 2.4 – Неисправности во время работы ЭСН

№	Неисправность	Причина и решение
1	Потеря синхронизма	<p>При включении в параллельную работу энергоустановок ЭСН происходили отключения выключателей генераторных ячеек в ЗРУ – 10 кВ вследствие потери синхронизма. Сигнал поступал с блока релейной защиты Sepam 80. Сигнал поступал вследствие рассогласованности внутренних защит генератора и защиты ЗРУ.</p> <p>Решением проблемы было перенастройка релейных защит и вывод некоторых из них из-за дублирования.</p>
2	Обрыв цепи коммутации	<p>Ошибка возникающая во время алгоритма запуска/останова энергоустановки ЭСН. Поступает сигнал на пульт управления энергоустановки о невозможности получения сигнала со всех контролирующих органов.</p> <p>Решение проблемы - изменение логической схемы работы релейной защиты.</p>
3	Неисправность цепей контроля нагрузки	<p>Во время сброса/наброса нагрузки, не превышая допустимую величину, происходили остановки энергоустановок.</p> <p>Для решения проблемы были изменены уставки и алгоритм работы защит, проведена синхронизация внутренних защит энергоустановок и релейных защит ЗРУ.</p>
4	Неисправность системы контроля состояния	<p>Через определенные промежутки времени головная система управления получает сигналы о состоянии оборудования работающей энергоустановки. При получении ошибки с любого узла происходит отказ</p>

	энергоустановки	энергоустановки. Было выяснено, что сигнал приходит с датчиков контроля состояния газопоршневого энергоагрегата. Произведены необходимые работы (калибровка датчиков, повышение надежности контактов) по устранению причины отказов.
5	Отключение потребителей электроэнергии	Внутренняя неисправность оборудования ЗРУ, по причине которой происходило отключение ячеек и потеря электроснабжения потребителей. Решение – изменение работы автоматики ЗРУ – 10 кВ, перепрограммирование микропроцессорной релейной защиты Seram и АСУТП ЭСН.

Основным недостатком системы автоматического управления электростанции является то, что при любом отказе электроустановки срабатывает АБР [82], осуществляющая полное отключение всех потребителей. Для ликвидации этого недостатка помимо инженерно-технических решений выполнены научно-технические исследования.

На рисунке 2.3 приведена обобщенная диаграмма аварийных отказов энергоустановок за 2012-2014 годы, которые приводили к потере электроснабжения потребителей от основного источника. По содержанию диаграммы можно сделать вывод, что отказы энергоустановок, в эти годы, происходили с достаточно большой частотой. К настоящему времени в результате проведенных инженерно-технических мероприятий частота появления этих отказов значительно снизилась (рисунок 2.3), однако алгоритм действия АБР сохранился, так как по отношению к действующей проектной схеме коммутаций рассматриваемой автономной системы электроснабжения он является единственно возможным.

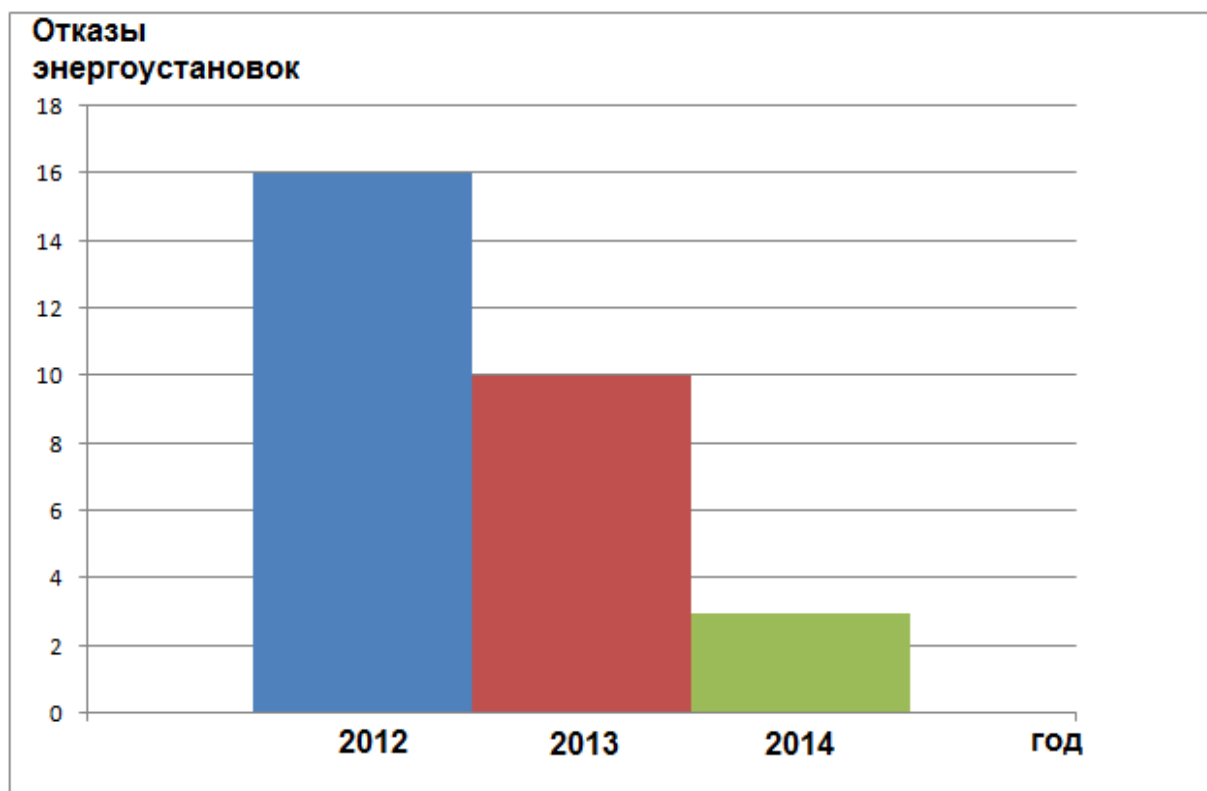


Рисунок 2.3 – Диаграмма отказов энергоустановок за 2012-2014 гг.

Согласно СТО Газпром 2-6.2-149-2007 ГКС «Сахалин» является потребителем I категории и этот объект должен иметь 2 независимых взаимно резервируемых источника электроэнергии [46, 50].

Согласно СТО Газпром 2-6.2-208-2008 п. 5.3 в схемах автономных энергосистем собственных нужд резервирование нагрузки первой категории осуществляют за счет нагруженного резерва, включаемого в мощность работающих энергоустановок [33]. Здесь же рекомендуется применять режим раздельной работы секций шин с выдачей мощности не менее чем от двух групп работающих энергоустановок.

Ссылаясь на нормативную документацию ПАО «Газпром» можно сделать вывод о том, что схема электроснабжения автономной ЭЭС ГКС «Сахалин» требует изменения и доработки. Во-первых, необходимо реализовать схему электроснабжения таким образом, чтобы потребители электрической энергии имели два независимых, взаиморезервируемых источника энергии. Во-вторых, необходимо установить теоретическими исследованиями, что изменения в проектной схеме работы не повлияют отрицательным образом на режим работы

энергосистемы, а наоборот, окажут положительный эффект и повысят надежность работы всей автономной ЭЭС. В-третьих, отработать на практике предлагаемые изменения на объекте с использованием результатов теоретических исследований [83]. И, в четвертых, показать, что при принятых изменениях на объекте не появится проблема обеспечения устойчивости параллельной работы синхронных машин.

В случае реализации схемы электроснабжения с двумя независимыми источниками электроснабжения АЭЭС ГКС распадается на две независимые друг от друга подсистемы (СВ 10 кВ отключен), с двумя работающими генераторами на каждой из секций шин ЗРУ, как показано на рисунке 2.4.

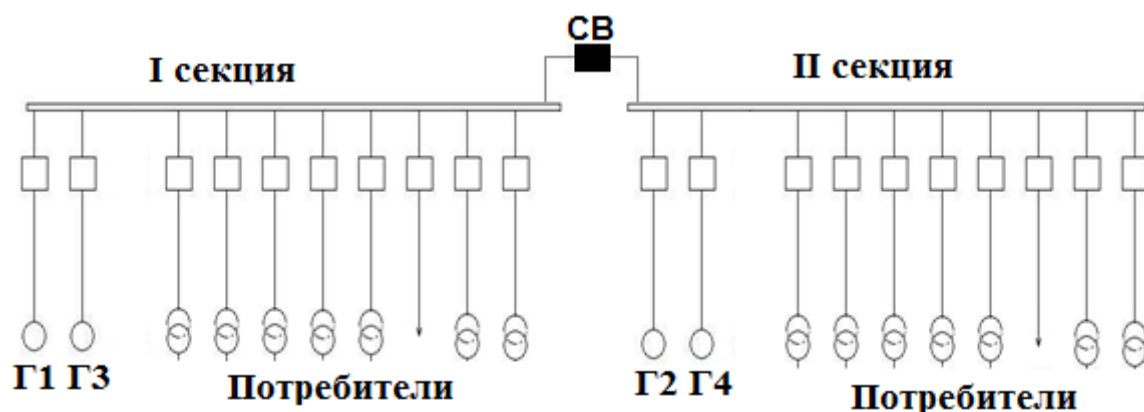


Рисунок 2.4 – Схема автономной ЭЭС с отключенным СВ

Резервирование может быть осуществлено по напряжению 0.4 кВ, непосредственно в КТП с использованием устройств АВР. Так, при останове одного из генераторов нагрузка ступенчато должна перейти на оставшийся в работе генератор непосредственно в КТП по низкому напряжению. Кратковременное нарушение электроснабжения ответственных потребителей должно быть менее 1 секунды, а суммарная нагрузка этих КТП не должна превышать 30% от номинальной мощности одного агрегата, что может быть обеспечено при работе по такой схеме.

Вторым возможным способом реализации схемы с двумя источниками питания является работа с отключенным СВ и включенными секционными выключателями 0.4 кВ на одной или нескольких КТП. Преимуществами этого способа являются сохранение всех действующих энергоустановок в работе при

коротких замыканиях на отходящих линиях. При останове одной из энергоустановок ответственные потребители будут иметь бесперебойное электроснабжение, а при коротких замыканиях на шинах ЗРУ в этом случае негативные последствия могут быть только для одной из работающих энергоустановок.

2.2 Выбор подстанций для объединения АЭЭС ГКС «Сахалин» по стороне 0.4 кВ

Вопросы устойчивости параллельной работы генераторов имеет смысл рассматривать только для схемы, когда СВ 10 кВ выключен, а один или несколько СВ 0.4 кВ включены. В этом случае АЭЭС приобретает черты ЭЭС с двумя электрическими станциями, удаленными друг от друга на некоторое (электрическое) расстояние. Для упрощения рассуждений далее будем считать что энергоустановки первой и второй секций шин представляют собой самостоятельные электростанции ЭС1 и ЭС2.

Целесообразность включения СВ 0.4 кВ на двух и более подстанциях определяется условиями работы устройств релейной защиты и автоматики. Так, например, при работе двух энергоустановок на разные секции шин при останове одного из генераторов блок релейной защиты даст команду на отключение вводного выключателя 0.4 кВ в КТП, а обе секции КТП останутся под напряжением, так как электроснабжение будет осуществляться от второго ввода. Современные устройства релейной защиты на напряжение 0.4 кВ блоки микропроцессорные релейной защиты механотроника позволяют выстраивать алгоритм ступенчатого наброса нагрузки на оставшуюся в работе энергоустановку. Это происходит путем последовательного включения вводных и секционных выключателей КТП.

Наиболее сложно задача обеспечения устойчивости АЭЭС решается, очевидно, когда между электростанциями ЭС1 и ЭС2 образуется максимально

возможное «электрическое расстояние». Наиболее легкие условия складываются при наименьшем «электрическом расстоянии» между ЭС1 и ЭС2.

Фактор электрической удаленности между ЭС1 и ЭС2 следует, очевидно, принимать во внимание при выборе подстанции, предназначенной для объединения электростанций ЭС1 и ЭС2 на параллельную работу.

Вторым важным фактором, который следует учитывать при выборе подстанции для включения СВ 0.4 кВ является категоричность подключаемых потребителей.

Исходя из вышеизложенного, для включения энергоустановок на параллельную работу выбраны КТП компрессорного цеха и собственных нужд ЭСН. Компрессорный цех является самым ответственным потребителем, так как обеспечивает энергоснабжение ГПА, а КТП собственных нужд отвечает за работу ЭСН и ЗРУ. Приведенные выше данные показывают, что перебои в электроснабжении этих потребителей могут привести к наиболее тяжелым последствиям. Поэтому КТП СН и КТП КЦ выбраны в качестве подстанций, через которые будет осуществлено включение энергоустановок на параллельную работу.

2.3 Теоретический анализ устойчивости работы АЭЭС ГКС «Сахалин»

Обеспечение устойчивой и надежной работы АЭЭС сводятся к анализу устойчивости ее работы в целом. При проведении анализа изначально была детально изучена АЭЭС ГКС «Сахалин» и произведен расчет ее статической и динамической устойчивости.

Расчет устойчивости АЭЭС был разбит на два этапа. На первом этапе расчет производился при объединении генераторов с разных секций шин через самую электрически удаленную КТП ГИС. На втором этапе расчет проводился для схемы с объединением энергоустановок через КТП СН и КТП КЦ, к которым подключены потребители первой категории. На рисунке 2.5 изображена электрическая схема замещения исследуемой системы первого этапа.

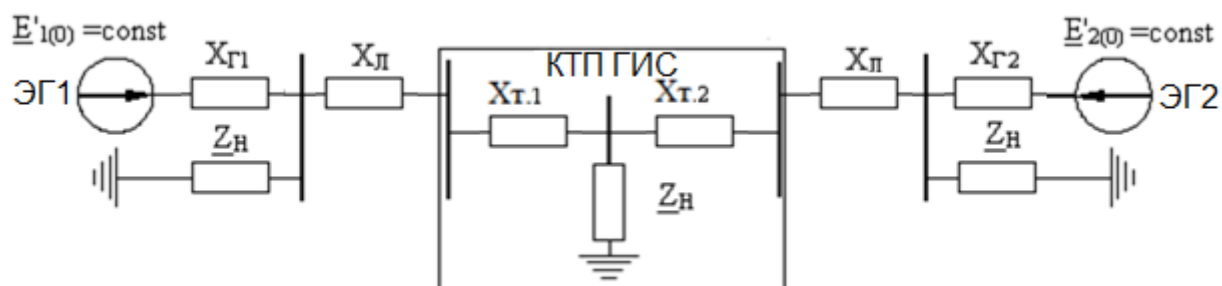


Рисунок 2.5 – Схема замещения АЭЭС ГКС «Сахалин» при объединении генераторов через КТП ГИС

Для расчёта статической и динамической устойчивости были приняты реальные паспортные данные генераторов и сетевого оборудования (приложение Б).

В схеме замещения сетевые элементы представлены в виде постоянных индуктивных сопротивлений, генераторы введены моделью (E', x_d) , нагрузочные элементы системы постоянными сопротивлениями $Z_{Н} = r_{Н} + jx_{Н}$.

Замещение генератора с АРВ ПИД переходной ЭДС за переходным сопротивлением правомерно, вследствие того, что механизм АРВ ПИД обеспечивает регулирование напряжения на выводах генератора в пределах постоянства переходной ЭДС: малому приращению напряжения соответствует большое приращение синхронной ЭДС с обратным знаком, переходная же ЭДС остается практически неизменной, как точка равновесия.

На первом этапе расчет устойчивости производился для случая наибольшей загрузки генераторов. Результаты расчета статической аperiodической устойчивости ЭСН представлены на рисунке 2.6. Здесь угловые характеристики генераторов первой и второй электростанций (частей реальной электростанции) выражены в долях от номинальной полной мощности одного энергоблока.

Как следует, из рисунка 2.6, величина коэффициента запаса статической устойчивости составляет 85 % (при минимально допустимом значении 20%) [84]. Соответственно, при выбранном условии объединения генераторов через КТП ГИС по показателю аperiodической статической устойчивости система является работоспособной.

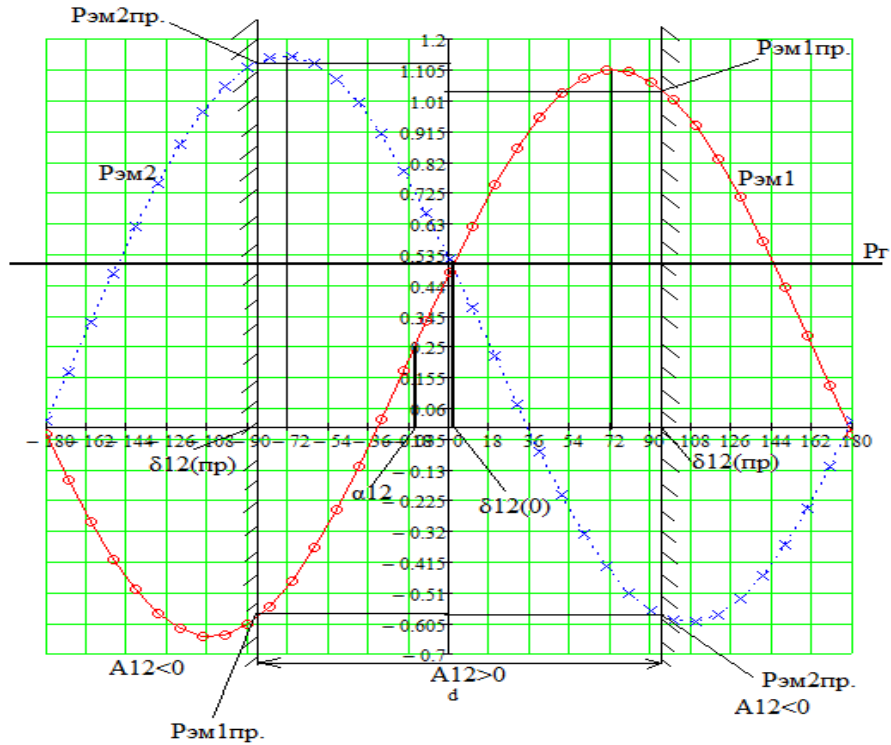


Рисунок 2.6 – Угловые характеристики электромагнитных мощностей электростанций

Схема замещения двухмашинной модели ЭЭС для второго этапа расчета приведена на рисунке 2.7[85].

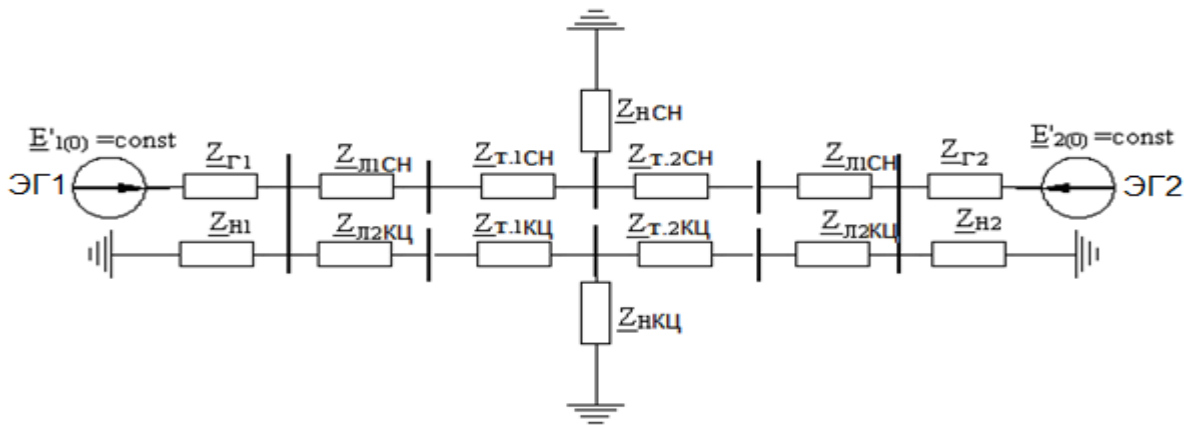


Рисунок 2.7 – Эквивалентная схема замещения АЭЭС ГЭС «Сахалин» при объединении генераторов через КТП СН и КТП КЦ

В порядке проведения оценочных расчётов апериодической статической устойчивости по второму варианту электроснабжения АЭЭС ГЭС, по её двухмашинной модели построены угловые характеристики генераторов ЭГ1 и ЭГ2 (рисунок 2.8). Определена зона устойчивой работы, а также предельные значения генераторных мощностей по статической устойчивости.

Визуально по рисунку 2.8 можно оценить, что в рассматриваемом схемно-режимном состоянии АЭЭС ГКС коэффициент запаса статической устойчивости генераторов электростанций ЭГ1 и ЭГ2 имеет значения свыше 100 процентов, что является достаточным основанием для более глубокого изучения различных аспектов её работы.

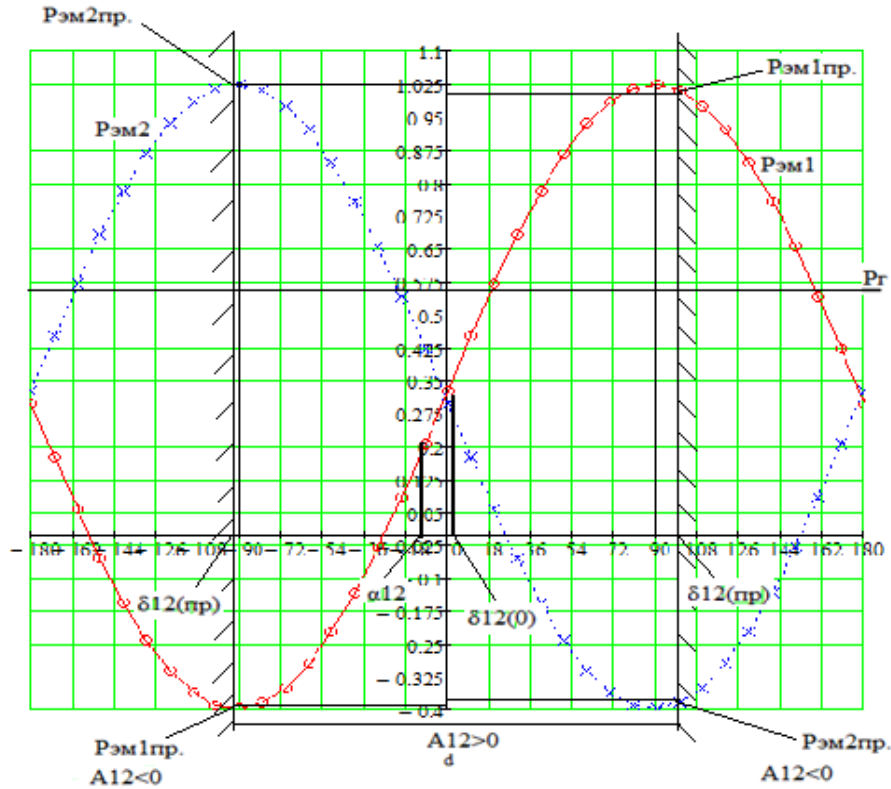


Рисунок 2.8 – Угловые характеристики и пределы аperiodической статической устойчивости АЭЭС ГКС при объединении генераторов через КТП КЦ и КТП СН

В расчете динамической устойчивости были рассмотрены электромеханические процессы, в момент трехфазного короткого замыкания длительностью 0.3 секунды, на расстоянии 0.35 км от первой секции шин, и последующем отключении одной из линий электропередач ЗРУ – КТП КЦ. Условия расчета были выбраны таким образом, чтобы время срабатывания защиты от коротких замыканий автоматических выключателей ЗРУ было завышено, для того чтобы увеличить время протекания короткого замыкания. Результаты расчёта представлены на рисунке 2.9

В реальной схеме работы токовая отсечка срабатывает при времени 0,05-0,1 секунд, а максимальная токовая защита срабатывает в зависимости от времени

протекания короткого замыкания и значения тока. Характеристика, по которой работает максимальная токовая защита задается на терминале релейной защиты Seram [86].

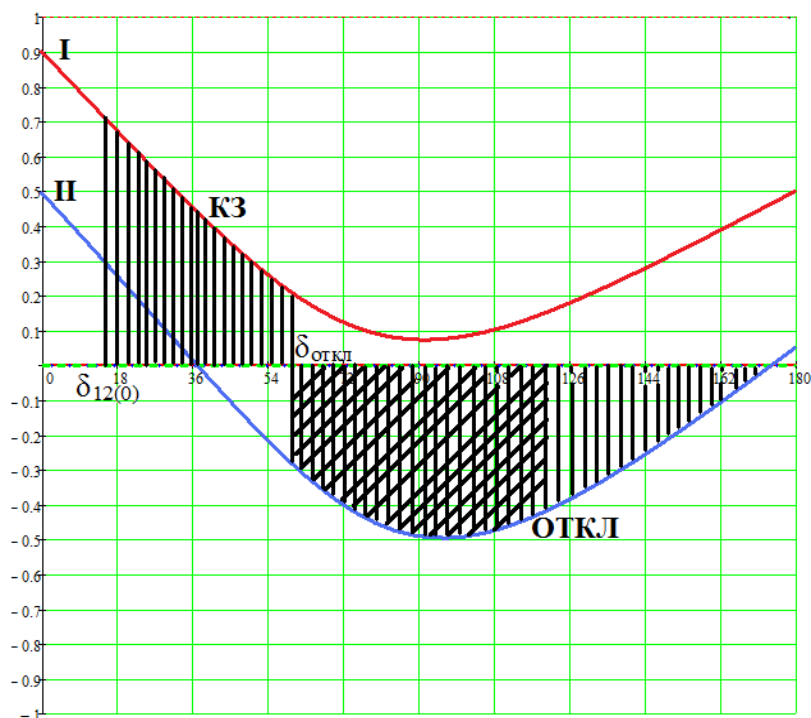


Рисунок 2.9 – Кривые относительного ускорения при отключении поврежденной линии

Визуально, по рисунку 2.9, можно оценить, что по фактору влияния больших возмущений и при нормальной работе основного комплекса релейной защиты система работоспособна. Задача обеспечения динамической устойчивости АЭС при отказах защит требует дополнительного рассмотрения.

Выполнение расчета и анализ позволяют дать позитивную оценку статической и динамической устойчивости АЭС ГЭС при объединении генераторов по элементам сети 0.4 кВ. Для более глубокого обоснования применимости предлагаемых схем электроснабжения выполнены натурные исследования переходных процессов АЭС ГЭС «Сахалин», сопровождающих эксплуатационные большие возмущающие воздействия.

2.4 Натурные экспериментальные исследования переходных процессов АЭЭС ГКС «Сахалин», возникающих при эксплуатационных больших возмущениях

После получения результатов расчетов статической и динамической устойчивости АЭЭС ГКС «Сахалин» необходимо было перейти к натурным экспериментальным исследованиям, для того чтобы проверить возможность эксплуатационного использования предлагаемой схемы электроснабжения с объединением генераторов по напряжению 0.4 кВ через КТП КЦ и КТП СН. Проведение необходимых практических исследований осложнялось тем, что эксперименты должны были быть проведены на работающей компрессорной станции. На момент проведения экспериментов электроснабжение ГКС «Сахалин» осуществлялось по проектной схеме.

Для проведения практической части работы была составлена программа проведения экспериментов, которая была составлена совместно с эксплуатационным персоналом на объекте и руководством отдела главного энергетика ООО «Газпром трансгаз Томск» (приложение В). Согласно составленной программе предполагалось в работающей по проектной схеме АЭЭС ГКС «Сахалин» произвести отключение СВ 10 кВ в ЗРУ. При отключенном СВ 10 кВ генераторы работают независимо друг от друга. Следующим этапом согласно программе включаются СВ 0.4 кВ в КТП СН и КТП КЦ и генераторы получают связь через эти КТП по напряжению 0.4 кВ. Если же в таком режиме проявляется нормальная работа генераторов, то следующий этап программы подразумевает имитацию аварийного останова одного из генераторов и включение резервного. Во время всех коммутационных операций происходит фиксация всех переходных процессов в системе управления АЭЭС на автоматизированном рабочем месте дежурного электростанции.

Перед проведением экспериментов была проведена контрольная проверка всей автоматики АЭЭС, как в ЗРУ, так и во всех КТП. Изменены параметры релейной защиты и автоматики, для того чтобы при возникновении нештатных ситуаций снизить время аварийного отключения генераторов и потребителей. В

первую очередь использование на практике предлагаемой схемы предполагает изменение процесса электроснабжения потребителей, поэтому необходимо было подготовить все основное и периферийное электрооборудования к проведению экспериментов.

На период проведения исследований газоперекачивающие агрегаты не работали, для того чтобы переключения в АЭС не смогли оказать отрицательного воздействия на технологический процесс транспортировки газа. Нагрузки потребителей были распределены между секциями шин ЗРУ в относительно равных долях. Это было сделано для того, чтобы при отключении СВ 10 кВ между генераторами общая нагрузка была распределена приблизительно одинаково.

Во время проверки срабатывания автоматики при останове одного из работающих генераторов (СВ ЗРУ – 10 кВ отключен) необходимо было рассчитать новые уставки времени срабатывания АВР и восстановления нормального режима (ВНР) во всех КТП и распределить потребителей по категоричности между собой. Это необходимо было сделать для того, чтобы при аварийном останове одного из работающих генераторов, нагрузка ступенчато перешла на оставшийся в работе агрегат с учетом обеспечения бесперебойного электроснабжения основных потребителей.

Изменение временных уставок АВР и ВНР было сделано для того, чтобы потребители не потеряли электроснабжение на длительное время, так как в момент отключения одного из генераторов срабатывает АВР, которая отключает всю нагрузку в ЗРУ – 10 кВ от основного источника электроснабжения.

На момент проведения комплексных испытаний было принято решение вывести АВР из работы и изменить временные уставки АВР и ВНР (таблица 2.5) на всех КТП таким образом, чтобы нагрузка от отключившегося генератора ступенчато перешла на оставшийся в работе агрегат за исключением потребителей, которые будут постоянно запитаны с двух секций (КТП СН и КТП КЦ). Ступенчатый наброс нагрузки на оставшийся в работе генератор позволяет без негативных последствий перейти всей энергосистеме на электроснабжение от

одного источника до момента, пока резервный генератор не запустится. Запуск резервного генератора осуществляется автоматически или с пульта-управления автоматизированного рабочего места дежурного персонала.

Таблица 2.5 – Временные уставки АВР и ВНР автономной ЭЭС ГКС «Сахалин»

КТП	Время АВР, сек (с перерывом питания)	Время ВНР, сек (с перерывом питания)
Временные уставки на момент проведения испытаний		
СН	0	0
ГИС	1	1
КЦ	0	0
РЭБ	6	8
ВЗС	8	1
ОС	8	1
ВЖГ	12	12
Проектные временные уставки		
ГИС	0.1	0.1
ВЗС	1	1
ОС	1	1
СН	8	60
КЦ	8	5
РЭБ	8	5
ВЖГ	8	5

Уставки ВНР и АВР необходимо было изменить, так как категоричность потребителей была не выражена, а ступенчатый наброс нагрузки невозможен при проектных уставках, согласно таблице 2.5.

Помимо изменения уставок АВР и ВНР необходимо было провести мероприятия по распределению нагрузки между секциями ЗРУ – 10 кВ. Проектом предусмотрено приблизительно одинаковое распределение мощности между

секциями, необходимо было убедиться в этом путем мониторинга нагрузки на каждой отходящей ячейке ЗРУ. Нагрузки были распределены согласно таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Нагрузки фидеров ЗРУ – 10 кВ

Фидер	I ввод	II ввод
КТП СН	P=55 кВт; Q=24 кВА	P=65 кВт; Q=29 кВА
КТП КЦ	P=60.8 кВт; Q=3 кВА	P=70 кВт; Q=22.7 кВА
КТП РЭБ	P=98 кВт; Q=17.3 кВА	P=103 кВт; Q=18.5 кВА
КТП ГИС	P=5.7 кВт; Q=0.5 кВА	P=25.7 кВт; Q=1.5 кВА
КТП ВЗС	P=24кВт; Q=0.5 кВА	P=23кВт; Q=1.2 кВА
КТП ВЖГ	P=49 кВт; Q=2.8 кВА	P=45.8; Q=2.7 кВА
КТП КОС	P=16.8 кВт; Q=1.1 кВА	P=8.5 кВт; Q=0.8 кВА

Перед началом проведения экспериментов необходимо было провести комплексные работы по проверке срабатывания АВР и ВНР на всех КТП. Все проверки были пройдены успешно. На момент испытаний на всех КТП были введены в работу по два трансформатора и секционные выключатели во всех КТП были отключены.

Перед началом проведения экспериментов в ЗРУ – 10 кВ была проектная схема работы, с работой двух энергоагрегатов собственных нужд на разные секции шин с включенным СВ.

В первом этапе эксперимента была проведена проверка возможности работы энергосистема разделенной на две части. СВ в ЗРУ – 10 кВ был отключен и автономная энергосистема получила два полностью независимых взаимно резервируемых источника электроэнергии. Такую схему можно представить как две независимые подсистемы, как показано на рисунке 2.10. Предварительно нагрузка была одинаково распределена между секциями КТП, чтобы генераторы были загружены приблизительно одинаково. После отключения СВ в ЗРУ – 10 кВ генераторы работали с загрузкой около 50% каждый, как и до отключения, только независимо друг от друга.

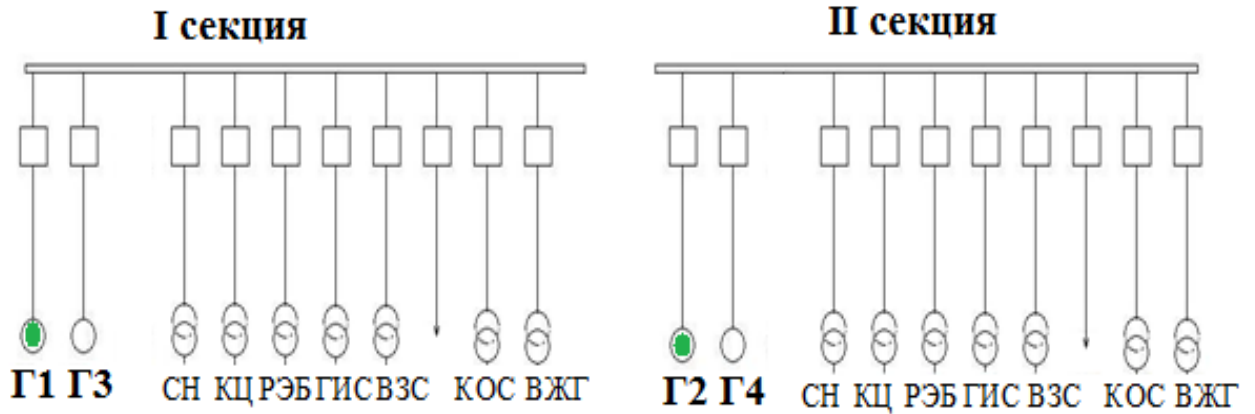


Рисунок 2.10 – Схема ААЭС ГКС с выключенным СВ 10 кВ

Система управления и контроля состояния ААЭС ГКС «Сахалин» позволяет в режиме on-line снимать все необходимые параметры работы. К этим параметрам относятся реактивная и активная мощности, ток, напряжение, частота. Данные параметры выводятся в виде графиков – «трендов» и могут отражать работу энергосистемы за несколько месяцев. С помощью этих трендов проводилась оценка работы автономной ЭЭС при проведении экспериментов.



Рисунок 2.11 – Тренды генератора №1 при отключении СВ 10 кВ при работе двух энергоблоков на разных секциях шин

По графику переходного процесса на рисунке 2.11 видно, как после отключения СВ 10 кВ часть нагрузки перешла на генератор №1, так на первых секциях КТП было сосредоточено несколько больше нагрузки, чем на вторых.

На следующем этапе эксперимента необходимо было оценить работу генераторов с соединением по напряжению 0.4 кВ. Целью этого эксперимента было непосредственно определение возможности синхронизации генераторов через КТП по напряжению 0.4 кВ. После включения СВ 0.4 кВ в КТП КЦ и КТП СН схема приняла вид, как показано на рисунке 2.12. Синхронизация была осуществлена в нормальном для генераторов режиме работы и АЭЭС ГКС «Сахалин» оставалась устойчивой.

Режим работы с включенными СВ 0.4 кВ в КТП СН и КТП КЦ был оставлен на 30 минут, для того чтобы была возможность отследить все переходные процессы и устойчивую работу энергосистемы. Во время работы схемы синхронизацией генераторов по напряжению 0.4 кВ энергосистема работала штатно в нормальном режиме.

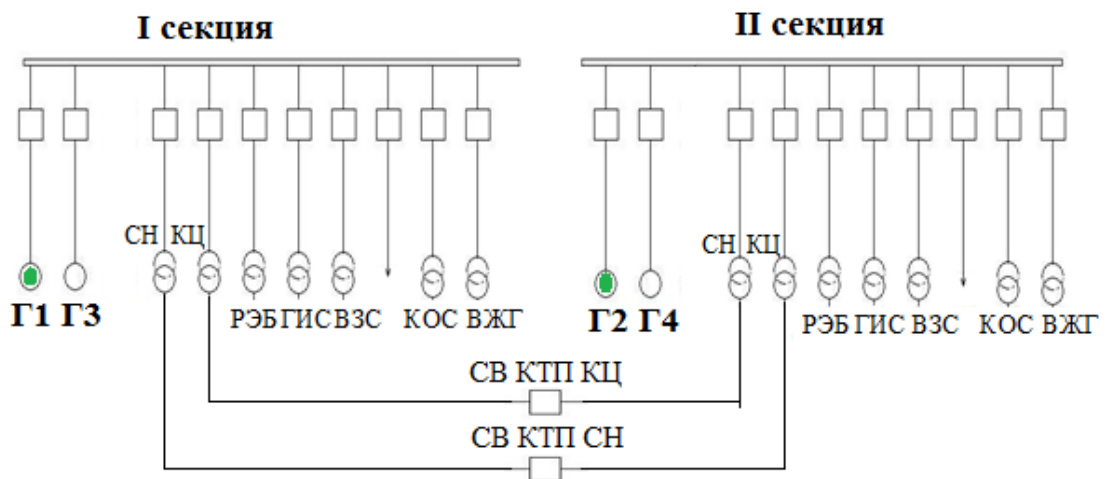


Рисунок 2.12 – Схема АЭЭС ГКС с объединением по 0.4 кВ

На следующем этапе экспериментальной работы необходимо было проверить способность взаимного резервирования электростанций при выходе из строя одной из генераторных установок. Для этого необходимо было аварийно отключить генератор №1 на первой секции шин, тем самым провести имитацию аварии генератора. Имитация аварии могла быть проведена несколькими способами – это останов генератора с помощью кнопки аварийного останова в ручном режиме, автоматическое отключение путем изменения логики работы релейной защиты и автоматики или же отключение автоматического выключателя ячейки генератора в ЗРУ – 10 кВ в ручном режиме. Для отключения был выбран

вариант с отключением выключателя в ЗРУ, это является самым щадящим режимом останова генератора, так как у него была возможность с помощью собственной автоматики обеспечить плавный останов при отключении от секции ЗРУ.

На рисунке 2.13 показано, как после аварийного отключения энергоблока №1 нагрузка первой секции шин постепенно, не резко, переходит на энергоблок №2 по напряжению 0.4 кВ, как показано на рисунке 2.14. После этого переходного процесса энергосистема переходит в установившийся режим работы.

Напряжение и частота остаются без изменений. После наброса нагрузки агрегат работал в нормальном режиме без каких-либо отклонений. В то же время самые ответственные потребители постоянно получали электроснабжение.

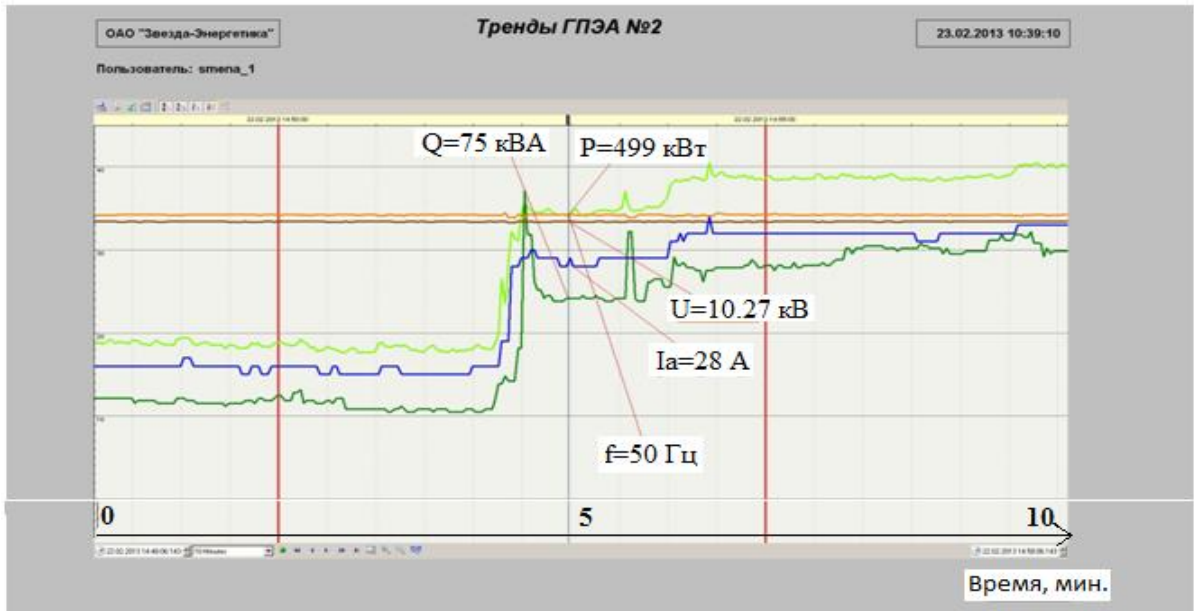


Рисунок 2.13 – Аварийное отключение энергоблока №1

В таком режиме работы электростанция находилась в работе 15 минут. Время 15 минут было выбрано не случайно, так как это максимально отведенное время, за которое можно запустить резервную электростанцию.

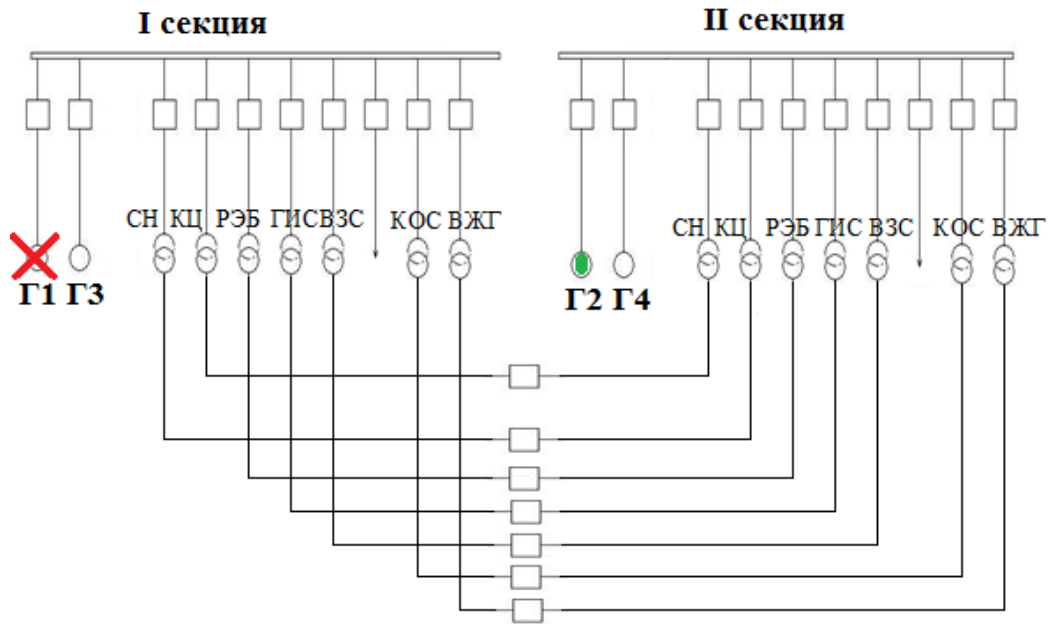


Рисунок 2.14 – Схема АЭЭС ГКС при отключении энергоблока №1

Сам по себе генератор запускается намного быстрее, но время 15 минут складывается следующим образом: автоматический запуск резервного генератора осуществляется в нормальном режиме автоматически или с помощью системы управления электроснабжением ГКС с автоматизированного рабочего места. При несостоявшемся запуске первого резервного энергоблока запускается следующий энергоблок. Возможность несрабатывания всех резервных источников практически исключена. В случае, когда в работе находится один энергоблок и оставшиеся три не смогут запуститься при его останове, включается аварийная дизельная электростанция – АДЭС-800 кВт.

После того как энергосистема отработала в послеаварийном режиме работы 15 минут, необходимо было перейти к эксперименту по введению резервного энергоблока №3. Такой эксперимент необходим для того, чтобы проверить возможность возврата схемы электроснабжения к виду с двумя источниками.

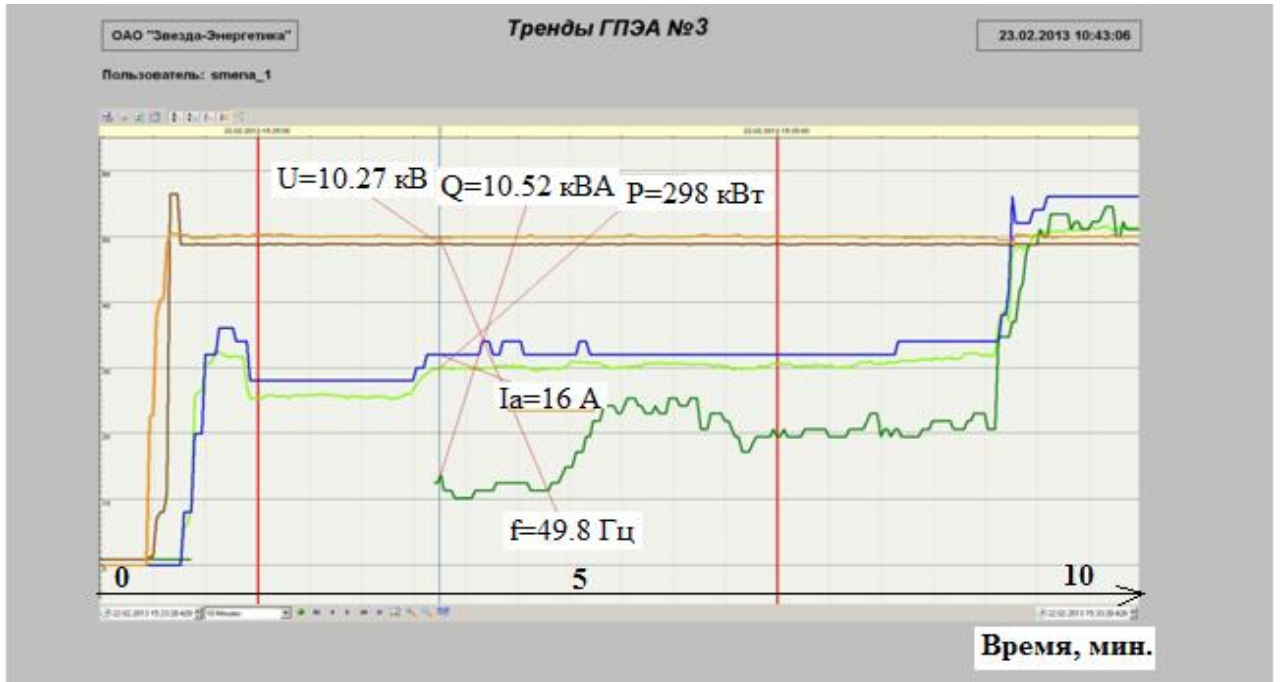


Рисунок 2.15 – Включение резервного энергоблока №3

По графику переходного процесса на рисунке 2.15 видно, как при включении в сеть генератора №3 нагрузка ступенчато переходит на него, тем самым давая возможность машине плавно влиться в работу энергосистемы, без нарушений нормального режима, таким образом, отработывает автоматика ВНР. При такой схеме работы синхронизация осуществляется точно также, через КТП СН и КТП КЦ, после отключения всех остальных СВ 0.4 кВ, через которые осуществлялось питание потребителей от одного энергоблока. На рисунке 2.16 приведена схема соединений АЭЭС ГКС после включения в сеть энергоблока №3.

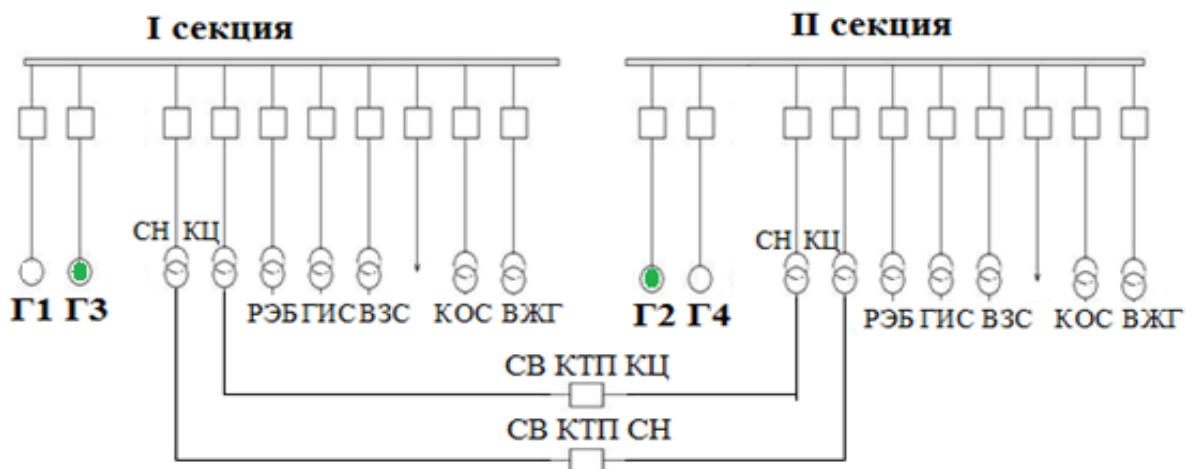


Рисунок 2.16 – Схема АЭЭС ГКС после включения энергоблока №3

После включения в работу энергоблока №3 было необходимо проверить аварийное отключение генератора на второй секции шин, а именно энергоблока №2. Алгоритм работы был точно таким же, как и при отключении энергоблока №1. Визуально этот процесс не отличается от переходного процесса на рисунке 2.13. Далее в сеть был включен резервный энергоблок №4 и проверена работа автоматики ВНР. График переходного процесса включения в работу энергоблока №4 находится на рисунке 2.17. Как видно из рисунка автоматика работает таким образом, что после включения генератора и готовности его к принятию нагрузки проходит около одной минуты, далее при включении автоматического выключателя энергоблока в ЗРУ появляется напряжение на второй секции и начинается процесс срабатывания ВНР в КТП.

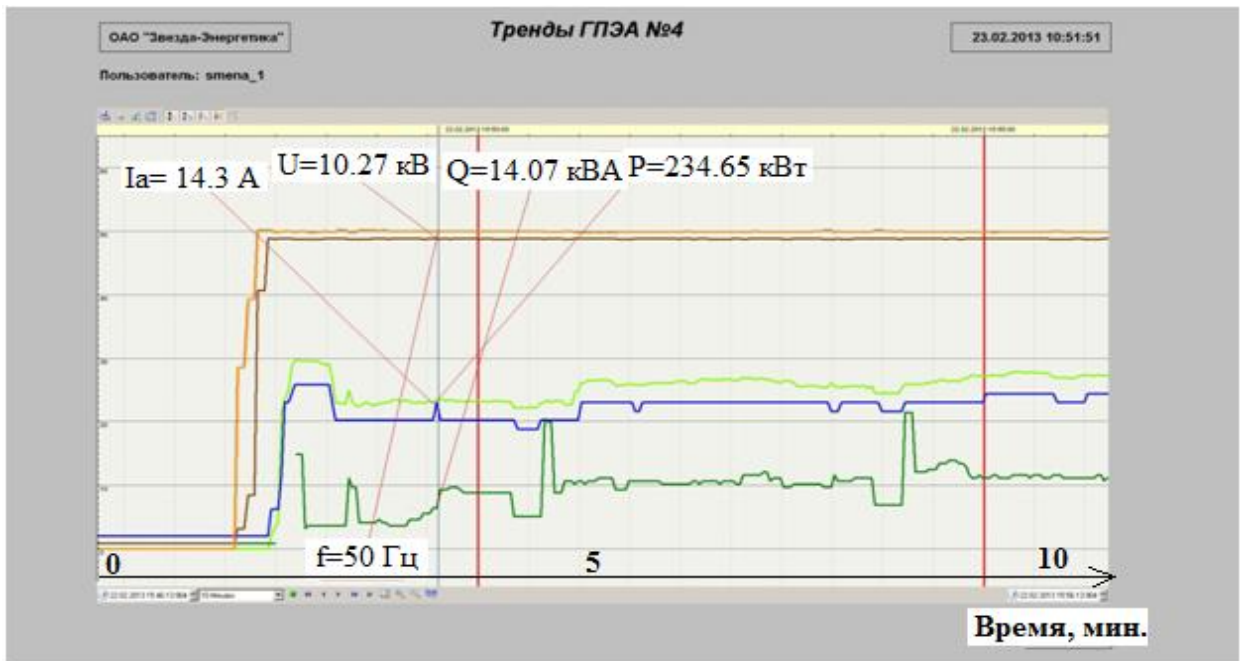


Рисунок 2.17 – Включение резервного энергоблока №4

Экспериментальная часть исследований на этом этапе закончена. Во всех проверенных режимах работы энергосистема выдержала все возмущения и отклонений от нормального режима работы не возникало.

2.5 Практические результаты работы

По результатам выполнения инженерно-технических, расчётных и экспериментальных работ были сформулированы предложения по уточнению требований и усовершенствованию основных технических решений от ООО «Газпром трансгаз Томск», внесенные в разработку СТО Газпром «Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом». В этих предложениях в основном затронуты области релейной защиты и автоматики, дополнительного оборудования для ЭСН, а также схемные решения для различных типов электростанций. Написано и внедрено рационализаторское предложение по изменению схемы электроснабжения ГКС «Сахалин, в котором предусматривается перевод работы на параллельную работу по стороне 0.4 кВ (приложение Г).

2.6 Выводы по второй главе

1. Для приведения системы электроснабжения в соответствие с требованиями нормативной документации и для обеспечения бесперебойности питания ответственных потребителей ГКС «Сахалин» предлагается искусственное создание схемы с двухсторонним питанием путём объединения генераторов разных секций электростанции на параллельную работу по стороне 0.4 кВ.

2. Расчётами по упрощённым схемам замещения предварительно установлено, что при объединении генераторов по стороне 0.4 кВ АЭЭС ГКС «Сахалин» будет работать с достаточными коэффициентами запаса по статической и динамической устойчивости даже в случае наибольшей «электрической удалённости» генераторов друг от друга. С уменьшением «электрической удалённости» коэффициенты запаса увеличиваются.

3. Натурные исследования показали, что предлагаемая схема АЭЭС ГКС «Сахалин» работоспособна при проведении основных эксплуатационных

коммутаций. При этом выполняются все требования, предъявляемые к процедурам проведения коммутационных переключений.

4. Для углубленного исследования переходных процессов и, в частности, вопросов устойчивости необходимо использовать уточнённые математические модели элементов АЭС ГКС. При этом наиболее точные математические модели требуются для исследований устойчивости «в малом». Возможности использования таких моделей доставляют современные всережимные моделирующие комплексы.

5. Для исследования устойчивости ЭЭС «в малом» с помощью всережимных моделирующих комплексов могут использоваться только частотные методы. Применительно к решаемой задаче необходимо выбрать метод (критерий) анализа и разработать методику его применения.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ «В МАЛОМ» ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО КРИТЕРИЮ НАЙКВИСТА

В настоящее время для анализа устойчивости «в малом» электроэнергетических систем используется, как правило, корневой анализ, а также алгебраические и частотные критерии устойчивости [51, 87-92]. Для решения задач синтеза систем автоматического управления ЭЭС наибольшее распространение получил метод D-разбиения. Эти критерии и метод D-разбиения требуют обязательной линеаризации исходной системы дифференциальных уравнений и построения, в той или иной форме, характеристического уравнения этой системы [93].

Начиная с середины 50-х годов, ведутся разработки алгоритмов и программ для ЭВМ расчетов колебательной устойчивости, которые в основном базируются на частотных методах и реализуют процедуру D-разбиения в плоскости двух параметров [92]. Здесь при разработке теоретических основ и программных реализаций следует отметить вклад ученых МЭИ (В.А. Веникова, И.В. Литкенс, В.А. Строева, Е.Д. Карасева), ЛПИ (О.В. Щербачева, Ю.П. Горюнова) и СибНИИЭ (Э.С. Лукашова, В.В. Бушуева) [93].

Метод D-разбиения широко используется в практических расчетах [94 – 96]. С его помощью исследователями выявлен ряд особенностей сильного регулирования возбуждения генераторов применительно к работе отдельных станций и совместного регулирования возбуждения сложных ЭЭС [84, 97].

Однако к 80-м годам были обнаружены и стали заметно проявляться качественные недостатки метода, ограничивающие его применение для сложных многомашинных ЭЭС, как для анализа устойчивости, так и синтеза настроек АРВ [93]. К таким качественным недостаткам можно отнести обязательную линеаризацию исходных уравнений энергосистемы, которая в сложных энергосистемах может быть довольно громоздкой, а порой даже невыполнимой. Кроме того, из-за длительного анализа отсутствует возможность оперативно производить необходимую оценку устойчивости сложной энергосистемы.

В 1932 году Найквист предложил новый частотный критерий устойчивости, впоследствии названный в его честь. Критерий Найквиста предназначается для исследования устойчивости замкнутых линейных систем [98, 99].

Данный метод не получил развития в задачах исследования устойчивости «в малом» ЭЭС несмотря на целый ряд преимуществ, таких как:

- возможность определения устойчивого состояния ЭЭС экспериментальным образом;
- возможность указания типа корректировки, необходимой для приведения неустойчивой системы в устойчивое состояние;
- простота оценки запаса устойчивости исследуемой ЭЭС;
- многостороннее развитие метода в ТАУ.

Очевидно, что достоинства критерия являются достаточным основанием для дальнейшего его изучения на предмет возможности более широкого использования в задачах исследования устойчивости «в малом» современных ЭЭС и, в частности, АЭЭС.

Однако с помощью критерия Найквиста зарубежными специалистами решались задачи в области устойчивости электроэнергетических систем. Группой датских ученых (Ch. Yoon, X. Wang, C. L. Bak, F. Blaabjerg) проведена работа по исследованию устойчивости работы инверторно-выпрямительных элементов в системах силовой электроники [125]. Исследованиями в области устойчивости высоковольтных систем постоянного тока занимались ученые S. Bodal норвежского университета науки и технологии [126], Y. Song и C. Breitholtz из шведского университета технологий Чалмерса [127]. Исследованиями частотных колебаний в системах с накопителями электроэнергии на основе суперконденсаторов с помощью критерия Найквиста занимались J. C. Neely, R.H. Byrne и др. [128].

Для привлечения критерия Найквиста к проведению исследований устойчивости «в малом» ЭЭС необходимо предварительно решить ряд задач, связанных с построением общей технологии исследований.

Первоочередными задачами, в этом плане, являются обоснование применимости критерия и доказательство того, что его можно использовать без предварительного составления линейной математической модели ЭЭС. Для этого, очевидно, необходимо рассмотреть некую ЭЭС, составить её исходную (нелинейную) математическую модель и получить частотный отклик данной системы на малое возмущение, подаваемое на её вход. Затем провести линеаризацию исходной системы дифференциальных уравнений и построить частотный отклик линеаризованной системы [100]. В случае их удовлетворительного совпадения можно утверждать, что частотные отклики, полученные по линеаризованной и по исходной математическим моделям системы – идентичны. Так как реальные системы являются замкнутыми, а в процедуре построения годографа Найквиста используются частотные характеристики разомкнутых систем, то необходимо разработать методику построения таких характеристик по исходной математической модели ЭЭС. Только после этого, в зависимости от полученных результатов, появится возможность перехода к детальной разработке технологий проведения расчётов, моделирования и к решению практических задач.

3.1 Средства моделирования для исследования устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС) по критерию Найквиста

Важность проблемы обеспечения колебательной устойчивости ЭЭС привела к разработке в энергетически развитых странах соответствующего программного обеспечения, включающегося составной частью в вычислительные комплексы широкого электротехнического и электроэнергетического назначения. К этому программному обеспечению можно отнести, например, пакеты программ EUROSTAG (Бельгия-Франция), SMAS3 (Испания), MASS и PEALS (Канада), SIMPOW (фирма ABB, Швеция), DYNSPACK (Австралия), RastrWin (Россия) и др. [73 – 77]. Эти средства являются эффективными инструментами анализа устойчивости ЭЭС, но в них не реализованы процедуры, обеспечивающие выбор

настроечных параметров регуляторов с целью поддержания и повышения колебательной устойчивости [92].

Широко известен в мировой практике специализированный цифровой программно-аппаратный комплекс реального времени для моделирования энергосистем RTDS (Real Time Digital Simulator) [67-69].

Заслуживают внимания и общетехнические цифровые средства моделирования типа Mathcad, Matlab и их приложения [101, 102].

Кроме цифровых средств моделирования разрабатываются и используются гибридные (цифро-аналого-физические) моделирующие комплексы, объединенные общим названием «всерезимные моделирующие комплексы реального времени (ВМК РВ) ЭЭС». Разработка таких комплексов проводится в Томском политехническом университете [70-72].

При оценке применимости средств моделирования ЭЭС к решению задач обеспечения устойчивости «в малом» на основе критерия Найквиста следует принимать во внимание такие качества, как точность используемых математических моделей и возможность получения режимных амплитудно-фазовых частотных характеристик объектов ЭЭС и ЭЭС в целом.

В цифровых ПВК используются, как правило, упрощенные математические модели элементов ЭЭС: электрические машины представляются упрощенными уравнениями Парка-Горева, для сетевых элементов используются упрощенные схемы замещения, математические модели FACTS-устройств соответствует задачам анализа установившихся режимов и динамических переходов ЭЭС. Поэтому вопрос о применимости цифровых ПВК для исследования устойчивости «в малом» следует рассматривать в каждом конкретном случае особенно внимательно.

Автоматизацию линеаризации исходных уравнений, используемых в цифровых ПВК, осуществить видимо можно, но пока неизвестно о попытках решения этой задачи.

К построению режимных частотных характеристик с помощью профессиональных цифровых ПВК особых затруднений не просматривается.

Требуемой полноте математического представления элементов, предназначенных для исследования устойчивости «в малом» ЭЭС, в наибольшей мере соответствуют универсальные пакеты предлагаемых программ Mathcad, Matlab и др., цифровые специализированные программно-аппаратные комплексы типа ВМК РВ ЭЭС.

Универсальные пакеты прикладных программ позволяют проводить исследования устойчивости «в малом» по исходным данным и по линеаризованным уравнениям ЭЭС. Однако автоматизированной процедуры линеаризации уравнений не существует. В отмеченных специализированных моделирующих системах возможности проведения исследований устойчивости ЭЭС по линеаризованным уравнениям не предусмотрены.

Технические задачи построения режимных частотных характеристик ЭЭС с помощью универсальных и специализированных моделирующих комплексов вполне разрешимы. Наибольший опыт построения таких характеристик представлен в работах ТПУ [93, 103] и МЭИ [68].

Основным препятствием для полномасштабного применения цифровых (универсальных и специализированных) моделирующих систем является ограничение по объему моделируемых ЭЭС. Это ограничение в значительной мере снимается при использовании специализированных гибридных и цифровых моделирующих систем типа ВМК РВ ЭЭС. Такие системы включают в себя полные гибридные модели элементов, объединяемые в требуемые структуры (схемы) моделирования ЭЭС.

3.2 Методика анализа устойчивости «в малом» по исходным уравнениям ЭЭС с использованием критерия Найквиста

3.2.1 Построение режимных амплитудно-фазовых частотных характеристик

3.2.1.1 Демонстрационная математическая модель ЭЭС

Для демонстрации применимости критерия Найквиста к исследованию устойчивости «в малом» выбрана одномашинная модель ЭЭС (рисунок 3.1),

синхронный генератор, оборудованный автоматическим регулятором возбуждения сильного действия (АРВ СД), выполненным соответственно структурной схеме, изображенной на рисунке 3.2 [104].

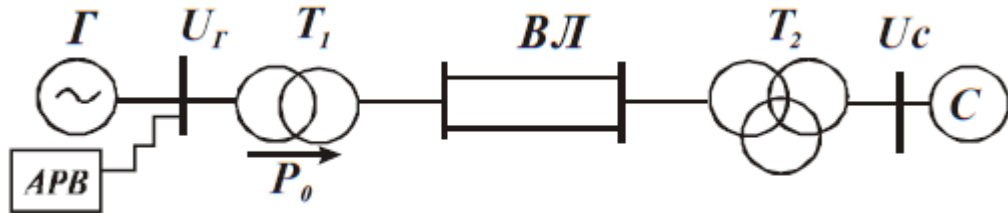


Рисунок 3.1 – Схема одномашиной модели энергосистемы

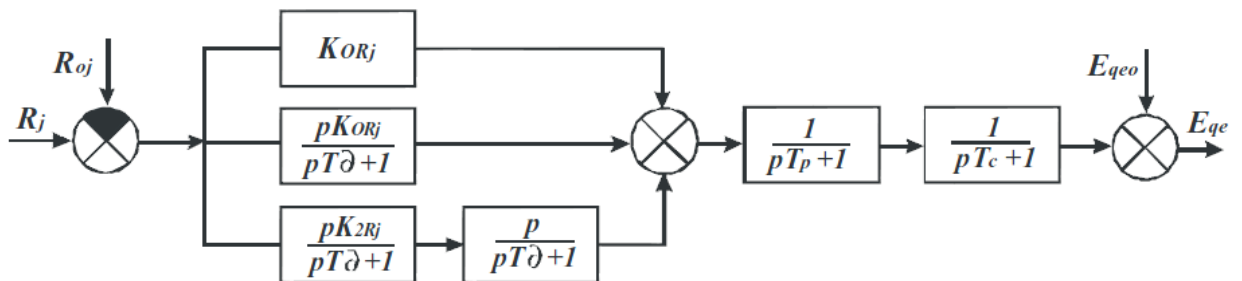


Рисунок 3.2 – Структурная схема АРВ СД

Математическое описание процессов в элементах модели энергосистемы представляется упрощенными уравнениями, приемлемыми для рассмотрения демонстрационных задач расчета устойчивости «в малом». На данном этапе моделирования требования к высокой точности моделирования не являются определяющим фактором, так как предметом исследования являются методические вопросы, а не практические задачи.

При исследовании устойчивости используется широкий спектр математических моделей генераторов: от самых простых, когда генератор описывается только уравнением движения ротора, до наиболее сложных - по уравнениям Парка - Горева. На данном этапе работы рассматривается модель средней сложности, удовлетворяющая условиям решаемой задачи. Далее предусматривается переход к уравнениям Парка - Горева в соответствии с планируемыми научно-техническими задачами - задачами настройки АРВ

современных генераторов в автономных энергосистемах и систем регулирования гибких устройств управления (управляемых шунтирующих реакторов, сверхпроводниковых накопителей электрической энергии, статических тиристорных компенсаторов реактивной мощности и др.).

Основные уравнения переходных процессов одномашинной модели ЭЭС (см. рисунки 3.1, 3.2) в операторной форме имеют вид [52, 104, 105]:

$$\frac{T_j}{\omega_c} p^2 \delta = P_T - P ; \quad (3.1)$$

$$E_q = E_{qe} + E_{qcv} ; \quad (3.2)$$

$$E_{qcv} = -T_{d0} p E_q ; \quad (3.3)$$

$$E_{qe} = E_{qe0} + \frac{1}{(pT_e + 1)(pT_p + 1)} \sum_j \left[K_{0Rj} + \frac{pK_{1Rj}}{pT_\sigma + 1} + \frac{p^2 K_{2Rj}}{(pT_\sigma + 1)^2} \right] (R_j - R_{0j}). \quad (3.4)$$

Здесь: 3.1 – уравнение движения ротора генератора; 3.2– уравнение синхронной ЭДС; 3.3 – уравнение свободной составляющей синхронной ЭДС, обусловленной магнитным потоком реакции статора; 3.4 – обобщенная (эквивалентная) передаточная функция АРВ СД.

В уравнениях (3.1 – 3.4) обозначено:

ω_c – угловая синхронная скорость, 1/с;

T_j – постоянная инерции турбины и ротора, с;

T_{d0} – постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора генератора, с;

T_e – постоянная времени возбудителя системы возбуждения, с;

T_p – постоянная времени регулятора (эквивалентная), с;

T_σ – постоянная времени дифференцирующего звена АРВ, с;

K_{0Rj} – коэффициент усиления АРВ по отклонению параметра R_j , ед.возб.

хх/ед R_j ;

K_{1R_j} – коэффициент усиления АРВ по первой производной

параметра R_j , ед. возб. хх*с/ед. R_j ;

K_{2R_j} – коэффициент усиления АРВ по второй производной параметра R_j ,

ед. возб. хх*с²/ед. R_j ;

P_T – мощность турбины, отн. ед.;

P – активная мощность генератора, отн. ед.;

E_q – синхронная ЭДС, отн. ед.;

E_{qe} – вынужденная составляющая синхронной ЭДС, обусловленная действием системы возбуждения, отн. ед.;

E_{qe0} – установочное значение вынужденной составляющей синхронной ЭДС, отн. ед.;

E_{qcv} – свободная составляющая синхронной ЭДС, обусловленная магнитным потоком реакции статора, отн. ед.;

E_q^l – поперечная составляющая переходной ЭДС, отн. ед.;

δ – угол вылета ротора генератора, рад.;

R_j – параметр регулирования, по которому осуществляется АРВ генератора, отн. ед.;

R_{0j} – установочное значение параметра регулирования, отн. ед.

Вывод уравнений (3.1-3.4) приведен в работах [52, 104]. Операторное выражение в правой части уравнения (3.4) является обобщенной (эквивалентной) передаточной функцией АРВ СД. Структурная схема АРВ СД по параметру R_j , соответствующая уравнению (3.4), приведена на рисунке 3.2. Суммирование по j требуется в тех случаях, когда АРВ воздействует на ток возбуждения в функции от нескольких параметров режима, что часто применяется в современных АРВ СД [104].

В расчетах в качестве примера приняты два параметра регулирования: модуль U_G вектора генераторного напряжения \underline{U}_G и частота f вращения ротора генератора. Технические характеристики элементов системы, используемой для расчета, приведены в приложении Д.

Расчеты выполнены в относительных единицах при следующих базисных условиях [106, 107]:

$$U_b = U_c = 115 \text{ кВ};$$

$$S_b = 1000 \text{ МВА}.$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов учтены по средненоминальным напряжениям.

3.2.1.2 Процедура численного построения амплитудно-фазовых частотных характеристик (АФЧХ) по исходной математической модели ЭЭС как замкнутой системы

Процедуру численного построения АФЧХ ЭЭС по исходной математической модели в общем случае составляют следующие действия:

- численное решение нормальной системы дифференциальных уравнений при гармоническом возмущении входного режимного параметра и фиксации изменений выходного режимного параметра;
- определение амплитуды и фазы вектора АФЧХ при изменении, в актуальном диапазоне, частоты;
- графическое построение, если требуется АФЧХ.

Выполним преобразования исходной системы (3.1-3.4), чтобы представить её в удобной для численного интегрирования нормальной форме. При этом с целью упрощения не будем учитывать свободную составляющую синхронной ЭДС. Такое упрощение несколько снизит сложность исходной математической модели, однако она (сложность) останется достаточной для решения поставленной демонстрационной задачи.

При принятых начальных условиях (приложение Е) система дифференциальных уравнений (3.1 – 3.4) в нормальной форме приобретает вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} p\delta = V; \\ pV = 4,335 - 2,36(E + 1,92)\sin\delta; \\ pE = x_e; \\ pU = \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}}; \\ px_e = 1,37K_{1U} \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}} + \\ + 5[K_{0f}V + K_{0U}U + K_{1f}(8,37 - 6,29(E + 1,92)\sin\delta) - 2,1x_e - E]; \end{array} \right. \quad (3.5)$$

где $U = 1 - 0,19\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}$;

$U = U_{Г0} - U_{Г}$;

$E = E_q - E_{qe0}$;

$V = f - f_0$;

$x_e = \frac{dE}{dt} = pE$;

$U_{Г0}$ – установочное значение генераторного напряжения, отн. ед.;

$U_{Г}$ – напряжение генератора, отн. ед.;

V – скорость изменения углового положения ротора генератора (угла вылета ротора генератора), отн. ед.;

x_e – скорость изменения отклонения синхронной ЭДС от установочного значения вынужденной составляющей синхронной ЭДС, отн. ед.;

K_{1f} , K_{0f} , K_{1U} , K_{0U} – коэффициенты усиления АРВ СД по отклонениям частоты, напряжения и по их первым производным.

Подробный вывод системы (3.5) приведён в приложении Е.

Перед началом экспериментального исследования полученной системы дифференциальных уравнений (3.5) убедимся в корректности расчета начальных условий. С этой целью выполним численное интегрирование системы (3.5) при заданных начальных условиях. Их значения будут достоверны, в случае если не появятся отклонения с течением времени. Соответственно на графиках должны быть получены линейные зависимости, параллельные оси абсцисс (для параметра δ), либо лежащие на ней (параметры E , V , x_e , U).

На рисунке 3.3 такие графики показаны для следующих начальных значений параметров (приложение Ж):

$$E=0; \delta=1,32 \text{ отн. ед.}; U=0; x_e=0; V=0.$$

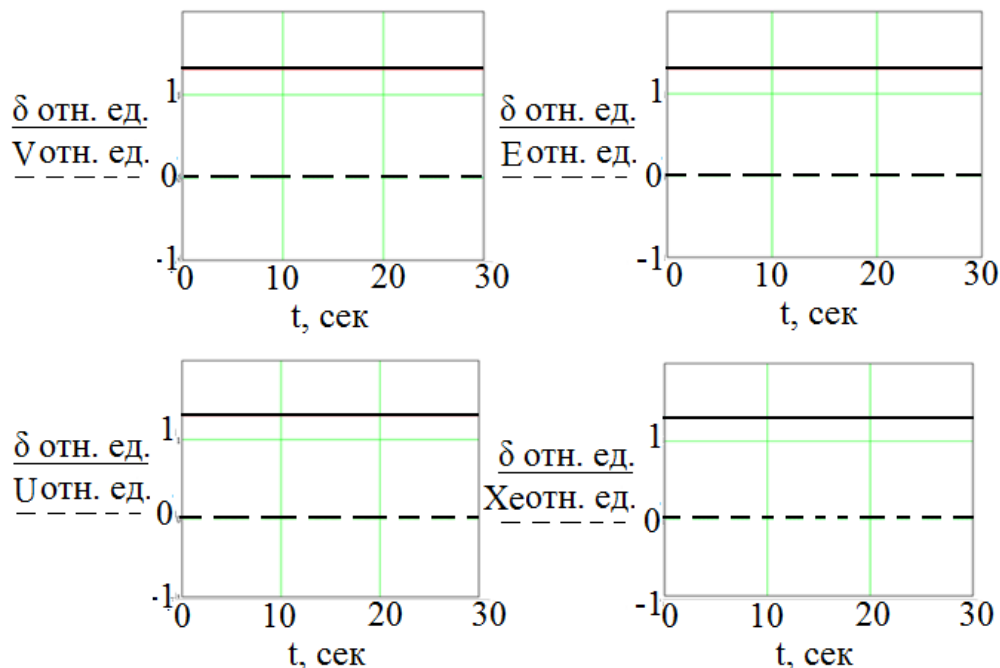


Рисунок 3.3 – Проверка достоверности начальных условий

Из рисунка 3.3 видно, что ни один из исследуемых параметров не получает отклонения от приведенных выше значений, что свидетельствует о сбалансированности системы (3.5) в исходном установившемся режиме.

Для иллюстрации процедуры численного построения АФЧХ по исходной системе дифференциальных уравнений рассмотрим несколько условных исследовательских задач, связанных с анализом устойчивости «в малом» ЭЭС. Во всех случаях входной сигнал будет формироваться в виде гармонического возмущения мощности турбины с постоянной амплитудой и переменной частотой. В качестве отклика (выходного сигнала) будем рассматривать получаемую переменную добавку к углу вылета ротора генератора.

Очевидно, что выходной сигнал не будет строго гармоническим, поскольку является результатом преобразования входного гармонического сигнала нелинейной системой. Однако при достаточно малой амплитуде входного сигнала можно ожидать, что выходной сигнал будет близок к гармоническому. Назовем его, для краткости, псевдогармоническим сигналом.

Принятое входное воздействие – добавление гармонической составляющей к мощности турбины – является внешним по отношению к модели ЭЭС в целом, в то время как выходное псевдогармоническое приращение угла вылета ротора является внутренним параметром модели. При таком выборе параметров в качестве входного и выходного сигналов математическая модель ЭЭС выступает как замкнутая псевдолинейная система регулирования. Уровень соответствия этой системы линейной (линеаризованной) системе можно оценить путем сравнения их частотных характеристик.

Как известно, выходной сигнал линейной системы отличается по амплитуде и фазе от входного сигнала. При этом при фиксированной частоте и переменной амплитуде входного сигнала форма выходного сигнала остается неизменной. Для нелинейной системы, в частности, для исходной математической модели ЭЭС поведение выходного сигнала может быть другим. Если ЭЭС находится вблизи от границы устойчивости, то внешнее воздействие может привести к синхронным качаниям ротора генератора, что найдет свое отражение на сильной зависимости формы выходного сигнала от амплитуды входного сигнала. При устойчивой системе такое влияние будет слабее, однако оно будет возрастать по мере увеличения амплитуды входного сигнала. Возможность проявления этого фактора, очевидно, окажет влияние на выбор амплитуды входного сигнала.

С целью установления наличия отмеченного фактора выполнен вычислительный эксперимент для случая, когда коэффициенты усиления АРВ СД обнулены, а исследуемый режим ЭЭС находится недалеко от апериодического предела статической устойчивости.

Расчет выполнен методом Рунге-Кутты четвертого порядка с использованием математического пакета ODE [131]. Графическое изображение входного и выходного сигналов показано на рисунке 3.4.

В этом эксперименте на вход системы подается периодический сигнал, амплитуда которого составляет десять процентов от величины $P_{Г0}$, частота составляет половину герца:

$P_{Г0} = 0,34$ отн. ед.;

Сигнал ΔP имеет вид: $\Delta P = 0,034 \sin(3,14t)$.

Система (3.5) записывается как:

$$\left\{ \begin{array}{l} p\delta = V; \\ pV = 4,335 - 2,26(E + 1,92)\sin\delta + 0,034\sin(3,14t); \\ pE = x_e; \\ pU = \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}}; \\ px_e = 5[1,47K_{1U} \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{5,38\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}} + \\ + K_{0f}V + K_{0U}U + 24,62K_{1f}(0,34 - \frac{(E + 1,92)}{3,91}\sin\delta) - 2,1x_e - E]; \end{array} \right.$$

где $U = 1 - 0,19\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}$.

$K_{1f} = K_{0f} = 10$; $K_{1U} = 30$, $K_{0U} = 140$;

K_{1f} , K_{0f} , K_{1U} , K_{0U} – коэффициенты усиления АРВ СД в данном эксперименте приняты равными нулю.

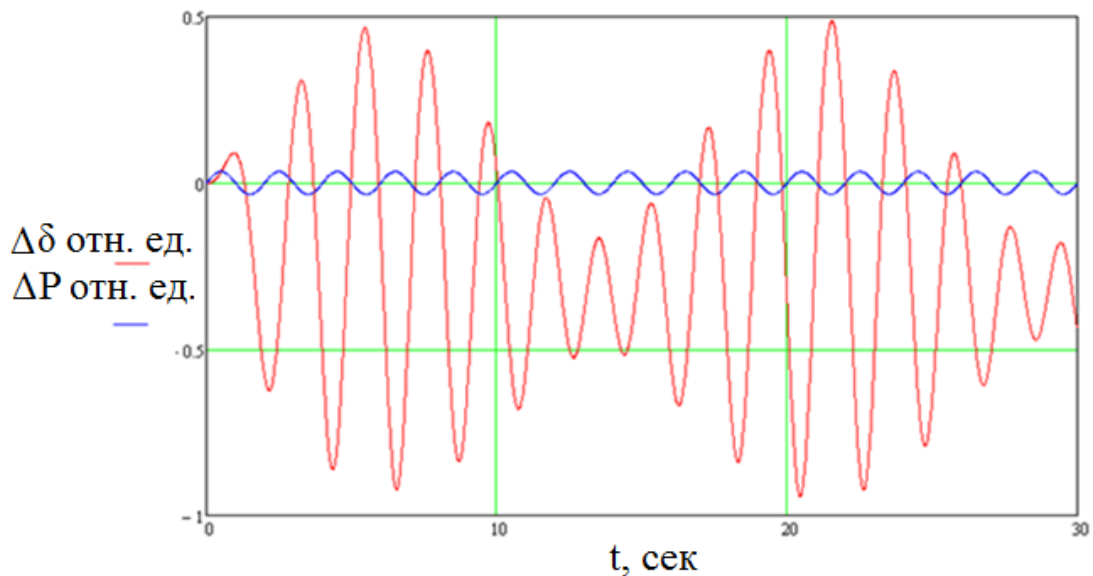


Рисунок 3.4 – Входной и выходной сигналы при малом гармоническом воздействии на систему (3.5) вблизи предела устойчивости

Как видно из рисунка 3.4, нелинейность объекта существенно отразилась на форме выходного сигнала. Появились возмущения, обусловленные, предположительно, синхронными качениями ротора генератора, а также

наблюдается значительное количественное различие амплитуды, определяемой в положительных и отрицательных полупериодах сигнала. Последнее обусловлено, предположительно, высокой степенью нелинейности в верхней части угловой характеристики генератора.

Из эксперимента следует, что выбор амплитуды входного сигнала применительно к параметрам рассматриваемых режимов необходимо обосновывать в каждом конкретном случае.

3.2.1.3 Сравнение режимных АФЧХ, построенных по линеаризованной и исходной математическим моделям ЭЭС

С целью оценки точности построения режимных АФЧХ по исходной модели и, соответственно, допустимости их использования для анализа устойчивости «в малом» выполнены расчеты АФЧХ по исходной и линеаризованной моделям ЭЭС. Расчеты выполнены при следующих значениях коэффициентов АРВ СД генератора:

$$K_{1f} = K_{0f} = 10; K_{1U} = 30, K_{0U} = 140.$$

Общие условия построения АФЧХ и реализация их в рассматриваемом примере заключается в следующем. На вход объекта подается синусоидальный сигнал переменной частоты ω и постоянной амплитуды. В качестве входного сигнала выступает малое приращение $\Delta P(t, \omega)$ дополнительно к мощности турбины $P_{Г0}$, выходным сигналом является приращение $\Delta \delta(t, \omega)$ угла вылета ротора генератора δ .

Практическая реализация расчётов заключается в следующем.

В первом уравнении системы (3.5), к правой части прикладывается малое гармоническое возмущение $\Delta P(t, \omega)$, составляющее по амплитуде три процента от заданной величины мощности турбины $P_{Г0}=0,34$ отн. ед., а именно:

$$pV = 4,335 - 2,26(E + 1,92)\sin\delta + 0,13005\sin(\omega t);$$

Система (3.5) принимает вид:

$$\begin{cases}
 p\delta = V; \\
 pV = 4,335 - 2,26(E + 1,92)\sin\delta + 0,13005\sin(\omega t); \\
 pE = x_e; \\
 pU = \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}}; \\
 px_e = 5[1,47K_{1U} \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{5,38\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}} + \\
 + K_{0f} V + K_{0U} U + 24,62K_{1f} (0,34 - \frac{(E + 1,92)}{3,91}\sin\delta) - 2,1x_e - E];
 \end{cases} \quad (3.6)$$

где $U = 1 - 0,19\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}$.

$K_{1f} = K_{0f} = 10$; $K_{1U} = 30$, $K_{0U} = 140$.

Операции по расчету АФЧХ выполняются в следующей последовательности:

- при конкретном значении частоты входного сигнала вычисляется функция выходного сигнала;
- на стабильном участке функции измеряется амплитуда выходного сигнала и сдвиг его по фазе относительно входного сигнала;
- определяется отношение амплитуды выходного установившегося сигнала к амплитуде входного сигнала, то есть модуль вектора частотной характеристики при конкретном значении частоты ω .

Сдвиг по фазе выходного сигнала является аргументом вектора АФЧХ. Модуль и аргумент вектора при конкретном значении частоты входного сигнала определяют точку годографа АФЧХ.

Совместное изображение синхронизированных функций входного и выходного сигналов показано на рисунке 3.5. Из рисунка видно, что переход к установившемуся режиму, характеризуемому постоянными значениями амплитуды и фазового сдвига выходного сигнала происходит приблизительно через 10 периодов. Это связано с характером переходного процесса и погрешностями округления, допустимыми для проведения подобных расчетов.

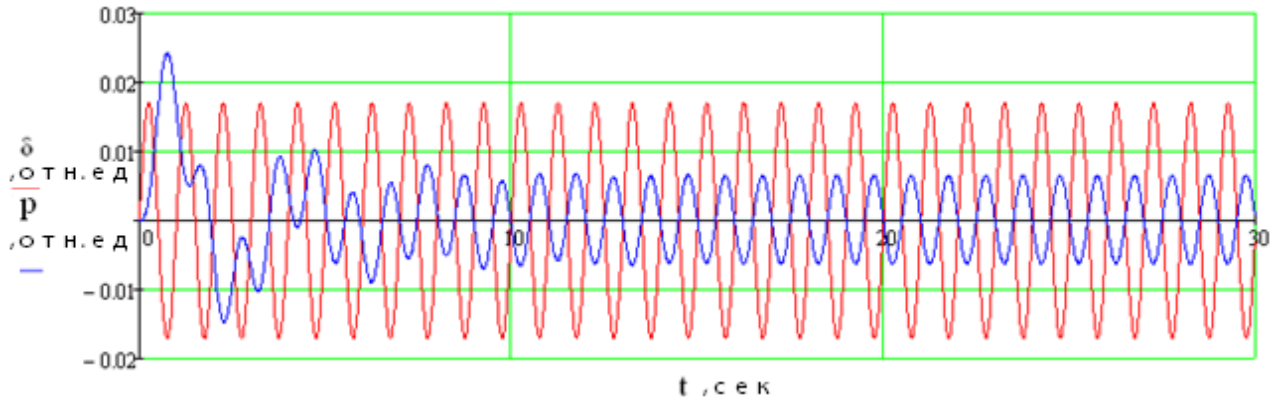


Рисунок 3.5 – Подача на генератор возмущения, составляющего 3% от расчетного значения $P_{Г0}$

Посредством расчета по данному алгоритму значений для частоты в заданных пределах определяется актуальный участок АФЧХ ЭЭС. Пример построения АФЧХ показан на рисунке 3.6.

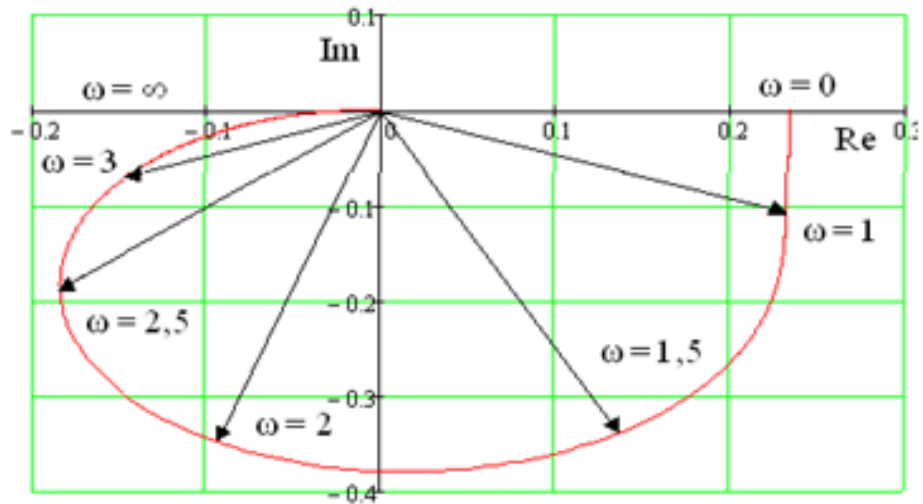


Рисунок 3.6 – АФЧХ модели (3.6) ЭЭС, ω – Гц.

Как показали вычислительные эксперименты, АФЧХ одномашинной модели ЭЭС укладываются в диапазоне изменения частоты ω от 0,02 до 5 Гц (см. рисунок 3.6), что соответствует диапазону частот протекания электромеханических переходных процессов [84].

Чтобы подтвердить приемлемость использования исходных уравнений для анализа устойчивости «в малом» проведем линеаризацию уравнений (3.5) и сравним полученный частотный отклик с частотным откликом, показанным на рисунке 3.6.

В результате линеаризации система уравнений (3.5) порождает линейную систему вида:

$$\begin{cases} p\Delta V = -2,2823\Delta E - 1,209\Delta\delta; \\ p\Delta\delta = \Delta V; \\ p\Delta U = -0,195\Delta x_e + 0,682\Delta V; \\ p\Delta E = \Delta x_e; \\ p\Delta x_e = -39,819\Delta x_e + 152,446\Delta V - 142,389\Delta E + 191,288\Delta\delta. \end{cases} \quad (3.7)$$

Для построения передаточной функции замкнутой системы зададим внешнее возмущение в виде приращения активной мощности ΔP_T турбины в правой части первого уравнения системы и запишем эту систему в развернутой матричной форме:

$$\begin{bmatrix} -p & -1,209 & 0 & -2,282 & 0 \\ 1 & -p & 0 & 0 & 0 \\ 0,682 & 0 & -p & 0 & -0,195 \\ 0 & 0 & 0 & -p & 1 \\ 152,446 & 191,288 & 0 & -142,389 & -39,819-p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta\delta \\ \Delta U_\Gamma \\ \Delta E_q \\ \Delta x_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\Delta P_T \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Примем отклонение угла $\Delta\delta$ в качестве выходного параметра и определим его по известному правилу Крамера. В результате получим:

$$\Delta\delta = \frac{\Delta_2}{\Delta}, \quad (3.8)$$

где:

$$\Delta = \begin{vmatrix} -p & -1,209 & 0 & -2,282 & 0 \\ 1 & -p & 0 & 0 & 0 \\ 0,682 & 0 & -p & 0 & -0,195 \\ 0 & 0 & 0 & -p & 1 \\ 152,446 & 191,288 & 0 & -142,389 & -39,819-p \end{vmatrix};$$

$$\Delta = -p^5 - 39,819p^4 - 143,598p^3 - 396,078p^2 - 608,754p;$$

$$\Delta_2 = -\Delta P_T \begin{vmatrix} -p & 0 & -0,195 \\ 0 & -p & 1 \\ 0 & -142,389 & -39,819-p \end{vmatrix} = -\Delta P_T (-p^3 - 39,819p^2 - 142,89p).$$

В развернутой форме выражение (3.8) имеет вид:

$$\Delta\delta = -\frac{p^2 + 39,819p + 142,389}{p^4 + 39,819p^3 + 143,598p^2 + 396,078p + 608,754} \cdot \Delta P_T.$$

Так как в данном случае

$$\frac{\Delta\delta}{\Delta P_T} = -W_3(p),$$

то полученная передаточная функция замкнутой системы имеет вид:

$$W_3(p) = \frac{p^2 + 39,819p + 142,389}{p^4 + 39,819p^3 + 143,598p^2 + 396,078p + 608,754}. \quad (3.9)$$

При замене оператора p выражением $p=j\omega$ получаем комплексный коэффициент усиления как функцию от частоты входного параметра:

$$W_3(j\omega) = \frac{-\omega^2 + 142,389 + 39,819j\omega}{\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2 - j(39,819\omega^3 - 396,078\omega)}.$$

В графической форме эта функция называется АФЧХ.

Посредством умножения числителя и знаменателя на комплексно-сопряженное выражение знаменателя выделим, для упрощения расчетов, вещественную и мнимую части комплексного коэффициента усиления:

$$\begin{aligned} W_3(j\omega) &= \frac{-\omega^2 + 142,389 + 39,819j\omega}{(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2) - j(39,819\omega^3 - 396,078\omega)} * \\ &* \frac{(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2) + j(39,819\omega^3 - 396,078\omega)}{(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2) + j(39,819\omega^3 - 396,078\omega)}; \\ W_3(j\omega) &= \frac{(-\omega^2 + 142,389)(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2) - 39,819(39,819\omega^4 - 396,078\omega^2)}{(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2)^2 + (39,819\omega^3 - 396,078\omega)^2} + \\ &+ j \frac{(39,819\omega^3 - 396,078\omega)(-\omega^2 + 142,389) + 39,819(39,819\omega^5 + 608,754\omega - 143,598\omega^3)}{(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2)^2 + (39,819\omega^3 - 396,078\omega)^2}. \end{aligned}$$

Поскольку

$$W(j\omega) = P(\omega) + jQ(\omega),$$

то

$$P(\omega) = \frac{(-\omega^2 + 142,389)(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2) - 39,819(39,819\omega^4 - 396,078\omega^2)}{(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2)^2 + (39,819\omega^3 - 396,078\omega)^2};$$

$$Q(\omega) = \frac{(39,819\omega^3 - 396,078\omega)(-\omega^2 + 142,389) + 39,819(\omega^5 + 608,754\omega - 143,598\omega^3)}{(\omega^4 + 608,754 - 143,598\omega^2)^2 + (39,819\omega^3 - 396,078\omega)^2}.$$

АФЧХ, построенные по этим выражениям, представлены на рисунке 3.7.

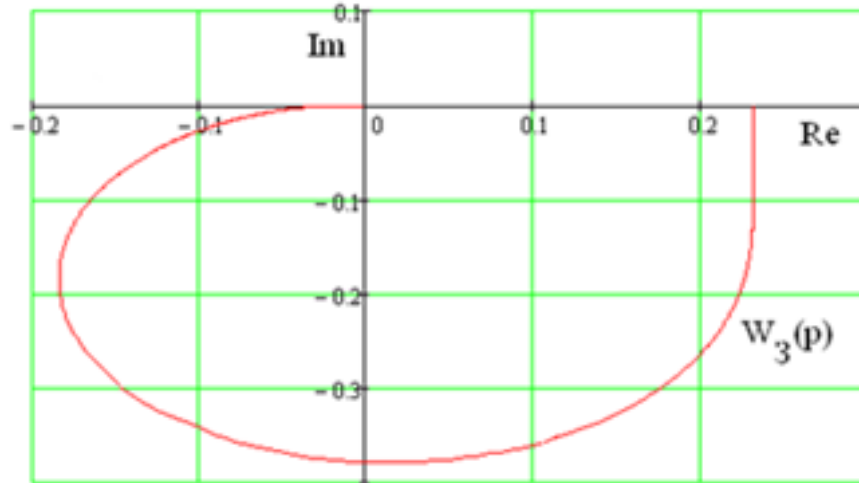


Рисунок 3.7 – АФЧХ модели (3.7) ЭЭС, ω – Гц

Теперь можно провести сравнение АФЧХ, построенных по нелинеаризованной (3.6) и линеаризованной (3.7) системам дифференциальных уравнений [103].

Количественные показатели АФЧХ для ряда частот представлены в таблице 3.1.

Как следует из таблицы 3.1, погрешности построения режимных АФЧХ по исходным уравнениям находятся в пределах одного процента по амплитуде (столбец 4) и одного электрического градуса (эл. град.) по фазе (столбец 7), что позволяет сделать вывод о принципиальной их применимости при анализах колебательной устойчивости ЭЭС. Такие характеристики могут быть получены также экспериментально с использованием физических моделей или гибридных моделирующих комплексов, что позволит более широко внедрить в практику исследования колебательной устойчивости ЭЭС эффективные частотные методы.

Таблица 3.1. Количественные показатели АФЧХ, построенных по исходным и линеаризованным уравнениям

1	2	3	4	5	6	7
Частота, Гц	Амплитуда сигнала линеаризованной системы, отн. ед.	Амплитуда сигнала исходной системы, отн. ед.	Модуль отклонения амплитуд исходной и линеаризованной систем, отн. ед.	Фазовый сдвиг сигнала линеаризованной системы, эл. град.	Фазовый сдвиг сигнала исходной системы, эл. град.	Модуль отклонения фазовых сдвигов исходной и линеаризованной систем, эл. град.
1	2	3	4	5	6	7
0	0,234	0,23517	0,001170	0	0	0
1	0,254	0,25463	0,000663	24,9360	24,69600	0,2400
1,5	0,362	0,36560	0,003600	50,3890	49,88900	0,5000
2	0,367	0,36773	0,000734	131,3880	132,1338	0,7458

Вопросы об уровне входных сигналов, необходимости обработки выходных сигналов и построении технологии проведения экспериментов должны, очевидно, дополнительно рассматриваться применительно к конкретным задачам и средствам моделирования.

3.2.2 Применение критерия Найквиста

Известный в теории автоматического регулирования операторный способ записи дифференциальных уравнений широко используется в электротехнике и электроэнергетике. При использовании операторного способа легко исключаются промежуточные переменные и устанавливаются операторные соотношения между операторными изображениями входных и выходных переменных параметров сигналов устройств, как правило, в виде передаточных функций [108-111].

В общем случае связь между операторными изображениями входной $x(p)$ и выходной $y(p)$ переменными определяется операторным уравнением [111]

$$y = W(p)x,$$

где $W(p)$ – передаточная функция; p – независимая переменная (оператор) функций в области операторных изображений.

При решении вопросов устойчивости по Найквисту используются передаточные функции замкнутой (с единичной обратной связью) и разомкнутой систем. При этом под замкнутой понимается система, в обратной связи которой производится только инвертирование сигнала. В соответствующей разомкнутой системе эта обратная связь отключена [104].

Критерий Найквиста связывает устойчивость замкнутой системы с поведением годографа амплитудно-фазовой частотной характеристики разомкнутой системы [106]. При изменении частоты от 0 до ∞ годограф АФЧХ устойчивой замкнутой системы (при устойчивой разомкнутой системе) не должен «охватывать» точку $(-1; j_0)$. Обоснование критерия Найквиста осуществляется с помощью двукратного применения критерия Михайлова: один раз – к разомкнутой системе (устойчивой или неустойчивой), другой раз – к замкнутой системе (только устойчивой) [112].

Пусть $W_p(p)$ – передаточная функция разомкнутой системы:

$$W_p(p) = \frac{M(p)}{D_p(p)}.$$

$M(p)$, $D_p(p)$ – соответственно, входной и собственный дифференциальные операторы.

Передаточная функция замкнутой системы имеет вид:

$$W_3(p) = \frac{W_p(p)}{1 + W_p(p)} = \frac{M(p)}{D(p)} = \frac{M(p)}{M(p) + D_p(p)}, \quad (3.10)$$

Где $D(p)$ является собственным дифференциальным оператором замкнутой системы. Дифференциальные операторы $D_p(p)$ и $D(p)$ являются одновременно характеристическими полиномами разомкнутой и замкнутой систем.

Рассмотрим функцию

$$1 + W_p(p) = 1 + \frac{M(p)}{D_p(p)} = \frac{M(p) + D_p(p)}{D_p(p)} = \frac{D(p)}{D_p(p)}. \quad (3.11)$$

Функция $1+W_p(p)$ является отношением характеристических полиномов замкнутой и разомкнутой систем, имеющих степень n . Соответственно приращение аргумента вектора-годографа $1+W_p(j\omega)$ при изменении частоты ω определяется по выражению

$$\Delta \arg[1 + W_p(j\omega)] = \Delta \arg D(j\omega) - \Delta \arg D_p(j\omega), \quad (3.12)$$

то есть определяется как разность приращений аргументов кривых Михайлова для замкнутой и разомкнутой систем [111].

Приращение аргумента кривой Михайлова устойчивой замкнутой системы однозначно определяется как

$$\Delta \arg D(j\omega) = 0,5\pi n, \text{ при } 0 \leq \omega < \infty.$$

Приращение аргумента кривой Михайлова разомкнутой системы определяется ее состоянием (устойчива, неустойчива) и числом m корней характеристического уравнения $D_p(p) = 0$ в правой полуплоскости плоскости корней для неустойчивого состояния. Следовательно, зная состояние разомкнутой системы и применяя правило аргумента для кривой Михайлова замкнутой и разомкнутой систем, по уравнению (3.12) можно определить устойчивость замкнутой системы [111].

Возможны два случая:

1) Разомкнутая система устойчива. Тогда $\Delta \arg D_p(j\omega) = 0,5\pi n$, при $0 \leq \omega < \infty$.

Правая часть (3.3) при устойчивой замкнутой системе превращается в нуль:

$$\Delta \arg D(j\omega) - \Delta \arg D_p(j\omega) = 0,5\pi - 0,5\pi = 0, \text{ при } 0 \leq \omega < \infty.$$

В этом случае необходимое и достаточное условие устойчивости замкнутой системы – критерий Найквиста – запишется как

$$\Delta \arg[1 + W_p(j\omega)] = 0. \quad (3.13)$$

Если это условие не выполняется, то замкнутая система неустойчива [111].

Допустим, что годограф характеристического вектора $W_p(j\omega)$ построен. Тогда, чтобы получить АФЧХ функции $[1 + W_p(j\omega)]$, достаточно перенести начало мнимой координатной оси Im в точку с координатами $(-1, j_0)$ и относительно этой точки оценивать приращение аргумента рассматриваемой функции. В случае устойчивой разомкнутой системы критерий Найквиста можно сформулировать

так: для устойчивости замкнутой системы необходимо и достаточно, чтобы АФЧХ устойчивой разомкнутой системы $W_p(j\omega)$ не охватывала точку $(-1, j_0)$.

2) Разомкнутая система неустойчива, причем ее характеристическое уравнение из n корней имеет m корней в правой полуплоскости. Тогда согласно правилу аргумента $\Delta \arg D_p(j\omega) = 0,5\pi(n-2m)$ и правая часть уравнения (3.12) при устойчивости замкнутой системы равна [111]:

$$\Delta \arg D(j\omega) - \Delta \arg D_p(j\omega) = 0,5\pi - 0,5\pi(n-2m) = m\pi, \text{ при } 0 \leq \omega < \infty$$

В этом случае необходимое и достаточное условие устойчивости – критерий Найквиста – запишется как

$$\Delta \arg[1 + W_p(j\omega)] = m\pi. \quad (3.14)$$

Если это условие не выполняется, то замкнутая система неустойчива [104].

Для устойчивости замкнутой системы необходимо и достаточно чтобы АФЧХ неустойчивой разомкнутой системы $W_p(j\omega)$ охватывала $0,5m$ раз точку $(-1, j_0)$ в положительном направлении, где m – число корней характеристического уравнения $D_p(p) = 0$ разомкнутой системы в правой полуплоскости на плоскости корней [106].

Принципиально важные вопросы применения критерия Найквиста к исследованию устойчивости «в малом» рассмотрим на примере линеаризованной системы уравнений (3.7) и соответствующей ей передаточной функции замкнутой системы (3.9).

Из (3.10) следует, что передаточная функция разомкнутой системы может быть определена через передаточную функцию замкнутой системы по выражению:

$$W_p(p) = \frac{W_3(p)}{1 - W_3(p)}.$$

Соответственно для рассматриваемого примера передаточную функцию разомкнутой системы получим в виде:

$$W_p(p) = \frac{p^2 + 39,819p + 142,389}{p^4 + 39,819p^3 + 142,598p^2 + 356,259p + 466,365}. \quad (3.15)$$

Построение АФЧХ разомкнутой системы по передаточной функции (3.15) выполнено в программном пакете MathCAD и, для повышения достоверности, в программном пакете VisSim.

При моделировании в пакете MathCAD передаточная функция (3.15) преобразована в комплексный коэффициент усиления посредством замены $p=j\omega$:

$$W_p(j\omega) = \frac{-\omega^2 + 142,389 + 39,819j\omega}{\omega^4 - 142,598\omega^2 + 466,365 + 356,259j\omega - 39,819j\omega^3}$$

В результате выделения вещественной и мнимой частей коэффициента усиления получено

$$W_p(j\omega) = P(\omega) + jQ(\omega);$$

$$P(\omega) = \frac{(-\omega^2 + 142,389)(\omega^4 - 142,598\omega^2 + 466,365) + 39,819\omega(356,259\omega - 39,819\omega^3)}{(\omega^4 - 142,598\omega^2 + 466,365)^2 + (356,259\omega - 39,819\omega^3)^2};$$

$$Q(\omega) = \frac{39,819\omega(\omega^4 - 142,598\omega^2 + 466,365) - (-\omega^2 + 142,389)(356,259\omega - 39,819\omega^3)}{(\omega^4 - 142,598\omega^2 + 466,365)^2 + (356,259\omega - 39,819\omega^3)^2}.$$

Моделирование выполнено в следующем порядке:

- записаны выражения $P(\omega)$ и $Q(\omega)$ комплексного коэффициента усиления;
- задан диапазон изменения частот;
- задан вывод АФЧХ на график в декартовой системе координат.

Результат расчета представлен на рисунке 3.8.

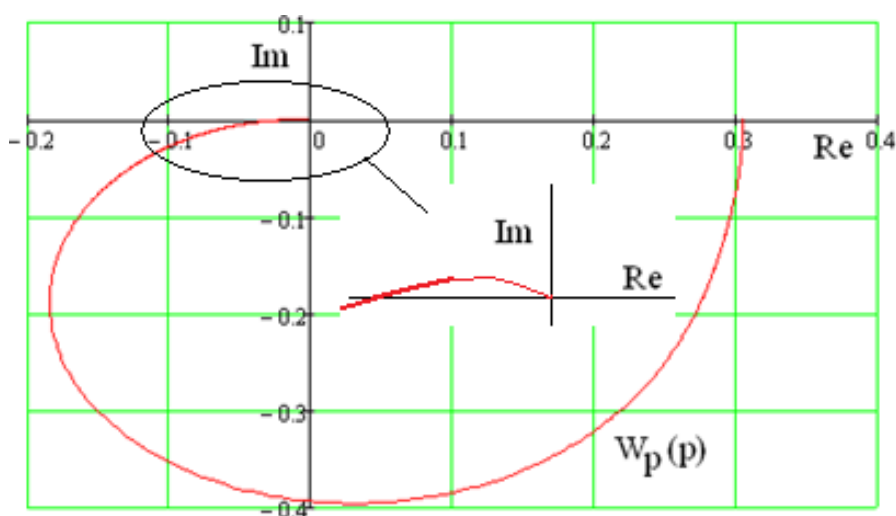


Рисунок 3.8 – АФЧХ разомкнутой системы, построенная с помощью пакета MathCAD

Моделирование в пакете VisSim привело к аналогичным результатам, что подтверждает правильность построения АФЧХ разомкнутой системы [103].

Как следует из рисунка 3.8, согласно критерию Найквиста режимная АФЧХ соответствует устойчивому состоянию ЭЭС. С целью контроля правильности этого вывода выполнен расчет устойчивости «в малом» по критерию Михайлова. Для этого характеристический полином (3.9) замкнутой системы посредством замены $p=j\omega$ преобразован в характеристический вектор $D(j\omega)$, по которому построена характеристическая кривая (годограф) Михайлова (рисунок 3.9).

Видно, что годограф удовлетворяет всем условиям устойчивости ЭЭС, что соответствует такому же выводу, полученному при анализе устойчивости этой ЭЭС по критерию Найквиста. В первом приближении этим подтверждается корректность применения критерия Найквиста к анализу устойчивости «в малом» ЭЭС по режимным частотным характеристикам.

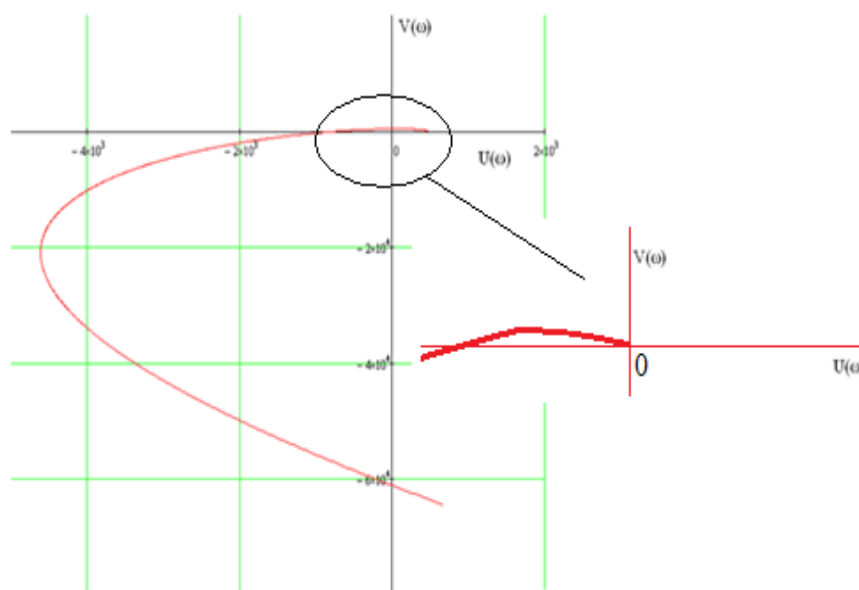


Рисунок 3.9 – Годограф Михайлова

Процедура анализа устойчивости «в малом» с использованием критерия Найквиста по исходной системе уравнений ЭЭС отличается тем, что отсутствуют такие промежуточные операции, как линеаризация уравнений и построение передаточных функций. Исходной информацией для построения АФЧХ разомкнутой системы является АФЧХ замкнутой системы, которую, как показано выше, можно получить с помощью достаточно широкого круга моделирующих

систем. Переход к АФЧХ разомкнутой системы осуществляется по выражению, используемому для передаточных функций при подстановке $p=j\omega$:

$$W_p(j\omega) = \frac{W_3(j\omega)}{1 - W_3(j\omega)}. \quad (3.16)$$

Поскольку АФЧХ $W_3(j\omega)$ в данном случае может быть представлена либо таблично, либо графически, то АФЧХ $W_p(j\omega)$ может быть получена по (3.16) только расчетным путем.

Все процессы, связанные с применением критерия Найквиста к исходной системе уравнений ЭЭС, будут осуществлены и показаны в следующей главе применительно к исследованию устойчивости «в малом» автономных ЭЭС газокompрессорных станций.

3.3 Выводы по третьей главе

Результаты выполненных численных экспериментов указывают на целесообразность применения критерия Найквиста к исследованию устойчивости «в малом» электроэнергетических систем.

Применимость критерия Найквиста к решению задач, связанных с оценкой устойчивости ЭЭС по режимным частотным характеристикам, подтверждена сравнением результатов, полученных по этому критерию и по критерию Михайлова, который, в свою очередь, давно используется в этих целях в электроэнергетике.

Возможность применения критерия Найквиста позволит существенно сократить количество операций и время решения задач, связанных с устойчивостью ЭЭС.

На основе критерия Найквиста может быть использовано широкое множество современных моделирующих комплексов в качестве инструментов для оценки устойчивости «в малом» ЭЭС. Важно, что в состав этого множества входят физические, гибридные и цифровые моделирующие комплексы, построенные на основе высокоразвитых математических моделей элементов

ЭЭС, приемлемых для исследования колебательной устойчивости. Применение критерия Найквиста с использованием этих комплексов позволит решать широкий круг задач анализа устойчивости ЭЭС и синтеза электроэнергетических объектов.

В следующей главе будет дано описание модели АЭЭС ГКС «Сахалин» на ПАК RTDS, приведены результаты моделирования различных аварийных и послеаварийных режимов, а главное, сняты АФЧХ и проведены их оценки по критерию Найквиста.

ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ «В МАЛОМ» АЭЭС ГКС «САХАЛИН» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА (ПАК)RTDS

Для исследования устойчивости «в малом» АЭЭС ГКС «Сахалин» выбран ПАК RTDS, высоко оцененный как инструмент для выполнения частотных исследований автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов ЭЭС [68].

В общем плане можно выделить три этапа выполнения работ.

На первом этапе определяются параметры оборудования, необходимые для ввода в типовые программные модели. При этом для некоторых типов оборудования, например, систем возбуждения импортных синхронных генераторов выполняются дополнительные исследования и расчеты для определения недостающих параметров. Проблема отсутствия части информации об элементном составе и технических показателях нагрузочных элементов АЭЭС при эквивалентном представлении нагрузки решается приближённо, исходя из общеинженерных оценочных соображений и по некоторым паспортным данным оборудования.

Второй этап составляет моделирование процесса работы АЭЭС. Для этого осуществляется моделирование работы автоматики, релейной защиты и потребителей АЭЭС. Для проверки нештатных ситуаций осуществляется моделирование аварийных режимов работы энергосистемы (КЗ, остановки генераторов, сбросы/набросы нагрузки и т.д.). Кроме этого, моделируется логика работы систем возбуждения генераторов с учётом возможности подачи входного сигнала, необходимого для построения АФЧХ. Предусматривается также возможность снятия выходного сигнала, связанного с интересующим параметром режима.

Третьим этапом является определение параметров АФЧХ замкнутой системы по полученным результатам моделирования и расчёт параметров АФЧХ соответствующей разомкнутой системы. По результатам этого расчёта

осуществляется графическое построение АФЧХ разомкнутой системы и оценивается устойчивость «в малом» АЭС по критерию Найквиста.

Для апробации методики анализа устойчивости «в малом» по критерию Найквиста с использованием ПАК RTDS рассматривается реальная задача анализа устойчивости перспективной схемы развития, в которой предусматривается установка отечественного энергоблока на электростанции АЭС ГКС «Сахалин». В планах развития систем электроснабжения газокompрессорных станций России АЭС ГКС «Сахалин» рассматривается как площадка для опытно-промышленной эксплуатации газопоршневого энергоблока отечественного производства большей мощности, меньшей скорости вращения ротора генератора и с другими электрическими параметрами машины.

4.1 Описание ПАК RTDS

ПАК RTDS – это полностью цифровой моделирующий комплекс энергосистемы (рисунок 4.1), способный работать в режиме реального времени [67]. Комплекс позволяет выполнять моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов и решать практические задачи по настройке натуральных регулирующих устройств, которые могут быть подключены к комплексу для проведения экспериментов.

ПАК RTDS прост и эффективен в использовании, т.к. все виды моделирования контролируются графическим пользовательским интерфейсом (GUI), который применяется для настройки процесса моделирования, управления и редактирования параметров системы в процессе моделирования, анализа результатов и возможностью подключения внешних блоков релейной защиты и автоматики [114]. Программное обеспечение RTDS включает множество моделей элементов энергосистем и систем управления, которые могут использоваться для создания модели АЭС. Данные модели разработаны и протестированы исследовательской группой RTDS Technologies, проверены и усовершенствованы пользователями в лице научно-исследовательских организаций.

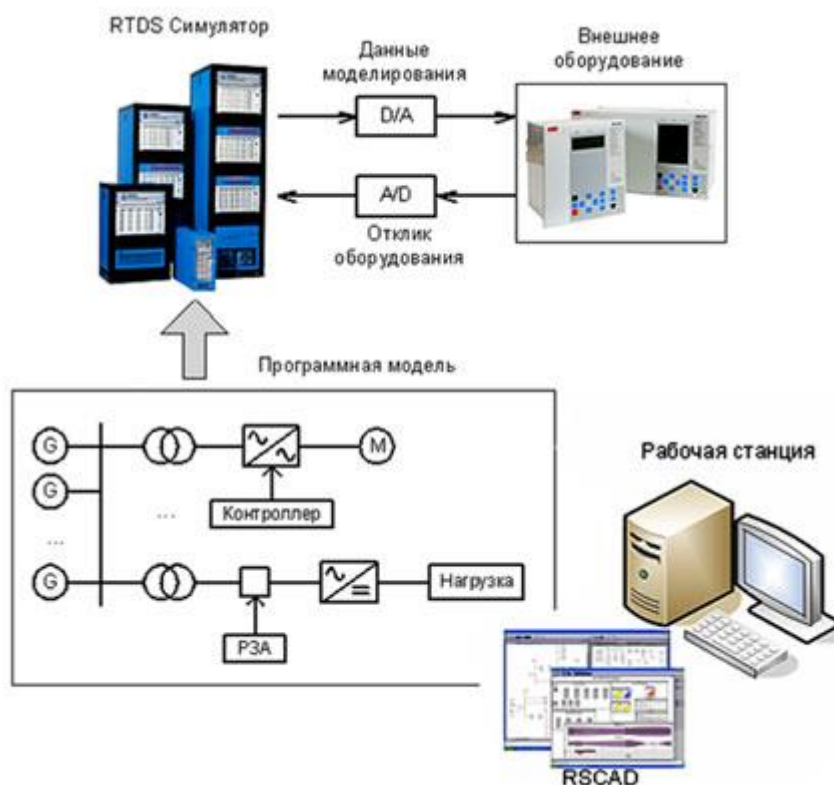


Рисунок 4.1 – RTDS и взаимодействие его составных частей

ПАК RTDS – эффективное средство для проектирования, изучения, тестирования устройств релейной защиты и автоматики, а также систем контроля и управления в электроэнергетике [115].

С помощью ПАК RTDS можно не только проводить необходимые расчеты и моделирование энергосистем, но готовить операторов, инженеров и других специалистов.

Работая непрерывно в реальном времени, ПАК RTDS позволяет анализировать работу и режимы реальных устройств энергосистем. Различные измерительные приборы, реле и системы управления могут быть подключены к модели энергосистемы и функционировать совместно с ней так же, как и в реальных условиях. Пользователь, изменяя параметры модели, может наблюдать взаимодействие модели и устройств [116].

В настоящее время симулятор RTDS может применяться в следующих направлениях разработки, исследований и тестирования:

- анализ и синтез устройств релейной защиты и автоматики;

- анализ и синтез систем управления электроустановок типа high voltage direct current (HVDC), static var compensator (SVC), FACTS-устройств, синхронных машин и др.;
- исследование взаимодействия силовых систем переменного и постоянного тока;
- исследование взаимодействия электроустановок разного типа, на примере параллельной работы генераторов с разными параметрами.

ПАК RTDS в настоящее время используется в ведущих научно-исследовательских организациях России, прорабатывающих различные аспекты в области электроэнергетики. Например, в Московском энергетическом институте группа ученых под руководством А.Ф. Дьякова, с использованием этого комплекса, проводила исследования по анализу функционирования автоматических регуляторов возбуждения, исследования новых алгоритмов релейной защиты и автоматики и т.д. [68, 117]. В конце 2013 года в Казанском национальном исследовательском техническом университете имени А.Н. Туполева был установлен программно-аппаратный комплекс RTDS для исследования работы реального оборудования релейной защиты в моделируемых энергосистемах [118].

В Томском политехническом университете в 2013 году установлен комплекс RTDS для моделирования существующих централизованных энергосистем, а также для совместной работы с существующим ВМК РВ ЭЭС для повышения качества исследований [119].

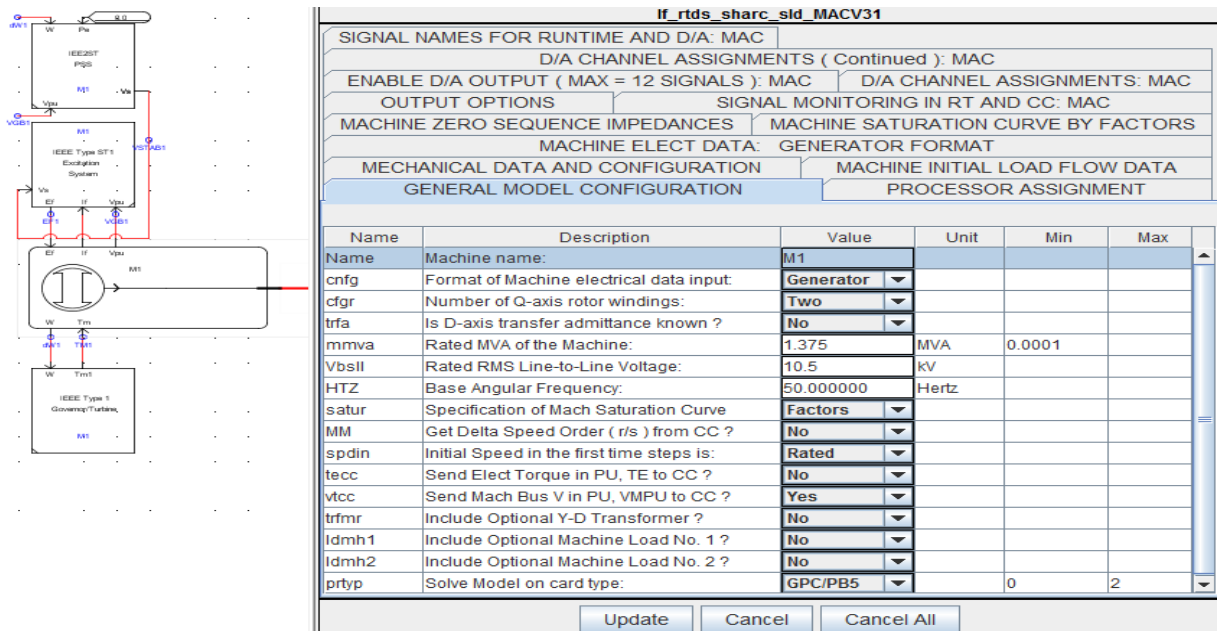
Так как ПАК RTDS обладает необходимыми функциями для решения поставленных задач, то он и принят для моделирования АЭС ГЭС «Сахалин» и анализа ее устойчивости.

4.2 Построение модели автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» в среде RSCAD/Draft ПАК RTDS

Построение уточнённой цифровой модели энергосистемы является сложной и трудоёмкой задачей. Для создания такой модели необходимо с достаточной полнотой знать характеристики и параметры электрооборудования энергосистемы, алгоритмы работы автоматики и релейной защиты, режимы работы потребителей и другое.

В АЭЭС ГКС «Сахалин» используется, в основном, современное электрооборудование импортного производства. Параметры оборудования, не указанные в его паспортных данных, приходилось рассчитывать или принимать параметры аналогичного оборудования, используемого в моделях ПАК RTDS.

В ходе моделирования в ПАК RTDS были созданы модели всего основного высоковольтного оборудования (генераторов, трансформаторов, систем автоматики и устройств релейной защиты). Завод-изготовитель энергоблоков ПАО «Звезда Энергетики» предоставил все необходимые параметры генераторов (Приложение 3). Меню параметров генератора представлено на рисунке 4.2.



Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Name	Machine name:	M1			
cnfg	Format of Machine electrical data input:	Generator			
cfgr	Number of Q-axis rotor windings:	Two			
trfa	Is D-axis transfer admittance known ?	No			
mmva	Rated MVA of the Machine:	1.375	MVA	0.0001	
Vbsll	Rated RMS Line-to-Line Voltage:	10.5	kV		
HTZ	Base Angular Frequency:	50.000000	Hertz		
satur	Specification of Mach Saturation Curve	Factors			
MM	Get Delta Speed Order (r/s) from CC ?	No			
spdin	Initial Speed in the first time steps is:	Rated			
tecc	Send Elect Torque in PU, TE to CC ?	No			
vtcc	Send Mach Bus V in PU, VMPU to CC ?	Yes			
trfmr	Include Optional Y-D Transformer ?	No			
ldmh1	Include Optional Machine Load No. 1 ?	No			
ldmh2	Include Optional Machine Load No. 2 ?	No			
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/PB5		0	2

Рисунок 4.2– Меню параметров генератора в ПАК RTDS

Модель синхронной машины в RTDS представляет собой трехфазную электрическую модель, которая может использоваться в качестве генератора (при

положительном крутящем моменте), двигателя (при отрицательном крутящем моменте) или синхронного компенсатора (без крутящего момента) [120].

Возможности ПАК RTDS по моделированию электрооборудования позволили создать требуемую по точности модель АЭС ГКС «Сахалин» благодаря наличию широкого спектра электрических и механических характеристик моделируемого оборудования.

Для моделирования систем возбуждения использовались сформированные в ПАК RTDS стандартные модели АРВ генераторов, основанные на ПИД законе регулирования. При этом использовалась возможность оперировать не только стандартными параметрами, но и внедрять в модели генераторов свои алгоритмы работы систем АРВ.

Алгоритмы и логика работы АРВ могут быть заданы в любой форме для всех существующих систем возбуждения генераторов.

Модели отдельных блоков электрооборудования АЭС объединены в модель энергосистемы по схеме, приведенной на рисунке 4.3. При этом принято, что в работе находится по одному генератору на каждой секции шин.

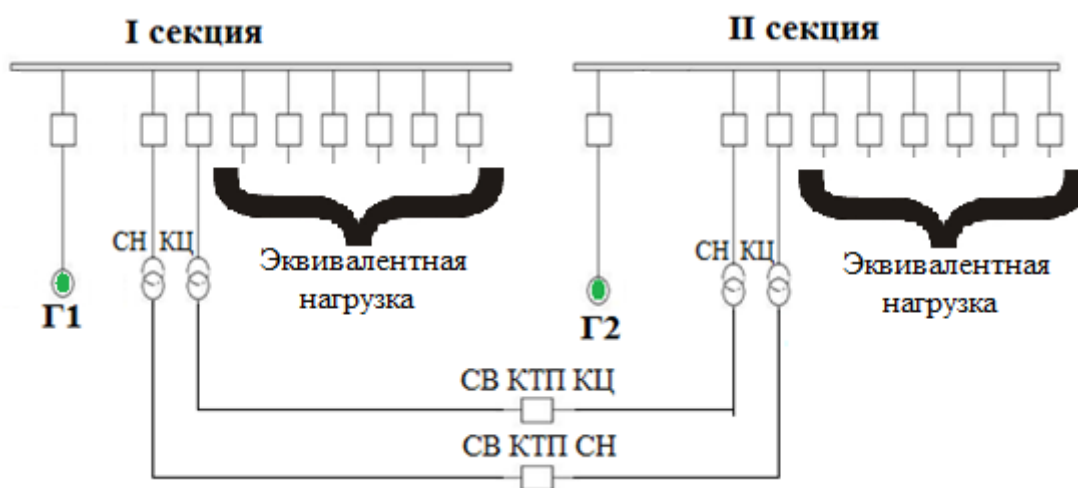


Рисунок 4.3 – Схема АЭС ГКС с выключенным СВ 10 кВ и эквивалентной нагрузкой

Соединение генераторов осуществлено по заранее предложенной схеме по напряжению 0.4 кВ. Алгоритм работы релейной защиты секционных выключателей задан согласно реальным параметрам АЭС ГКС «Сахалин».

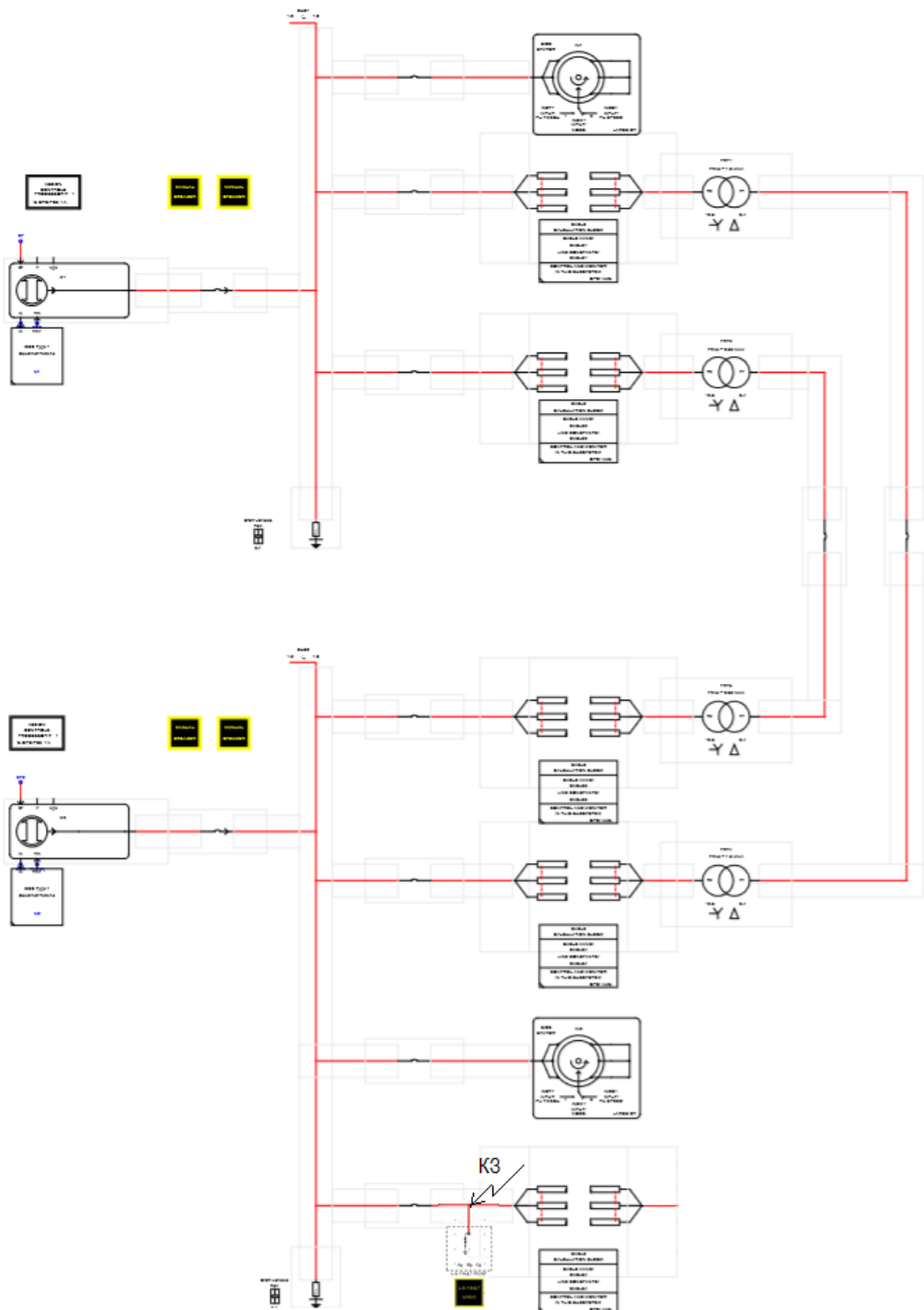


Рисунок 4.4 – Модель АЭС ГКС «Сахалин» с эквивалентной нагрузкой и работой генераторов по низшему напряжению

Нагрузка потребителей АЭС ГКС «Сахалин» представлена в виде эквивалентов статической и динамической нагрузки. Динамическую нагрузку представляют два эквивалентных асинхронных двигателя, подключенных по одному на каждую секцию АЭС.

В ходе работ по моделированию АЭЭС ГКС «Сахалин» получена модель типовой автономной энергосистемы компрессорной станции с реальными параметрами оборудования (см. рисунок 4.4). Модель позволяет отслеживать, в реальном времени, процессы загрузки энергоблоков согласно заданным алгоритмам, либо, задав постоянную нагрузку, снимать необходимые параметры работы оборудования в нормальном режиме работы. Модель представляет собой АЭЭС с двумя работающими генераторами на разные секции ЗРУ – 10 кВ, с соединением по напряжению 0.4 кВ. Схема электрических соединений элементов модели полностью соответствует схеме АЭЭС ГКС, приведенной на рисунке 4.3.

4.3 Эквивалентирование модели автономной энергосистемы ГКС «Сахалин»

АЭЭС ГКС «Сахалин» представляет собой энергосистему, состоящую из 7 подстанций 10/0.4 кВ, генерирующего оборудования, кабельных и воздушных линий и широкого спектра элементов статической и динамической нагрузки по напряжению 0.4 кВ. Для исследования колебательной устойчивости нет необходимости задействовать полностью все электрооборудование всех классов напряжения. Поскольку задачей работы является исследование параллельной работы генераторов, объединённых по сети напряжением 0.4 кВ через КТП КЦ и КТП СН, эти элементы сохраняются в непреобразуемой части схемы. Остальные подстанции со всем электрооборудованием, подключенным к ЗРУ, представляются в форме эквивалентных элементов.

Структурное построение и элементный состав эквивалентной части выявляются в процессе разработки схемы моделирования как результат упрощения преобразуемой части исходной модели ЭЭС.

Основные затруднения в работе на этапе формирования схемы моделирования обусловлены высоким уровнем неопределённостей по различным аспектам исходных условий и исходных данных.

Практически полностью отсутствует информация об элементном составе нагрузочных элементов исходной модели ЭЭС. Поэтому элементный состав

моделируемых нагрузочных элементов в составе эквивалентов подсистем определяется ориентировочно, исходя из паспортных данных оборудования или режимов его работы [121-123].

Активная мощность нагрузки объектов АЭЭС ГКС «Сахалин» представляется статическими элементами нагрузки. В качестве статической нагрузки представлены бытовые потребители, собственные нужды электростанций, технологическое оборудование ГКС «Сахалин». Статическая нагрузка введена в виде набора постоянных активных сопротивлений на I и II секциях ЗРУ (см. рисунок 4.4), а в силу высокого значения коэффициента мощности её реактивная составляющая не учтена.

Что касается динамической нагрузки, то основную ее часть составляют двигатели аппарата воздушного охлаждения газа, а также системы охлаждения ГПА и систем барьерного воздуха. Вся эта нагрузка была преобразована в эквивалентные модели асинхронных двигателей на первой и второй секциях ЗРУ.

4.4 Проведение экспериментов на модели автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» в ПАК RTDS

Работа по снятию рабочих значений параметров режима с модели была условно разделена на несколько этапов моделирования. Первоначально были получены параметры работы системы в нормальном режиме, когда в работе находятся два генератора с соединением по напряжению 0.4 кВ, а сетевые элементы и нагрузка в энергосистеме присутствуют в полном составе.

На следующем этапе работы было проведено сравнение (верификация) параметров режима, полученных на модели с реальными данными режима работы АЭЭС ГКС «Сахалин».

После сравнения результатов были проведены эксперименты по моделированию нормальных и аварийных режимов работы, а также сняты АФЧХ для анализа устойчивости работы АЭЭС ГКС «Сахалин».

Поскольку получить натурные экспериментальные частотные характеристики не представляется возможным, обоснование соответствия модели АЭЭС ГКС «Сахалин» проведено путем сравнения модельных данных с реальными параметрами режимов, полученными с помощью регистраторов и систем релейной защиты и автоматики на ГКС «Сахалин» при больших возмущениях.

4.4.1 Верификация статических параметров модели АЭЭС ГКС «Сахалин»

Моделирование нормального режима работы АЭЭС ГКС «Сахалин» необходимо для того, чтобы сравнить параметры режима, выдаваемые моделирующим комплексом, с реальными режимными параметрами энергосистемы.

Нормальным режимом работы энергосистемы является режим, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах[129].

Нормальные режимы работы АЭЭС ГКС «Сахалин» существенно различаются в летний и зимний периоды, так как нагрузка в зимний период повышается на 15-25 % в зависимости от температуры воздуха и количества оборудования, находящегося в работе. Кроме сезонных периодов электрические нагрузки компрессорной станции могут меняться в зависимости от режимов работы газотранспортной системы. Наиболее вероятными являются три нормальных схемно-режимного состояния ГКС, когда:

- два газоперекачивающих агрегата в работе, - это режим с максимальной нагрузкой (в летний период мощность нагрузки составляет 1300 кВт, в зимний период - 1600 кВт);
- один газоперекачивающий агрегат в работе, один в резерве (соответственно, в летний период - 1100 кВт, в зимний период - 1300 кВт);
- оба газоперекачивающих агрегата находятся в горячем резерве (соответственно, в летний период - 900 кВт, в зимний период - 1000 кВт).

Однако существует и такие нормальные режимы работы АЭЭС, когда ГЭС «Сахалин» находится в состоянии холодного резерва. В этом случае основные системы контроля и подготовки к запуску ГПА не работают, и, соответственно, значительная часть электрической нагрузки ГПА отключена. Так, в летний период электрическая нагрузка может составлять 500-600 кВт, а в зимний - 700-800 кВт.

На рисунке 4.5 приведена полученная на RTDS осциллограмма напряжения на шинах ЗРУ – 10 кВ в нормальном режиме работы с общей нагрузкой энергосистемы 1000 кВт.

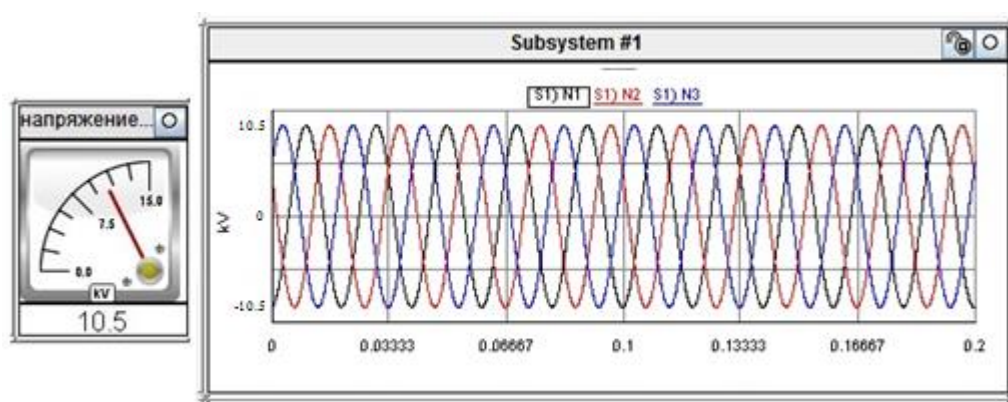


Рисунок 4.5 – Напряжение на шинах ЗРУ – 10 кВ в нормальном режиме на ПАК RTDS

На рисунке 4.6 приведена осциллограмма напряжений, снятая с комплекса релейной защиты Seram в ЗРУ – 10 кВ на ГЭС «Сахалин».

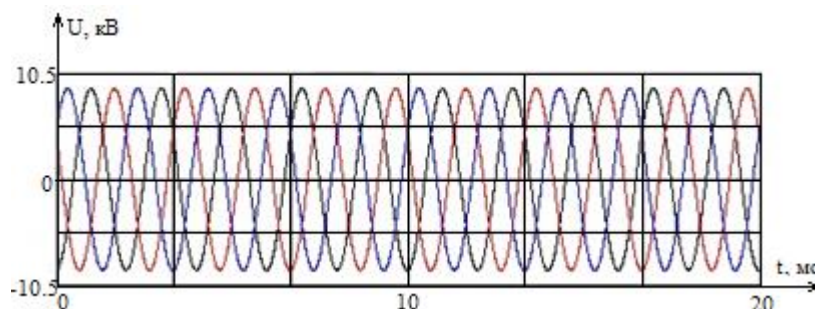


Рисунок 4.6 – Осциллограмма напряжения на шинах ЗРУ – 10 кВ в нормальном режиме

Осциллограммы на этих рисунках близки по амплитуде и частоте напряжения, что позволяет утверждать об удовлетворительном соответствии статических параметров модели параметрам реальной энергосистемы. Помимо

установленного соответствия статических параметров, определяющих работу ГКС в нормальных режимах, для более полной верификации модели необходимо установить адекватность моделирования динамических параметров.

4.4.2 Верификация динамических параметров АЭЭС ГКС «Сахалин»

Для проверки соответствия динамических параметров, определяющих протекание переходных процессов, выполнено моделирование коротких замыканий и сравнение полученных результатов с реальными значениями тока короткого замыкания на ГКС «Сахалин».

Моделирование коротких замыканий позволяет на данной модели проверять рассчитанные проектные уставки релейной защиты и выбранные алгоритмы автоматики. При создании модели в автоматике и релейной защите ЗРУ – 10 кВ АЭЭС ГКС «Сахалин» использовались проектные данные.

Для апробации модели в динамических режимах работы были проведены эксперименты по моделированию коротких замыканий в АЭЭС ГКС «Сахалин». Для проведения этой части экспериментов был разработан цифровой моделирующий стенд (рисунок 4.7), который включал в себя: кнопку для формирования КЗ, дисковый переключатель КЗ (задается тип КЗ, которое происходит при нажатии на кнопку формирования КЗ). Значения на дисковом переключателе соответствует следующим типам КЗ: однофазное КЗ в фазе А, однофазное КЗ в фазе В, двухфазное КЗ на землю в фазах А-В, однофазное КЗ в фазе С, двухфазное КЗ на землю в фазах А-С, двухфазное КЗ на землю в фазах В-С, трехфазное КЗ.

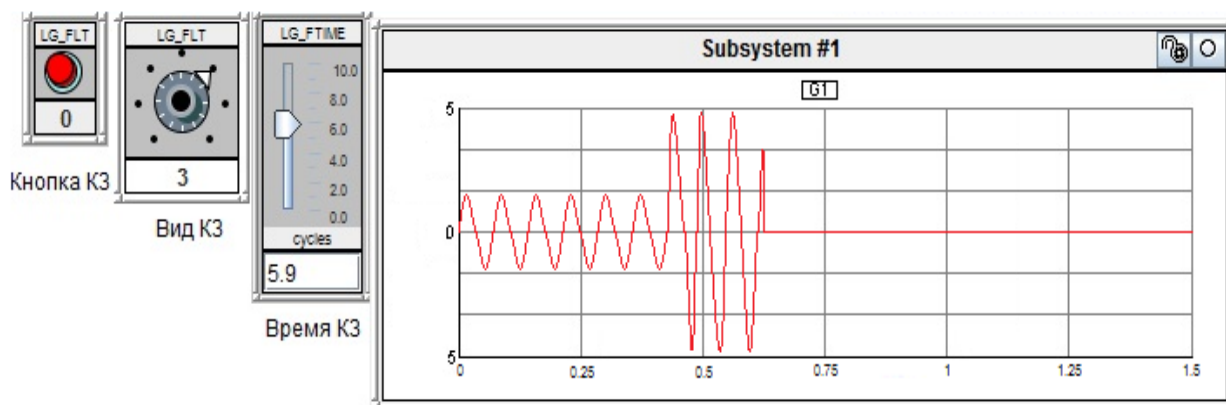


Рисунок 4.7– Напряжение при двухфазном КЗ на землю в фазе А-В

Запуск процесса моделирования коротких замыканий осуществлялся путем нажатия индикатора «Кнопка КЗ», в результате чего формировался выбранный тип короткого замыкания, а выключатель в свою очередь по заранее внесенным уставкам релейной защиты отключал поврежденный участок цепи.

На созданной модели АЭЭС (см. рисунок 4.4) проводилось моделирование всех возможных видов КЗ.

В АЭЭС ГКС «Сахалин» регистраторами аварийных событий постоянно регистрируется группа режимных параметров при нештатных ситуациях, включая токи КЗ. За время работы АЭЭС ГКС «Сахалин» зарегистрированы данные по однофазным КЗ, двухфазным КЗ на землю и междуфазным КЗ, что позволило выполнить сопоставительное моделирование несимметричных КЗ.

На рисунке 4.7 приведен моделирующий стенд, сформированный на RTDS, с графиком переходного процесса тока в линии при двухфазном КЗ на землю в точке КЗ (см. рисунок 4.4). Амплитуда тока КЗ в момент $t = 0.5$ с равна 4.79 А. При аналогичных натуральных условиях в момент $t = 0.5$ амплитуда тока КЗ равна 4.85 А (рисунок 4.8). Различие между натурным и модельным токами составляет 1.2%, что свидетельствует о достаточной точности воспроизведения установившихся режимов КЗ.

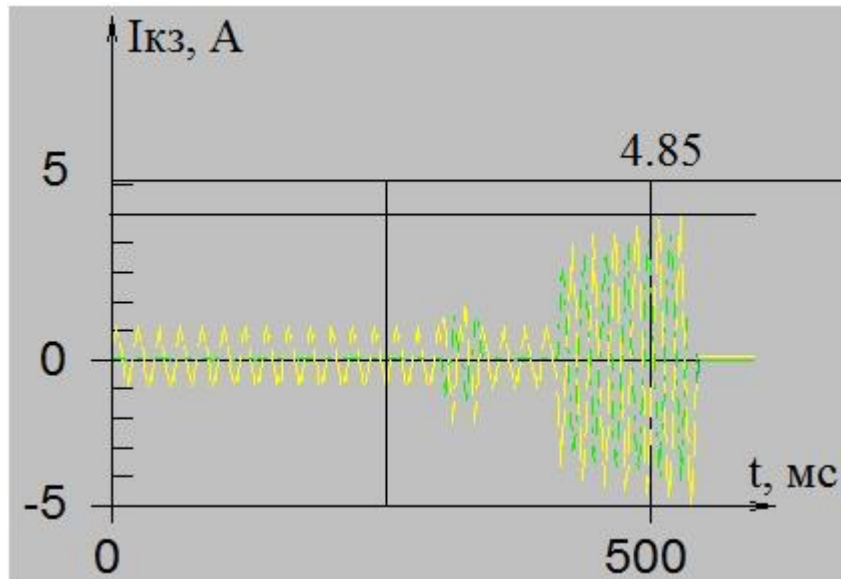


Рисунок 4.8– Осциллограмма тока двухфазного КЗ на землю на отходящей линии с регистратора аварийных событий ГКС «Сахалин»

Сопоставление модельного и натурального переходных процессов на интервале времени от начального момента до момента, принятого за начало установившегося режима (момент $t = 0.6$ с), выполнено путём сравнения огибающих тока КЗ (рисунок 4.9). Из рисунка 4.9 видно, что огибающие близки друг к другу, что говорит о качественной идентичности модельных и натуральных процессов.

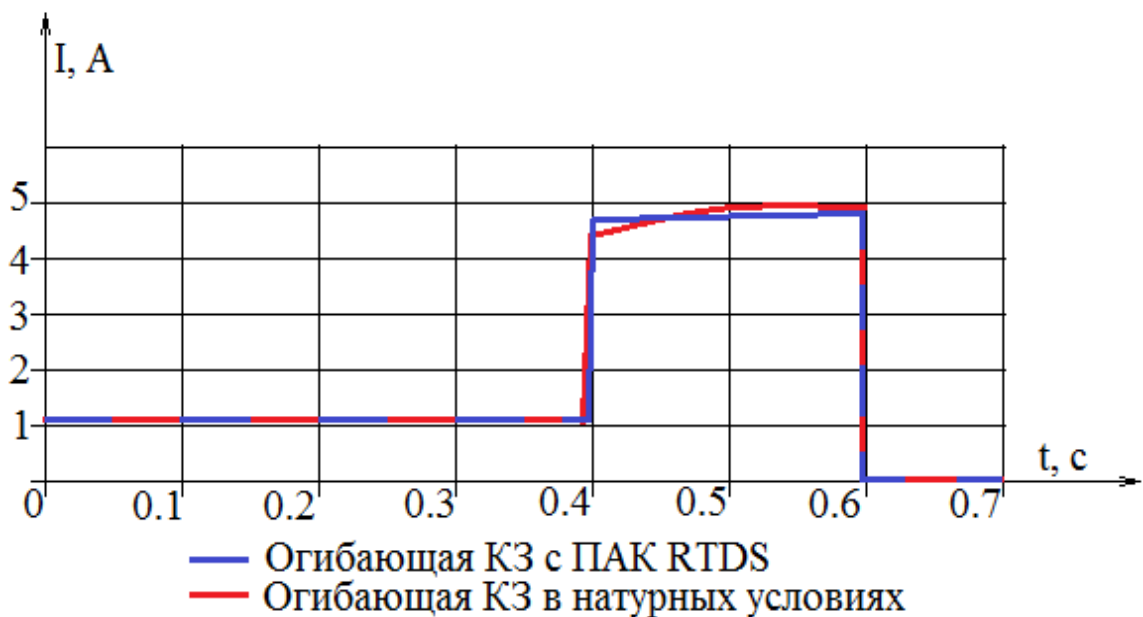


Рисунок 4.9 – Сравнение огибающих тока КЗ

В совокупности результаты сравнения модельного и натурного переходных процессов свидетельствуют о достаточно качественном моделировании динамических параметров элементов АЭС, приемлемым для выполнения намеченных исследовательских экспериментов.

4.5 Моделирование газопоршневой электростанции отечественного производства на ПАК RTDS

На сегодняшний день в Российской Федерации отсутствует производство отечественных энергоблоков с газопоршневым приводом. Производимые в нашей стране энергоблоки для электростанций собственных нужд ГЭС имеют газотурбинный привод и другой мощностной ряд, минимальная номинальная мощность в котором значительно превышает необходимую единичную мощность энергоблока электростанции.

Развитие отечественной промышленности в области производства газопоршневых энергоблоков требует больших усилий в области опытно-конструкторских работ в этом направлении.

Компания «Звезда Энергетики» ведет опытно-конструкторскую работу по созданию газопоршневого энергоблока отечественного производства. Энергоблок выполняется на базе газопоршневого двигателя производства ОАО «Коломенский завод», который является одним из ведущих отечественных производителей дизельных двигателей для локомотивов и дизельных двигателей для энергоблоков большой мощности [124].

В настоящее время активно ведется работа по созданию опытного образца и подготовке его к первому этапу заводских испытаний. После успешного проведения заводских испытаний последует опытно-промышленная эксплуатация. Площадкой для опытно-промышленной эксплуатации определена АЭС ГЭС «Сахалин» по ряду причин: первое – это расширение мощностей ГЭС «Сахалин» с увеличением количества энергоблоков с 4 шт. до 6 шт.; второе – это

возможность в реальной энергосистеме проверить параллельную работу нового агрегата с электростанциями импортного производства.

Газопоршневой автоматизированный энергоблок контейнерного исполнения «ЗВЕЗДА-ГП-1100-05МЗ», выполненный на базе газового двигателя-генератора 8ГМГ производства ОАО «Коломенский завод» (приложение И), предназначен для использования в качестве основного источника электроэнергии при отсутствии внешних источников, а также в качестве основного или резервного источника электроэнергии при наличии внешних источников электроснабжения. Энергоблок планируется использовать в составе электростанций собственных нужд газодобывающих и газотранспортных комплексов и различных промышленных объектов.

Одним из основных условий разработки газопоршневого энергоагрегата является обеспечение возможности параллельной работы с энергоагрегатами, оборудованными разнотипными системами регулирования частоты и напряжения, без уравнивающих связей по нагрузке. При этом смежные энергоагрегаты могут работать:

- по астатическим характеристикам систем регулирования частоты и напряжения; в этом случае разрабатываемый энергоагрегат должен работать в режиме стабилизации заданных значений активной мощности и коэффициента мощности; остальная нагрузка подключенных потребителей объекта принимается параллельно работающими агрегатами;

- по статическим характеристикам (со статизмом); при этом разрабатываемый энергоагрегат должен работать в режиме стабилизации частоты и напряжения (в астатическом режиме); нагрузка параллельно работающих агрегатов определяется настройкой их систем регулирования частоты и напряжения, а остальная нагрузка подключенных потребителей объекта принимается этим агрегатом.

Для того чтобы оценить возможность параллельной работы энергоагрегатов разного типа, на ПАК RTDS создана уточнённая модель коломенского

энергоагрегата, после чего эта модель интегрирована в модель АЭЭС ГКС «Сахалин».

Коломенский энергоблок

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Name	Machine name:	M1			
cnfg	Format of Machine electrical data input:	Generator			
cfgr	Number of Q-axis rotor windings:	Two			
trfa	Is D-axis transfer admittance known ?	No			
mmva	Rated MVA of the Machine:	1.450	MVA	0.0001	
vbsll	Rated RMS Line-to-Line Voltage:	10.5	kV		
HTZ	Base Angular Frequency:	50	Hertz		
satur	Specification of Mach Saturation Curve	Factors			
MM	Get Delta Speed Order (r/s) from CC ?	No			
spdin	Initial Speed in the first time steps is:	Rated			
tecc	Send Elect Torque in PU, TE to CC ?	No			
vtcc	Send Mach Bus V in PU, VMPU to CC ?	Yes			
trfmr	Include Optional Y-D Transformer ?	No			
ldmh1	Include Optional Machine Load No. 1 ?	No			
ldmh2	Include Optional Machine Load No. 2 ?	No			
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/PB5		0	2

Энергоблок Cummins

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Name	Machine name:	M2			
cnfg	Format of Machine electrical data input:	Generator			
cfgr	Number of Q-axis rotor windings:	Two			
trfa	Is D-axis transfer admittance known ?	No			
mmva	Rated MVA of the Machine:	1.375	MVA	0.0001	
vbsll	Rated RMS Line-to-Line Voltage:	10.5	kV		
HTZ	Base Angular Frequency:	50	Hertz		
satur	Specification of Mach Saturation Curve	Factors			
MM	Get Delta Speed Order (r/s) from CC ?	No			
spdin	Initial Speed in the first time steps is:	Rated			
tecc	Send Elect Torque in PU, TE to CC ?	No			
vtcc	Send Mach Bus V in PU, VMPU to CC ?	Yes			
trfmr	Include Optional Y-D Transformer ?	No			
ldmh1	Include Optional Machine Load No. 1 ?	No			
ldmh2	Include Optional Machine Load No. 2 ?	No			
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/PB5		0	2

Рисунок 4.10 – Моделирование коломенского энергоблока совместно с энергоблоком Cummins в ПАК RTDS

На рисунке 4.10 показаны окна моделирования энергоблока Cummins и коломенского энергоблока. Коломенский генератор, кроме более высокой мощности и меньшей частоты вращения ротора, имеет различия в параметрах реактансов и временных констант, а также системы возбуждения. Характеристики коломенского энергоагрегата приведены в приложении И. Модель коломенского энергоагрегата присоединена ко второй секции шин 10 кВ и включена на параллельную работу с энергоагрегатом Cummins, с соединением по сети 0.4 кВ соответственно схеме на рисунке 4.4.

Подробной схемы АРВ генераторов энергоагрегата Cummins и коломенского энергоагрегата нет, поэтому принята стандартная схема АРВ на основе ПИД регулятора, используемая на генераторах газопоршневых энергоагрегатов.

4.6 Построение режимных АФЧХ АЭС ГКС «Сахалин» для оценки устойчивости с использованием критерия Найквиста

В третьей главе было показано, что критерий Найквиста можно использовать для анализа устойчивости ЭЭС с использованием ПВК. Использование ПАК RTDS при выполнении этой работы позволяетратно упростить решение задачи.

Механизм построения АФЧХ с использованием моделирующих комплексов сводится к тому, чтобы в систему (в нашем случае на генератор) подать некоторое возмущение (входной сигнал) и снять выходной сигнал (отклик) по интересующему режимному параметру.

Выбор параметров для формирования входных и выходных сигналов является самостоятельной задачей. На данном этапе для определения колебательной устойчивости АЭС ГКС представляется естественным формировать входной сигнал в виде гармонических возмущений вращающихся моментов турбин, а выходные сигналы определять в виде переменных составляющих углов вылета роторов генераторов. При этом для автономных энергосистем, таких как АЭС ГКС «Сахалин», следует рассматривать изменение взаимных углов между осями роторов генераторов, с тем, чтобы исключить влияние абсолютного их движения.

Однако следует отметить, что при использовании моделирующего комплекса RTDS технически не удастся сформировать входной сигнал в виде конечного малого возмущения момента турбины. Поэтому входной сигнал формируется в виде возмущения напряжения возбуждения, доступного для выполнения этой процедуры. При этом корректность проведения экспериментов в целом не нарушается, так как конечный результат, то есть предел по колебательной устойчивости не зависит от места и вида приложения возмущающего гармонического воздействия.

Входной сигнал формируется как приращение, в синусоидальной форме, к напряжению возбуждения. При этом напряжение возбуждения предстаёт в виде

$U_{f0} + A_1 \sin \omega t$. Схема формирования и подачи входного сигнала на ПАК RTDS представлена на рисунке 4.11.

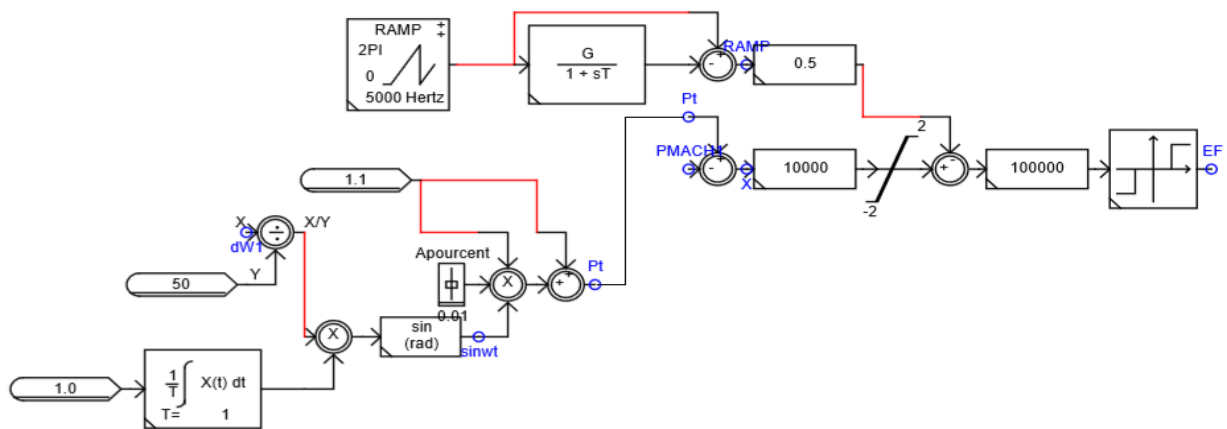


Рисунок 4.11 – Логическая схема подачи входного сигнала на генератор

Процесс построения АФЧХ АЭЭС, как замкнутой системы, с применением ПАК RTDS представляет собой череду моделирующих операций, с последующим анализом полученных результатов. По определению, для линейных систем амплитудная частотная характеристика показывает, как изменяется амплитуда входного синусоидального сигнала при прохождении через исследуемое звено, изменение фазы при этом определяет фазовую частотную характеристику звена [121]. В данном случае, в силу малой величины входного сигнала, реакция нелинейной системы рассматривается как реакция линейной системы.

При практическом построении АФЧХ АЭЭС ГЭС «Сахалин» частота входного сигнала изменялась в диапазоне 0...5 Гц при амплитуде, составляющей 3% от номинального значения. В качестве выходного сигнала регистрировался относительный угол между осями роторов генераторов, подключенных к первой и второй секциям. Пример осциллографической записи входного и выходного сигналов при частоте 1 Гц показан на рисунке 4.12.

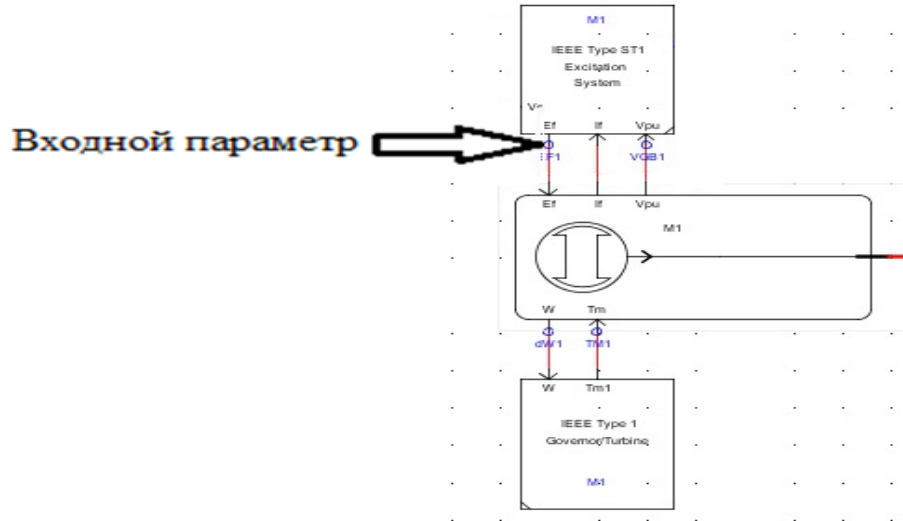


Рисунок 4.12 – Подача входного сигнала на канал напряжения возбуждения генератора

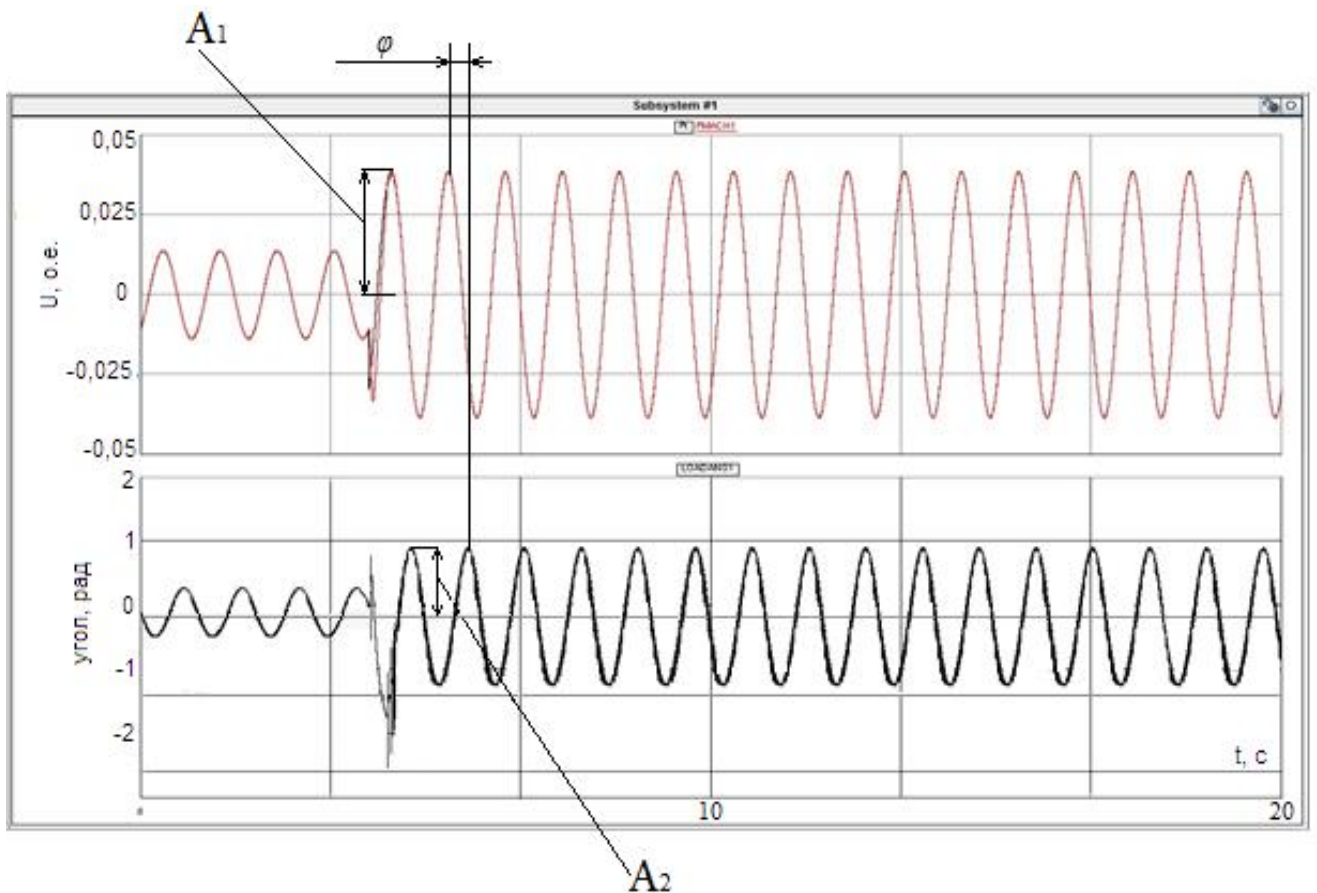


Рисунок 4.11 – Осциллограммы входного и выходного сигналов при A_1 , то есть модуль вектора АФЧХ; φ – угол сдвига по фазе между возмущении 3% по мощности и частоте 1 Гц

Осциллограммы снимались для частот с шагом в 0.5 Гц. Временной интервал снятия осциллограмм используется равный 20 с.

Вектор АФЧХ замкнутой системы определяется выражением $A \cdot e^{j\varphi}$, где A – отношение амплитуды выходного сигнала (A_2) к амплитуде входного сигнала (A_1), φ – угол сдвига между сигналами.

Для оценки устойчивости по критерию Найквиста построены АФЧХ разомкнутой системы. Такое построение, как показано в третьей главе (выражение 3.16), осуществляется на основе АФЧХ замкнутой системы по выражению

$$W_p(j\varphi) = \frac{W_3(j\varphi)}{1 - W_3(j\varphi)} = \frac{A \cdot e^{j\varphi}}{1 - A \cdot e^{j\varphi}} = B \cdot e^{j\gamma} \quad (4.1)$$

По критерию Найквиста в работе оценивалась устойчивость «в малом» в двух схемно-режимных состояниях АЭС ГКС «Сахалин». Первое состояние – это нормальная работа энергосистемы с двумя одинаково загруженными импортными энергоагрегатами (общая нагрузка 1000 кВт), включёнными на параллельную работу по сети 0.4 кВ (см. рисунок 4.3). Во втором состоянии при прочих равных условиях первый импортный энергоагрегат заменён коломенским энергоагрегатом.

АФЧХ для первого состояния энергосистемы приведена на рисунке 4.12.

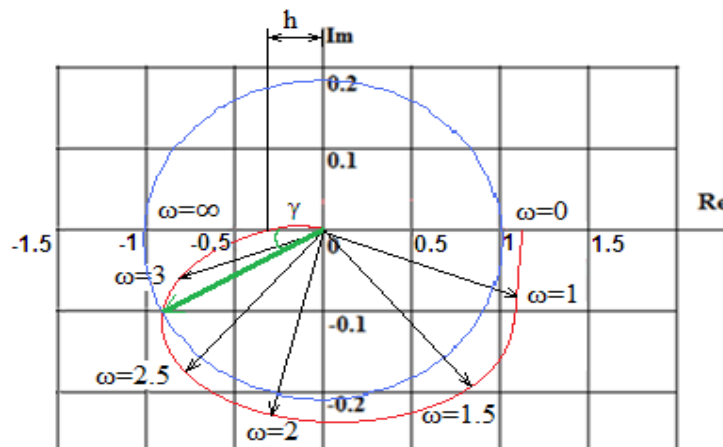


Рисунок 4.12 – АФЧХ АЭС ГКС «Сахалин» при работе двух генераторов с объединением по напряжению 0.4 кВ

По этому рисунку можно увидеть, что запас устойчивости «в малом» при работе двух генераторов с 50% нагрузкой и соединением по напряжению 0.4 кВ достаточно высок. Минимальный отрезок действительной оси (h), характеризующий расстояние между критической точкой и ближайшей точкой пересечения годографа с действительной осью, называют запасом устойчивости по модулю [130]. Минимальный угол γ – образуемый радиусом, проходящим через точку пересечения годографа с окружностью единичного радиуса (с центром в начале координат) и отрицательной частью действительной оси, называют запасом устойчивости по фазе [130]. Коэффициенты запаса составляют: по амплитуде - 88%, по фазе – 24.7° . Это доказывает, что предлагаемая схема электроснабжения АЭС ГЭС «Сахалин» позволяет надежно и с большим запасом устойчивости обеспечивать потребителей электроэнергией, и при этом отвечать требованиям к двухстороннему электроснабжению ответственных потребителей.

Для сравнения АФЧХ при втором схемно-режимном состоянии показана совместно с АФЧХ при первом состоянии (рисунок 4.12). Коэффициенты запаса устойчивости АЭС во втором состоянии составляют: по амплитуде (h_2) - 90%, по фазе – 28.5° , что несколько выше по сравнению с коэффициентами запаса в первом состоянии.

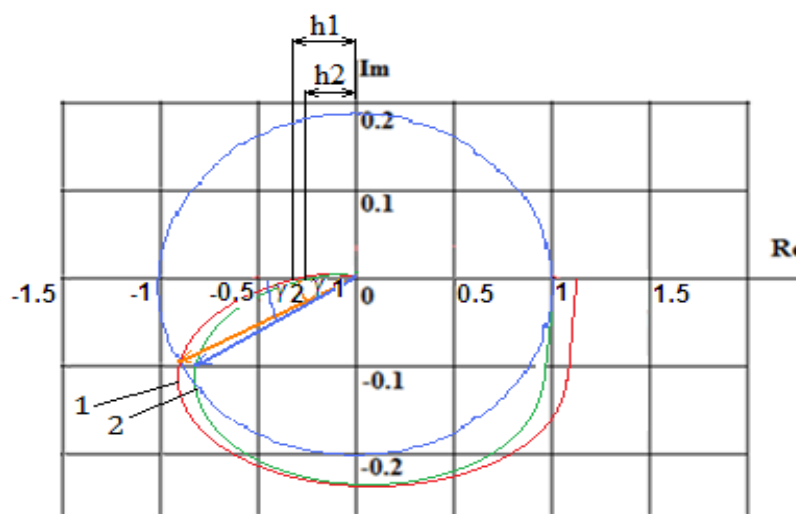


Рисунок 4.12 – АФЧХ АЭС ГЭС «Сахалин» при работе в первом (1) и втором (2) схемно-режимных состояниях

Некоторое повышение устойчивости АЭЭС можно объяснить, в первом приближении, тем, что вращающаяся часть отечественного энергоагрегата более инерционна и, соответственно, менее чувствительна к колебаниям по сравнению с вращающейся частью импортного агрегата.

4.7 Выводы по 4 главе

Результаты выполненных вычислительных экспериментов дают основания полагать, что предлагаемая методика анализа устойчивости «в малом» ЭЭС по критерию Найквиста, основанная на построении режимных частотных характеристик ЭЭС без линеаризации исходных дифференциальных уравнений может стать, при дальнейшем её развитии, эффективным способом решения практических задач. Методика продуктивно реализуется с использованием программно-аппаратных моделирующих комплексов, в частности, с использованием комплекса RTDS, что позволяет вводить в расчеты уточнённые математические модели объектов, необходимые для анализа устойчивости «в малом» ЭЭС.

В практическом плане с использованием предлагаемой методики, частично реализованной в среде ПАК RTDS, получены следующие положительные результаты:

- показана допустимость, по условиям устойчивости «в малом», параллельной работы энергоагрегатов АЭЭС ГКС «Сахалин» при их объединении по сети 0.4 кВ;
- показана допустимость, по условиям устойчивости «в малом», параллельного включения импортных и отечественных энергоагрегатов на АЭЭС ГКС «Сахалин», которое предусматривается в перспективных планах развития АЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе проработаны вопросы моделирования и исследования параллельной работы энергоагрегатов электростанций собственных нужд газокompрессорных станций. Разработаны и проверены на практике нетиповые оперативные схемы систем электроснабжения газокompрессорных станций. Предложена и апробирована методика исследования устойчивости «в малом» с использованием критерия Найквиста. Показана возможность параллельной устойчивой работы энергоагрегатов разного типа по нетиповым оперативным схемам систем электроснабжения газокompрессорных станций.

В результате выполненных исследований получены следующие основные результаты:

1. В результате анализа проблематики автономных систем электроснабжения ГКС с инженерной и научной точек зрения определены основные направления научных и технических работ по повышению надёжности их работы. Выявлены причины аварийных остановов энергоагрегатов и предложены инженерно-технические решения по ликвидации и снижению их влияния. Предложены новые оперативные схемы систем электроснабжения ГКС, разработаны алгоритмы релейной защиты и автоматики. Показана эффективность предложенных инженерно-технических решений.

2. Посредством упрощённых расчётов статической и динамической устойчивости АЭЭС с соединением генераторов по сети напряжением 0,4 кВ обоснована принципиальная возможность использования такой схемы, обеспечивающей двухстороннее электропитание потребителей ГКС «Сахалин». Натурные исследования в АЭЭС ГКС «Сахалин» показали, что предлагаемая оперативная схема работоспособна и надёжна.

3. Обоснована целесообразность применения частотного критерия Найквиста для исследования устойчивости «в малом» ЭЭС в общем и АЭЭС ГКС в частности. При этом необходимые режимные АФЧХ ЭЭС могут быть получены с использованием ПВК и ПАК различного типа без линеаризации исходной

системы дифференциальных уравнений. Методика выполнения таких исследований продемонстрирована с применением ПБК MathCAD и ПАК RTDS.

4. На ПАК RTDS создана полная модель АЭС ГЭС «Сахалин», проведена ее верификация путём сравнения моделируемых и реальных процессов. Модель позволяет моделировать нормальные и переходные режимы работы АЭС с целью перенастройки алгоритмов работы устройств релейной защиты и автоматики для повышения надежности и устойчивости работы АЭС.

5. С использованием модели ПАК RTDS обосновано отсутствие ограничений по устойчивости «в малом» параллельной работы энергоагрегатов ГЭС по сети 0.4 кВ. Ограничения отсутствуют как при параллельной работе импортных энергоагрегатов, так и при совместной работе импортных и отечественных энергоагрегатов.

Разработанная методика анализа устойчивости АЭС ГЭС может быть эффективно использована в энергосистемах различного типа, поскольку отсутствие необходимости линеаризации уравнений исходных математических моделей и применение критерия Найквиста позволяют существенно упростить этот процесс.

Дальнейшие исследования предлагается направить на разработку устройства по подаче и снятию сигналов с генераторов для получения режимных частотных характеристик ЭЭС, а также разработку программного обеспечения для анализа этих характеристик по критерию Найквиста и мониторинга устойчивости энергосистем в режиме реального времени.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АБР – автоматика быстрой разгрузки
- АВР – автоматическое включение резерва
- АРВ – автоматических регуляторов возбуждения
- АРВ СД – автоматический регулятор возбуждения сильного действия
- АФЧХ – амплитудно-фазовая частотная характеристика
- АЭЭС – автономная электроэнергетическая система
- ВЗС – водозаборные сооружения
- ВЛ – воздушная линия
- ВМК РВ – всережимные моделирующие комплексы реального времени
- ВНР – восстановление нормального режима
- ВЖГ – вахтовый жилой городок
- ГИС – газоизмерительная станция
- ГКС – газокompрессорная станция
- ГПА – газоперекачивающий агрегат
- ГПЭС – газопоршневая электростанция
- ДЭС – дизельная электростанция
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- КЦ – компрессорный цех
- ОС – очистные сооружения
- ПАК – программно-аппаратный комплекс
- ПВК – программный вычислительный комплекс
- ПИД – пропорционально-интегрально-дифференциальный
- РГ – распределенная генерация
- РЭБ – ремонтно-эксплуатационный блок
- СВ – секционный выключатель

СН – собственные нужды

ТАУ – теория автоматического управления

ЭГ – эквивалентный генератор

ЭСН – электростанция собственных нужд

ЭЭС – электроэнергетическая система

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.
2. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередач переменного тока в энергосистемах. – М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011. – 312 с.: ил.
3. Нормативно-техническое регулирование интеграции источников распределенной генерации в энергосистему / П.К. Березовский / ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», Москва, Научные труды IV международной научно-технической конференции 14-18 октября 2013, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЁЖИ, Новочеркасск 2013. Том 2, с. 325-328.
4. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учеб.пособие. - СПб.: СЗТУ, 2003.-79 с.
5. Обухов С.Г. Повышение эффективности комбинированных автономных систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии. Автореферат к диссертации. Томск. 2013. – 41с.
6. Золотарев Т.Л. Гидроэнергетика. Государственное энергетическое издание, Москва, Ленинград.: 1950 г – 196 с.
7. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микро-гидроэлектростанций (мини ГЭС) // – Томск: STT, 2001.– 120 с.
8. Ахмедов Р.Б., Баум И.В. Солнечные электрические станции. Сер. Гелиоэнергетика (Итоги науки и техники ВИНТИ). – М., 1986. – 112 с.
9. Обухов С.Г. Ветроэнергетические установки малой мощности. Технические характеристики, моделирование, рациональный выбор / Saarbrucken: LAP Lambert Academic Publishing, 2012.– 88 с.
10. «Wind in power». European statistics. The european Wind energy association.2011. – 11 p.
11. «Global Wind Statistics 2011. 07.02.2012. Global wind energy council.Brussels, Belgium 2012. – 4 p.

12. Алексеев О.П., Казанский В.Е. и др. Электрические станции. М.: Энергоиздат, 1981. – 480 с.
13. Михайлов А.В., Агафонов А.А. и др. Малая энергетика России: классификация, задачи, применение. //Новости электротехники, 2005, №5 (35).
14. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Учебное пособие для вузов / Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: Издательство МЭИ, 2002. –584 с.
15. Газовое оборудование, приборы и арматура: Справочное пособие / Под ред. Н.И. Рябцева – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985, 527 с.
16. Дерцакян А.К., Шпотаковский М.Н., Волков В.Г. и др. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. Под ред. А.К. Дерцакяна. Л., «Недра», 1977. 519 с.
17. Платонов М.А., Филипов В.А. Электростанция собственных нужд для птицефабрики в пос. Константиново. / Специализированный научно-технический журнал «Турбины и дизели», март-апрель 2009г, с. 2-6.
18. Глушин Д.В., Константинов А.А. и др. Электростанция собственных нужд для тепличного комплекса в Саранске. / Специализированный научно-технический журнал «Турбины и дизели», ноябрь-декабрь 2012г, с. 44-47.
19. Бушмелев К.В., Деринский Д.А. и др. Электростанция собственных нужд КС «Вуктыльская» ОАО «Газпром». / Специализированный научно-технический журнал «Турбины и дизели», сентябрь-октябрь 2010г., с. 52-57.
20. Ньюшлосс Д., Ряпин И.Ю. Тенденции развития распределенной генерации. / Энергосбережение №7/2012.
21. Карпенко А.А., Паздерин А.В. Распределенная генерация, перспективы и научные проблемы / / УРФУ, Научные трудывсероссийской научно-техническойконференции17-19 ноября 2010, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКАГЛАЗАМИ МОЛОДЁЖИ, Екатеринбург 2010. Том 2, с. 282-288.
22. Dugan R. C. and Thomas S. A. et.al. “Integrating Dispersed Storage and Generation (DGS) with An Automated Distributed System”, IEEE Trans. PAS, PP.1142-1146, 1984.

23. Nara K., Hayashi Y., Ikeda K. and Ashizawa T. "Application of tabu search to optimal placement of distributed generators", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001, Volume: 2, PP.918 –923.
24. J. S. Savier and D. Das "Impact of Network Reconfiguration on Loss Allocation of Radial Distribution Systems," IEEE Trans. Power Del., vol. 22, no. 4, October 2007.
25. Gellings C. W. "The conception of the demand-side management for electric utilities", Proc. IEEE, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, Oct. 1985.
26. Blazewicz S. "Reliability and distributed of the generation", Arthur D. Little, Inc., Tech. Rep., 2000.
27. Brahma S. M. and Girgis A. A. "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 19, pp. 56-63, 2004.
28. Сайт Российского национального комитета СИГРЭ. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.cigre.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
29. Ерохин П.М., Паздерин А.В. и др. Научно-техническое направление «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации при параллельной работе с ЕЭС России». Семинар малой генерации. Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации при параллельной работе с ЕЭС России, Екатеринбург 24.10.2013. Приложение к протоколу №7.
30. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: Учеб. Для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра»», 2000. – 487 с.
31. Ноздренко Г.В., Томилов В.Г., Зыков В.В., Пугач Ю.Л. Надежность ТЭС: Учебное пособие, Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1999. - 63 с.
32. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1987.—328 с.
33. Выбор схем электроснабжения автономных объектов от электростанций собственных нужд. СТО Газпром 2-6.2-208-2008. Газпром ВНИИГАЗ, Москва, 2008. – 35 с.

34. Михайлов В.В., Жуков Ю.С., Суд И.И. Энергетика нефтяной и газовой промышленности. – М., Недра, 1982. – 350 с.
35. Бабурин С.В. Повышение надежности электроснабжения компрессорных станций с газотурбинным приводом. Автореферат к диссертации. Санкт-Петербург. 2007. – 27 с.
36. Трифионов А.А. Оценка качества систем электроснабжения с электростанциями собственных нужд нефтегазовых комплексов на стадии проектирования и реконструкции. Автореферат к диссертации. Москва. 2006. – 31 с.
37. Голубовский А.В. Оптимизация режимов работы СД в узлах нагрузки систем электроснабжения КС магистральных газопроводов, Автореферат к диссертации. Самара. 2008. – 28 с.
38. Газпром в вопросах и ответах. Транспортировка. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2014]. – Режим доступа <http://www.gazpromquestions.ru/transmission/>, свободный. – Загл. с экрана.
39. Проект «Сахалин – 3» [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2014]. – Режим доступа <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/sakhalin3/>, свободный. – Загл. с экрана.
40. Схема газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Томск» [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2014]. – Режим доступа <http://tomsktransgaz.ru/scheme/>, свободный. – Загл. с экрана.
41. Проект Электростанции Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211. 082.ЭВЭН.000.000.000. – ОАО «Звезда-Энергетика». Санкт-Петербург. – 2010 г.
42. Сайт газопоршневых электростанций Guascor. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.guascor.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
43. Сайт газопоршневых электростанций MWM. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.mwm-russia.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.

44. Сайт газопоршневых электростанций Jenbacher, Caterpillar и др. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.cogeneration.ru/> , свободный. – Загл. с экрана.
45. Проект Магистрального газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток. ГКС «Сахалин». 4400/11-ГКС-0. – Гипрогазцентр. Дзержинск. – 2010 г.
46. Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом, СТО Газпром проект СТО Газпром 2-6.2-XXX-2013, Газпром ВНИИГАЗ, Москва, 2013. – 61 с.
47. ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2014. – 31 с.
48. ГОСТ 54149-2010. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2012. – 33 с.
49. Руководство по проекту газовой электростанции QSV 8 – 91G. Cummins Power Generation.U.K., 2001 – 84 с.
50. СТО Газпром 2-6.2-149-2007 Категорийность электроприемников. Газпром ВНИИГАЗ, Москва, 2007. – 26 с.
51. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 455 с.
52. Хрущев Ю.В. Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 160 с.
53. Прахин Б.Я. Синтез структуры систем автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов по требованиям статической устойчивости энергетических систем. Автореферат к диссертации. Москва. 1963. – 27 с.
54. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. Энергия. Москва, 1969. – 352 с.

55. Литкенс И.В., Пуго В.И. Колебательные свойства электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 216 с.
56. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
57. Говорун В.Ф. Электромеханические переходные процессы. Учебное пособие по самостоятельной работе студента. Павлодар: ЭКО, 2009. – 118 с
58. Груздев И. А., Устинов С. М., Масленников И. А. Разработка методов и ПО для анализа СУ и демпферных свойств больших энергосистем // Методы и программное обеспечение для расчетов колебательной устойчивости энергосистем. СПб.: ФЭО, 1992. С. 66—88.
59. Юрганов А.А., Кожевников В.А. Регулирование возбуждения синхронного генератора. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.
60. Klein M., Rogers G.J., Moorty S., Kundur P. "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", "Inter-Area Oscillations In Power Systems", IEEE Power Engineering Society, 95 TP 101, October 1994, pp. 131 143.
61. Kundur P. Power System Stability and Control, New York: Mc Graw-Hill, 1994, p. 979.
62. Kundur P. "Evaluation of method for studying power system stability", International Symposium on Power System Stability, Ames, Iowa, U.S.A., May 1985.
63. Kundur P. Rogers G.J., Wong D.Y., Wang L., and Laubu M.G., "A comprehensive computer program package for small signal stability analysis of power system", IEEE Trans, on Power Systems, vol. 5, no. 4, November 1990, pp.1076-1083.
64. СО 153-34.20.576-2003 Методические указания по устойчивости энергосистем. Министерство энергетики РФ, приказ от 30 июня 2003 г. Издательство НЦ ЭНАС. 2004 г.
65. Екимова М.М., Игнатъев И.В., Дойников А.Н. Использование режимной частотной характеристики для идентификации электроэнергетической системы с

целью улучшения ее демпферных свойств / Деп. в ВИНТИ 6 июля 1983. №122ЭН-Д83.

66. Говорун В.Ф., Груздев И.А, Шахаева О.М. Частотные характеристики генератора с АРВ и их использование при анализе статической устойчивости / Тр. ЛПИ. 1976. -№350. С.13-18.

67. Real Time Digital Simulation for the Power Industry // RTDS Technologies Inc., Winnipeg, Manitoba, Canada, 2009.

68. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Арцишевский Я.Л. и др. Опыт применения программно-аппаратного комплекса RTDS для исследования функционирования устройств РЗА / Журнал «Релейщик», №2 - 2010г., с. 38-44.

69. Нудельман Г.С., Онисова О.А. Современные методы моделирования режимов энергосистем с применением программно-аппаратного комплекса RTDS/ Журнал Энергетик, №8 – 2010г., с. 23-26.

70. Гусев А.С., Хрущев Ю.В., Гурин С.В., Свечкарёв С.В., Плодистый И.Л. Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем //Электричество, 2009, №12. – С. 7-9

71. Учебно-исследовательская лаборатория гибридного моделирования режимов электроэнергетических систем: Техническое описание/ Р. Б. Абеуов, Н. М. Алишевиц, С. В. Гурин, А. С. Гусев, И. Л. Плодистый, С. В. Свечкарев, Б. Г. Третьяков, Ю. В. Хрущев/ Под ред. Ю. В. Хрущева/ ТПУ. – Томск, 2004. – 56с.

72. Сайт всережимного моделирующего комплекса ТПУ. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://inno.tpu.ru/ru/produktyi-i-uslugi/vserezhimnyij-modeliruyushhij-kompleks-realnogo-vremeni-elektroenergeticheskix-sistem1.html>, свободный. – Загл. с экрана.

73. Сайт программного комплекса Eurostag. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.eurostag.be/>, свободный. – Загл. с экрана.

74. Сайт программного комплекса RastrWin. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа [http:// www.rastrwin.ru /](http://www.rastrwin.ru/), свободный. – Загл. с экрана.

75. Шишкин А.А. Программный комплекс расчета установившихся режимов в схемах большой размерности // Электронный журнал «Новое в российской электроэнергетике». -2004. -№ 1. — С. 14-21.
76. Сайт программного комплекса DigSILENTPowerFactory. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.digsilent.de/>, свободный. – Загл. с экрана.
77. Сайт программного комплекса PSS/E. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.energy.siemens.com/>, свободный. – Загл. с экрана.
78. Токарев Л.Н. Системы автоматического регулирования. – Санкт-Петербург.: «Нотабене», 2001. – 188 с.
79. Jesse Russell, Ronald Cohn Пид-регулятор, 2012 г. – 67 с.
80. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов. – 3-е изд., исправленное / Н.И. Овчаренко; под ред. Чл.-корр. РАН, докт. Техн. Наук, проф. А.Ф. Дьякова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 476 с.
81. Веников В.А., Зуев Э.Н., Портной М. Г. и др. Электрические системы: Управление переходными режимами ЭЭС. Учебник/ Под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1982. – 247 с.
82. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – СПб.: ИЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 с.
83. Хрущев Ю.В., Токарев И.С. Разработка технических решений для повышения устойчивости и надежности работы электростанции собственных нужд головной газокompрессорной станции «Сахалин» // Научно-технический журнал Электротехнические комплексы и системы управления,- 2014.- вып. 3.- С. 77-82.
84. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах.– М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
85. Ковач К. П., Рац И. Переходные процессы в машинах переменного тока: Пер. с нем. М.: Госэнергоиздат, 1988.

86. Руководство по эксплуатации терминалов релейной защиты Sepam. Merlin Gerin, Schneider Electric, 2004 – 178 с.
87. Горев А.А. Введение в теорию устойчивости параллельной работы электрических станций. -41. –Л.: 1936. -196с.
88. Горев А.А. Переходные процессы синхронной машины. –М.: ГЭИ, 1950.-552 с.
89. Горев А.А. Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем. –М. –Л.: Госэнергоиздат, 1960. -260с.
90. Лебедев С.А., Жданов П.С., Городской Д.А., Кантор Р.М. Устойчивость электрических систем. –М.: ГЭИ, 1940.-304 с.
91. Жданов П.С. Устойчивость электрических систем. М.: ГЭИ, 1948. -399 с.
92. Дойников А. Н. Эквивалентирование и идентификация электроэнергетических систем при решении задач статической устойчивости. Автореферат к диссертации - Братск, 2001. - 44с.
93. Хрущев Ю.В., Токарев И.С. Применение критерия Найквиста к исследованиям статической устойчивости электроэнергетических систем // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока,- 2011.- вып. 2.- С. 295-298
94. Герценберг Г. Р. АРВ для гидрогенераторов с ионной системой возбуждения Волжской ГЭС им. В. И. Ленина // Вести, электропромышленности. 1961. № 6. С. 11—16.
95. Каштелян. В. Е. Электромагнитный регулятор напряжения / Автоматизация производства и промышленная электроника. М.: Сов. энциклопедия, 1994. Т. 3. С. 215—219.
96. Схема унифицированного автоматического регулятора возбуждения сильного действия для гидрогенераторов, турбогенераторов и синхронных компенсаторов с ионной и тиристорной системами возбуждения / Г. Р. Герценберг, В. Г. Любарский, В. М. Ольшванг, М. И. Покровский, В. М. Юсин, Г. М. Бурунова // Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах: Тр. ВЭИ. М.: Энергия, 1972. Вып. 81. С. 5—17.

97. Петрухин А. Н., Чесноков И. П. Переходные процессы в системах электроснабжения (часть II): Учебное пособие.- Киров: ВГТУ, 1999, 50с.
98. Лосев А.К. Теория линейных электрических цепей. – М.: Высшая школа, 1987. – 512 с.
99. Андреев В.С. Теория нелинейных электрических цепей. – М.: Связь, 1972. – 280 с.
100. Бермант А.Ф., Арамович И.Г. Краткий курс математического анализа. Изд. 7-е, стереотипное. – М.: Наука, 1971. – 736 с.
101. Сайт программного обеспечения Mathcad в России. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.mathcad.cps.ru/> , свободный. – Загл. с экрана.
102. Сайт программного обеспечения Matlab в России. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://matlab.ru/> , свободный. – Загл. с экрана.
103. Хрущев Ю.В., Токарев И.С., Кладько А.А. Построение режимных частотных характеристик электроэнергетической системы по системе исходных уравнений // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока,- 2013.- вып. 2.- С. 338-344.
104. Хрущев Ю.В. Методы расчета устойчивости энергосистем: учебное пособие / Ю.В. Хрущев; Томский политехнический университет. – Томск: STT, 2005. – 176 с.
105. Веников В.А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики). Изд. 2-е, доп. и перераб. – М.: Высшая школа, 1976. – 479 с.
106. Веников В.А., Зуев Э.Н., Литкенс И.В. и др. Электрические системы. Математические задачи энергетики. Изд. 2-е, доп. и перераб. / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1981. – 288 с.
107. Готман В.И. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебное пособие / В. И. Готман; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 240 с.

108. Бесекерский В.Л., Попов Е. П. Теория систем автоматического управления/ В. А. Бесекерский, Е. П. Попов. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб, Изд-во «Профессия», 2003. – 752 с. – (Серия:Специалист).
109. Сенигов П. Н. Теория автоматического управления: Конспект лекций. – Челябинск: ЮУрГУ, 2001 – 93с.
110. Клавдиев А. А. Теория автоматического управления в примерах и задачах. Ч. 1: Учеб. пособие. – СПб: СЗТУ, 2005. 74 с.
111. Востриков А.С., Французова Г.А. Теория автоматического регулирования Учебное пособие -Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. - 364 с.
112. Туманов М.П. Теория автоматического управления. Теория линейных систем автоматического управления: Учебное пособие. – МГИЭМ. М., 2005, 82 с.
113. Хрущев Ю.В., Боровиков Ю.С., Заповодников К.И., Сулайманов А.О. Принципы формирования схем моделирования для построения всережимных моделирующих комплексов сложных электроэнергетических систем // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока,- 2012.- вып. 1.- С. 411- 417
114. Сайт ОАО «ВНИИР». [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://www.vniir.ru/simcenter/about/>, свободный. – Загл. с экрана.
115. Моделирование оборудования энергосистемы на программно-аппаратном комплексе RTDS для испытания и настройки устройств РЗА / В.А. Наумов, Ф.Л. Коган, В.С. Петров, Д.С. Щукин / ООО НПП «ЭКРА», Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем Санкт-Петербург, 30 мая – 3 июня 2011 г., с. 1-8.
116. Программно-аппаратный комплекс (симулятор) RTDS. Описание. – г. Чебоксары. ЗАО «ЭнЛАБ», 2013. – 42 с.
117. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высшая школа, 1987. – 498 с.
118. Сайт Цифровая подстанция. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://digitalsubstation.ru/blog/2014/03/28/rtds-v-kazani/>, свободный. – Загл. с экрана.

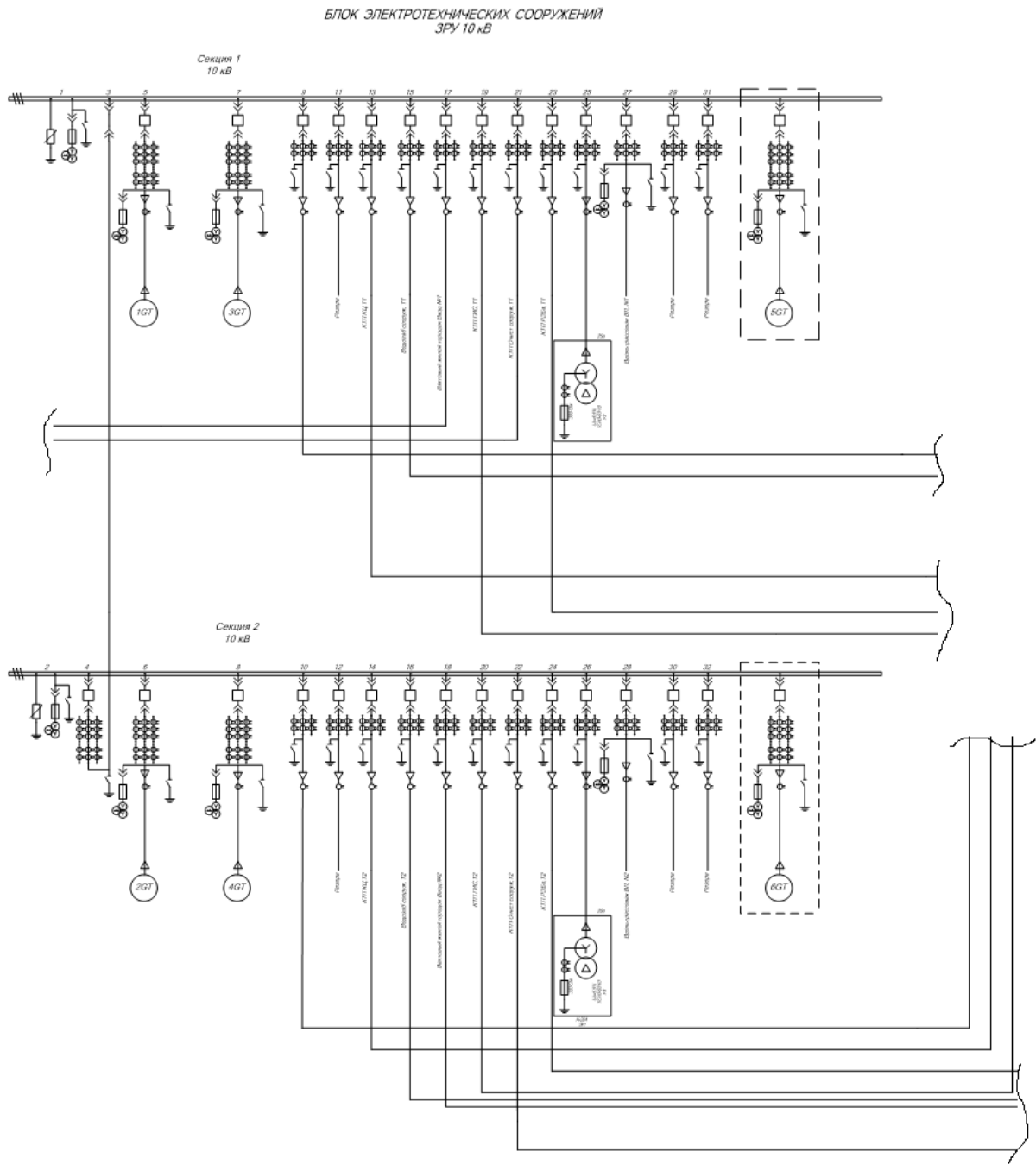
119. Сайт ТПУ. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2015]. – Режим доступа <http://news.tpu.ru/news/2013/10/10/20256/>, свободный. – Загл. с экрана.
120. Программно-аппаратный симулятор реального времени RTDS. Учебное пособие. Версия RSCAD 4.0 (перевод с английского). – RTDS Technologies, 2014. – 97 с.
121. Хрущев Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем.- Томск: STT, 2001. – 310с.
122. Воропай Н.И. Методы эквивалентирования электроэнергетических систем при больших возмущениях (обзор литературы).- М., 1973-124с.
123. Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы электрических сетей и систем: Методы расчетов.- М.: Энергия, 1979.-416 с.
124. Сайт ОАО «Коломенский завод». [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2016]. – Режим доступа <http://www.kolomnadiesel.com/>, свободный. – Загл. с экрана.
125. Yoon, C., Wang, X., Bak, C. L., Blaabjerg F. Stabilization of Multiple Unstable Modes for Small-Scale Inverter-Based Power Systems with Impedance-Based Stability Analysis. In Proceedings of the 30th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC 2015, PP. 1202 – 1208.
126. Bodal S. Using Harmonic Impedance to Investigate the Stability in a High Voltage Direct Current System. Norwegian University of Science and Technology Department of Electric Power Engineering. 2013, p. 105.
127. Y. Song, C. Breitholtz Nyquist stability analysis of a VSC-HVDC system using a distributed parameter DC-cable model. Preprints of the 19th World Congress The International Federation of Automatic Control. Cape Town, South Africa. August 24-29, 2014, PP. 8202-8209.
128. Jason C. Neely, Raymond H. Byrne, Ryan T. Elliott. Damping of Inter-area Oscillations using Energy Storage., IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, JULY 2013, PP. 1-5.

129. ГОСТ 21027-75 Системы энергетические. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2005. – 6 с.

130. Исаев Ю.Н. Системы автоматического управления: Учебное пособие / Ю.Н. Исаев; Томский политехнический университет.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013.-143 с.

131. Электронный портал «Экспонента», программа ODE. [Электронный ресурс] – Электрон. Дан (1 файл). – [2016]. – Режим доступа <http://www.exponenta.ru/ode>, свободный. – Загл. с экрана.

Приложение А. Однолинейная схема закрытого распределительного устройства (ЗРУ) – 10 кВ с отходящими линиями АЭЭС ГКС «Сахалин» (справочное)



**Приложение Б. Параметры электрооборудования АЭЭС ГКС «Сахалин»
(справочное)**

Таблица Б.1 – Параметры генераторов.

№	Генераторы						
	$P_{\text{ном}}$, МВт	$\cos\varphi$, о.е.	$U_{\text{ном}}$, кВ	X_d , о.е.	X'_d , о.е.	X_2 , о.е.	T_j , с
1-6	1,1	0,8	10	2,567	0,244	0,236	0,2

Таблица Б.2 – Параметры трансформаторов.

№	Расположение	Трансформаторы			
		$S_{\text{ном}}$, МВА	U_k , %	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ
1	БЭС	0,63	6,2	10	0,4
2	РЭБ	1	5,83	10	0,4
3	Энергоблок	1,6	6,08	10	0,4
4	ГИС	0,1	5,62	10	0,4
5	ОС	0,16	5,73	10	0,4
6	ВЖГ	0,4	5,92	10	0,4
7	ВЗС	0,16	5,73	10	0,4

Таблица Б.3 – Параметры ВЛ и КЛ.

№	Наименование присоединения	Длина ВЛ, км	Длина КЛ, км
1	Генератор – ЗРУ	---	0,12
2	ЗРУ – КТП СН	---	0,03
3	ЗРУ – КТП КЦ	---	0,36
4	ЗРУ – КТП ВЗС Т1 (Т2)	1,2 (1,5)	0,08
5	ВЖГ	12,4	0,85
6	КТП ГИС	---	0,55
7	КТП ОС	---	0,39
8	КТП РЭБа	---	0,32
9	Вдольтрассовая ВЛ №1	1,9	---
10	Вдольтрассовая ВЛ №2	27,143	---

**Приложение В. Программа проведения натуральных экспериментов
(справочное)**



ОАО «ГАЗПРОМ»
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ**
«ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»
(ООО «Газпром трансгаз Томск»)

Фрунзе пр., д. 9, г. Томск,
Российская Федерация, 634029
Тел.: (3822) 77-98-11, факс: (3822) 52-80-13. Телекс: 128216 "Пламя"
e-mail: office@transgaz.tomsk.ru, www.tomsktransgaz.ru
ОКПО 04634954, ОГРН 1027000862954, ИНН/КПП 7017005289/997250001

ПРОГРАММА
проведения оценки запаса устойчивости автономной энергосистемы 10 кВ
ГКС «Сахалин» при различных режимах работы электростанций
собственных нужд
с 20.02.2013г. по 23.02.2013г.

1. ЦЕЛЬ РАБОТЫ

1.1. Определение запаса устойчивости автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» в следующих режимах:

1.1.1. Секционный выключатель ЗРУ – 10 кВ включен, два генератора работают на разные секции шин.

1.1.2. Секционный выключатель ЗРУ – 10 кВ выключен, два генератора работают на разные секции шин.

1.1.3. Секционный выключатель ЗРУ – 10 кВ включен, два генератора работают на одну секцию шин.

1.2. Проверка работы автоматики при выводе из работы одного из работающих генераторов, при работе с выключенным секционным выключателем ЗРУ – 10 кВ.

1.3. Оценка загрузки трансформаторов на всех КТП, проверка работы КТП при одном работающем трансформаторе во время малых нагрузок. Расчет потерь электроэнергии и газа при работе незагруженных трансформаторов.

1.4. Составление отчёта о запаса устойчивости автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» при различных режимах работы ЭСН.

2. ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЛИЦА

1. Куратор Программы в целом – Обьедков И.С., ведущий инженер ОГЭ администрации ООО «Газпром трансгаз Томск».

2. Ответственный за техническое проведение работ – Токарев И.С., инженер ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Томск».

3. Ответственный за переключения в цепях РЗ и А и настройку уставок – Токарев И.С., инженер ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Томск».

4. Ответственный за оперативные переключения в сети 10 кВ ГКС «Сахалин» – начальник службы ЭВС Яковлев А.А.

3. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ РАБОТ

3.1. Все работы по программе необходимо производить с использованием индивидуальных средств защиты от поражения электрическим током.

3.2. Рабочие места должны быть оборудованы персональными рациями или иными средствами связи, на каждой КТП необходимо выставить по одному наблюдающему.

3.3. Все оперативные переключения, предусмотренные программой, выполняются оперативным персоналом ГКС «Сахалин», согласно бланку оперативных переключений.

4. ОПИСАНИЕ ИСХОДНОЙ СХЕМЫ СЕТИ 10 кВ ГКС «САХАЛИН»

4.1. К 1СШ подсоединены ЭСН №1, ЭСН №3, 1 ввод КТП БЭС, 1 ввод КТП КЦ, 1 ввод КТП Водозаборных сооружений, 1 ввод КТП Очистных сооружений, 1 ввод КТП РЭБ, 1 ввод КТП ВЖГ, 1 ввод КТП ГИС, Вдольтрассовая ВЛ №1.

4.2. К 2СШ подсоединены ЭСН №2, ЭСН №4, 2 ввода КТП БЭС, 2 ввода КТП КЦ, 2 ввода КТП Водозаборных сооружений, 2 ввода КТП Очистных сооружений, 2 ввода КТП РЭБ, 2 ввода КТП ВЖГ, 2 ввода КТП ГИС, Вдольтрассовая ВЛ №2.

4.3. Секционный выключатель включен.

5. ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ

Таблица 1

№	место проведения	действия персонала	исполнитель
Подготовительные работы			
1	ЗРУ-10 кВ	секционный выключатель ЗРУ – 10 кВ включен, в работе находятся ЭСН №1 и ЭСН №4	оперативный персонал
2	КТП БЭС	секционный выключатель КТП отключен, установка нового времени АВР, ВНР, проверка загрузки трансформаторов	оперативный персонал, специалисты ИТЦ
3	КТП КЦ	секционный выключатель КТП отключен, установка нового времени АВР, ВНР, проверка загрузки трансформаторов	оперативный персонал, специалисты ИТЦ
4	КТП Водозаборных	секционный выключатель КТП отключен, установка нового времени	оперативный персонал,

	<i>сооружений</i>	<i>АВР, ВНР, проверка загрузки трансформаторов</i>	<i>специалисты ИТЦ</i>
5	<i>КТП Очистных сооружений</i>	<i>секционный выключатель КТП отключен, установка нового времени АВР, ВНР, проверка загрузки трансформаторов</i>	<i>оперативный персонал, специалисты ИТЦ</i>
6	<i>КТП РЭБ</i>	<i>секционный выключатель КТП отключен, установка нового времени АВР, ВНР, проверка загрузки трансформаторов</i>	<i>оперативный персонал, специалисты ИТЦ</i>
7	<i>КТП ВЖГ</i>	<i>секционный выключатель КТП отключен, установка нового времени АВР, ВНР, проверка загрузки трансформаторов</i>	<i>оперативный персонал, специалисты ИТЦ</i>
8	<i>КТП ГИС</i>	<i>секционный выключатель КТП отключен, установка нового времени АВР, ВНР, проверка загрузки трансформаторов</i>	<i>оперативный персонал, специалисты ИТЦ</i>
Основные работы			
1	<i>ЗРУ-10 кВ</i>	<i>организация перехода работы ЗРУ – 10 кВ на режим с выключенным СВ</i>	<i>оперативный персонал</i>
2	<i>ЗРУ-10 кВ</i>	<i>отключить СВ в ЗРУ 10 – кВ, переход на работу ГКС с двумя независимыми источниками электроэнергии (ЭСН №1 и ЭСН №4)</i>	<i>оперативный персонал</i>
3	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
4	<i>ЗРУ-10 кВ</i>	<i>при нормальной работе автономной энергосистемы, оставить данный режим работы ЭСН на 30 минут, с контролем параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
5	<i>ЗРУ-10 кВ</i>	<i>включить СВ в КТП БЭС и КТП КЦ, переход на работу ГКС с двумя независимыми источниками электроэнергии (ЭСН №1 и ЭСН №4), с синхронизацией через 0.4 кВ</i>	<i>оперативный персонал</i>
6	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный</i>

			<i>персонал специалисты ИТЦ</i>
7	<i>ЗРУ-10 кВ</i>	<i>при нормальной работе автономной энергосистемы, оставить данный режим работы ЭСН на 30 минут, с контролем параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
8	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>отключить генератор на секции шин №1 ЗРУ – 10 кВ (ЭСН №1) (имитация аварии), проверить срабатывание автоматики на всех КТП, проконтролировать наброс нагрузки на оставшийся в работе генератор, согласно установленным уставкам АВР</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
9	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
10	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>при нормальной работе автономной энергосистемы оставить режим работы с одним генератором на 15 минут, с контролем параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
11	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
12	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>включить резервный генератор на секции шин №1 ЗРУ – 10 кВ (ЭСН №3), проверить срабатывание автоматики во всех КТП, проконтролировать наброс нагрузки на введенный в работу генератор, согласно установленным уставкам ВНР</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
13	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
14	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>отключить генератор на секции шин №2 ЗРУ – 10 кВ (ЭСН №4) (имитация аварии), проверить срабатывание автоматики во всех КТП, проконтролировать наброс нагрузки на</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>

		<i>оставшийся в работе генератор, согласно установленным уставкам АВР</i>	
15	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
16	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>при нормальной работе автономной энергосистемы оставить режим работы с одним генератором на 15 минут, с контролем параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
17	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
18	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>включить резервный генератор на секции шин №2 ЗРУ – 10 кВ (ЭСН №2), проверить срабатывание автоматики во всех КТП, проконтролировать наброс нагрузки на введенный в работу генератор, согласно установленным уставкам ВНР</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
19	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
20	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>включить СВ в ЗРУ 10 – кВ, переход на работу ГКС с двумя источниками электроэнергии, работающими на общую систем шин (ЭСН №1 и ЭСН №4)</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
21	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>включить резервный генератор на секции шин №1 ЗРУ – 10 кВ (ЭСН №3), проконтролировать наброс нагрузки на введенный в работу генератор</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
22	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>отключить генератор на секции шин №2 ЗРУ – 10 кВ (ЭСН №4), проконтролировать наброс нагрузки на оставшиеся в работе генераторы (ЭСН №1 и ЭСН №3)</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
23	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный</i>

			<i>персонал специалисты ИТЦ</i>
24	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>при нормальной работе автономной энергосистемы оставить режим работы с двумя генераторами, работающими на одну секцию шин с включенным СВ, на 15 минут, с контролем параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
25	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>снятие параметров сети</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
26	<i>ЗРУ-10 кВ, КТП</i>	<i>восстановить исходную схему работы автономной энергосистемы ГКС «Сахалин»</i>	<i>оперативный персонал специалисты ИТЦ</i>
27		<i>составление отчета по проделанной работе</i>	<i>специалисты ИТЦ</i>

6. Уставки АВР и ВНР на момент комплексных испытаний автономной энергосистемы 10 кВ ГКС «Сахалин»

Таблица 2

КТП	Время АВР, сек (с перерывом питания)	Время ВНР, сек (с перерывом питания)
<i>БЭС</i>	0	0
<i>ГИС</i>	1	1
<i>КЦ</i>	0	0
<i>РЭБ</i>	6	8
<i>Водозаборные сооружения</i>	8	1
<i>Очистные сооружения</i>	8	1
<i>ВЖГ</i>	12	12

7. Проектные уставки АВР и ВНР автономной энергосистемы 10 кВ ГКС «Сахалин»

Таблица 3

КТП	Время АВР, сек (с перерывом питания)	Время ВНР, сек (с перерывом питания)
<i>ГИС</i>	0.1	0.1
<i>Водозаборные сооружения</i>	1	1
<i>Очистные сооружения</i>	1	1
<i>БЭС</i>	8	60
<i>КЦ</i>	8	5
<i>РЭБ</i>	8	5
<i>ВЖГ</i>	8	5

8. Нагрузки фидеров ЗРУ – 10 кВ на момент комплексных испытаний автономной энергосистемы ГКС «Сахалин»

Таблица 4

Фидер	I ввод	II ввод
<i>КТП СН</i>	P=55кВт; Q=24кВА	P=65кВт; Q=29кВА
<i>КТП КЦ</i>	P=60.8 кВт; Q=3 кВА	P=70 кВт; Q=22.7 кВА
<i>КТП РЭБ</i>	P=98 кВт; Q=17.3 кВА	P=103 кВт; Q=18.5 кВА
<i>КТП ГИС</i>	P=5.7 кВт; Q=0.5 кВА	P=25.7 кВт; Q=1.5 кВА
<i>КТП ВЗС</i>	P=24кВт; Q=0.5 кВА	P=23кВт; Q=1.2 кВА
<i>КТП ВЖГ</i>	P=49 кВт; Q=2.8 кВА	P=45.8; Q=2.7 кВА
<i>КТП КОС</i>	P=16.8 кВт; Q=1.1 кВА	P=8.5 кВт; Q=0.8 кВА

СОСТАВИЛ:

Инженер ИТЦ

СОГЛАСОВАНО:


Начальник Северо-Сахалинской ПП

Начальник службы ЭВС


Начальник участка ЭВС



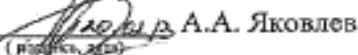
И.С. Токарев
(подпись, дата)



20.02.2013 А.П. Перминов
(подпись, дата)



А.С. Погребняк
(подпись, дата)



А.А. Яковлев
(подпись, дата)

**Приложение Г. Удостоверение на рационализаторское предложение
(справочное)**

 ОАО «ГАЗПРОМ» ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»
<h2>УДОСТОВЕРЕНИЕ</h2> <p>на рационализаторское предложение</p>
<p>Настоящее удостоверение выдано <i>Тюкареву Ивану Сергеевичу</i> <small>(фамилия, имя, отчество автора)</small></p>
<p>на предложение № <u>0500-460</u> от «<u>30</u>» <u>сентября</u> 20<u>13</u> г. признанное рационализаторским «<u>30</u>» <u>сентября</u> 20<u>13</u> г. и рекомендованное к использованию _____</p>
<p><u>Сахагинское ЛПУ.ИТ</u> <small>(наименование организации, подразделение организации)</small></p>
<p>под наименованием: <u>Изменение схемы электроснаб- жения автокошечной энергостанции ТЭС «Сахагин»</u></p>
<p>Соавторами рационализаторского предложения являются: _____</p>
<p><u>главный инженер -</u> <u>И.И. Зайцев</u> <small>(должность, руководитель)</small></p>
<p><u>В.А. Кобелев</u> <small>(подпись)</small></p>
<p><u>В.А. Кобелев</u> <small>(фамилия, инициалы)</small></p>



**Приложение Д. Технические характеристики элементов системы
(справочное)**

ГенераторГ является эквивалентом двух турбогенераторов типа ТГВ_200_2У3 с параметрами каждого из них:

$P_{ГН} = 200$ - мощность генератора, МВт;

$U_{ГН} = 15,75$ - напряжение генератора, кВ;

$\cos\phi_{ГН} = 0,85$;

$X_d = 1,84$ - синхронное реактивное сопротивление эквивалентного генератора, приведенное к его номинальной мощности, отн.ед.;

$X'_d = 0,295$ - переходное реактивное сопротивление эквивалентного генератора, приведенное к его номинальной мощности, отн.ед.;

$T_j = 6$ - постоянная инерции ротора и турбины эквивалентного турбогенератора, приведенная к его номинальной мощности, с;

$T_{d0} = 7$ - постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора, с;

$U_{Г} = U_{ГН}$.

ТрансформаторТ1является эквивалентом двух трансформаторов типа ТДЦ_250000/220 с параметрами каждого из них:

$S_{ТН} = 250$ - номинальная мощность одного трансформатора электростанции, МВА;

$U_{НВ} = 242$ - напряжение на ступени трансформации «низкое – высокое напряжение», кВ;

$U_{НН} = 15,75$ - напряжение на ступени трансформации «низкое – низкое напряжение», кВ;

$U_K = 11\%$.

ТрансформаторТ2является эквивалентом двух групп однофазных трансформаторов типа ОЦТГ_82500/220 с параметрами на группу:

$S_{ТН} = 247,5$ МВА;

$U_{НВ} = 230$ - напряжение на ступени трансформации «низкое – высокое напряжение», кВ;

$U_{НС} = 121$ - напряжение на ступени трансформации «низкое – среднее напряжение», кВ;

$U_{НН} = 10,5$ - напряжение на ступени трансформации «низкое – низкое напряжение»,кВ;

$$U_{КВС} = 22\%,$$

$$U_{КВН} = 14\%;$$

$$U_{КСН} = 8\%.$$

ЛинияВЛ – двухцепная, выполнена проводом марки АСО_300 с параметрами:

$$L = 200$$
 - длина линии, км;

$$X_0 = 0,429$$
 - сопротивление линии, Ом/км.

Возбудитель генератора:

$$T_E = 2$$
 - постоянная времени возбудителя, с.

Регулятор возбуждения:

$$T_P = 0,1$$
 - постоянная времени регулятора, с.

Система С:

$$U_C = 115$$
 - напряжение на шинах приемной системы, кВ.

Турбина эквивалентного генератора: передаваемая активная мощность генератора в первом режиме, в долях от $P_{P0(1)} / P_{max}$, max:

$$P_T(1) = 0,5 P_{max}.$$

**Приложение Е. Представление параметров в относительных единицах.
Расчет начальных условий
(справочное)**

Базисные напряжения:

$$U_{B1} = 115, \text{кВ};$$

$$U_{B2} = 230, \text{кВ};$$

$$U_{B3} = 15,75 \text{кВ}.$$

Сопротивления схемы замещения:

$$x_{T1} = U_{K\%} S_B \frac{1}{100 S_{T1(\text{НОМ})}} = 11 * 1000 * \frac{1}{100 * 500} = 0,22, \text{отн.ед.};$$

$$x_{T2} = U_{K\%} S_B \frac{1}{100 S_{T2(\text{НОМ})}} = 22 * 1000 * \frac{1}{100 * 495} = 0,44, \text{отн.ед.};$$

$$x_{ВЛ} = \frac{1}{2} x_0 l \frac{S_B}{U_{B2}^2} = \frac{1}{2} * 0,429 * 200 * \frac{1000}{230^2} = 0,81, \text{отн.ед.};$$

$$x_{ГC} = x_{T1} + x_{T2} + x_{ВЛ} = 0,22 + 0,44 + 0,81 = 1,47, \text{отн.ед.};$$

$$x_{d^*} = x_d S_B \frac{1}{S_{НОМ}} = \frac{x_d S_B \cos \varphi_{ГН}}{2 P_{НОМ}} = \frac{1,84 * 1000 * 0,85}{2 * 200} = 3,91, \text{отн.ед.};$$

$$x'_{d^*} = x'_d S_B \frac{1}{S_{НОМ}} = \frac{x'_d S_B \cos \varphi_{ГН}}{2 P_{НОМ}} = \frac{0,295 * 1000 * 0,85}{2 * 200} = 0,63, \text{отн.ед.};$$

$$x_{d\Sigma} = x_{ГC} + x_{d^*} = 1,47 + 3,91 = 5,38, \text{отн.ед.};$$

$$x'_{d\Sigma} = x_{ГC} + x'_{d^*} = 1,47 + 0,63 = 2,1, \text{отн.ед.}.$$

Вывод максимальной мощности:

$$U_{ГН} = U_C = 1, \text{отн.ед.};$$

$$P_{\max} = \frac{U_{ГН} U_C}{x_{ГC}} = \frac{1 * 1}{1,47} = 0,68, \text{отн.ед.};$$

$$P_{Г0} = 0,5 P_{\max} = 0,68 * 0,5 = 0,34, \text{отн.ед.}$$

При заданном значении $U_{ГН}$ реактивная мощность $Q_{Г0}$ определяется по выражению:

$$Q_{\Gamma 0} = \frac{U_{\Gamma}^2}{x_{\Gamma C}} - \sqrt{\left(\frac{U_{\Gamma} U_C}{x_{\Gamma C}}\right)^2 - P_{\Gamma 0}^2} = \frac{1}{1,47} - \sqrt{\left(\frac{1*1}{1,47}\right)^2 - 0,34^2} = 0,09, \text{отн.ед.}$$

ЭДС E_{qe0} будет соответствовать режиму, характеризуемому значениями активной $P_{\Gamma 0}$ и реактивной $Q_{\Gamma 0}$ мощностей на выводах генератора. В этом случае:

$$\begin{aligned} E_{qe0} &= \sqrt{\left(U_{\Gamma H} + \frac{Q_{\Gamma 0} x_{d^*}}{U_{\Gamma H}}\right)^2 + \left(\frac{P_{\Gamma 0} x_{d^*}}{U_{\Gamma H}}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(1 + \frac{0,09 * 3,91}{1}\right)^2 + \left(\frac{0,34 * 3,91}{1}\right)^2} = 1,89, \text{отн.ед.} \end{aligned}$$

Введем в рассмотрение новые переменные:

$$E = E_q - E_{qe0};$$

$$U = U_{\Gamma 0} - U_{\Gamma};$$

$$V = f - f_0;$$

$$x_e = \frac{dE}{dt} = pE.$$

Начальные условия для переменных x_e и V, U, E будут равны нулю. Для определения начального условия переменной δ , необходимо решить уравнение:

$$\delta = \arcsin \left(\frac{P_{\Gamma 0}}{E_{qe0}} (x_{d^*} + x_{\Gamma C}) \right) = \arcsin \left(\frac{0,34}{1,89} (3,91 + 1,47) \right) = 1,32, \text{отн.ед.}$$

Имеем следующие значения начальных условий:

$$E = 0;$$

$$\delta = 1,32 \text{ отн.ед.};$$

$$U = 0;$$

$$V = 0;$$

$$x_e = 0.$$

Приложение Ж. Преобразования исходных дифференциальных уравнений (3.1 – 3.4) (справочное)

Так как

$$\frac{T_j}{\omega_c} p^2 \delta = P_T - P,$$

$$P = \frac{(E + E_{qe0})}{x_{d\Sigma}} \sin \delta,$$

то первое уравнение будет иметь вид:

$$p\delta = V.$$

Второе уравнение имеет вид :

$$pV = \frac{\omega_c}{T_j} (P_T - P) = \frac{\omega_c}{T_j} \left(P_T - \frac{(E + E_{qe0})}{x_{d\Sigma}} \sin \delta \right).$$

Третье уравнение имеет вид:

$$pE = x_e.$$

Вывод четвертого уравнения:

$$U = U_{\Gamma 0} - \sqrt{\frac{1}{x_{d\Sigma}} (E^2 q^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2E_q U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta)} =$$

$$= U_{\Gamma 0} - \frac{1}{x_{d\Sigma}} \sqrt{E^2 q^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2E_q U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta};$$

$$pU = - \frac{1}{2x_{d\Sigma} \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}} * \\ * (2x_{\Gamma C}^2 x_e (E + E_{qe0}) - 2VE_{qe0} U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \sin \delta - 2VE U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \sin \delta + 2x_e U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta);$$

$$pU = - \frac{1}{2x_{d\Sigma} \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}} * \\ * (2x_{\Gamma C}^2 x_e (E + E_{qe0}) - 2V U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \sin \delta (E_{qe0} + E) + 2x_e U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta);$$

$$pU = - \frac{1}{x_d \Sigma \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_c x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}} * \\ * (x_{\Gamma C}^2 x_e (E + E_{qe0}) - V U_c x_{d^*} x_{\Gamma C} \sin \delta (E_{qe0} + E) + x_e U_c x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta);$$

$$pU = \frac{1}{x_d \Sigma \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_c x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}} * \\ * (V U_c x_{d^*} x_{\Gamma C} \sin \delta (E_{qe0} + E) - x_e U_c x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta - x_{\Gamma C}^2 x_e (E + E_{qe0}));$$

Четвертое уравнение имеет вид:

$$pU = x_{\Gamma C} \frac{(E + E_{qe0})(V U_c x_{d^*} \sin \delta - x_{\Gamma C} x_e) - x_e U_c x_{d^*} \cos \delta}{x_d \Sigma \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_c x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}}.$$

Вывод пятого уравнения:

$$E(p^2 T_e T_p + p(T_e + T_p) + 1) = \\ = K_{0U} U + K_{1U} pU + K_{0f} V + K_{1f} \frac{\omega_c}{T_j} (P_T - P);$$

$$E_q = E_{qe} + E_{qсв};$$

$$E_{qсв} = -T_{d0} P E_q' = 0;$$

$$E_q = E_{qe};$$

$$E_{qe} - E_{qe0} = \frac{1}{(pT_e + 1)(pT_p + 1)} [(K_{0U} + pK_{1U})(U_{\Gamma 0} - U_{\Gamma}) + (K_{0f} + pK_{1f})(f - f_0)];$$

$$E = E_{qe} - E_{qe0} = E_q - E_{qe0};$$

$$p x_e = \frac{1}{T_e T_p} [K_{0U} U + K_{1U} pU + K_{0f} V + K_{1f} \frac{\omega_c}{T_j} (P_T - P) - x_e (T_e + T_p) - E];$$

Пятое уравнение имеет вид:

$$p_{x_e} = \frac{1}{T_e T_p} [K_{1U} x_{\Gamma C} \frac{(E + E_{qe0})(V U_C x_{d^*} \sin \delta - x_{\Gamma C} x_e) - x_e U_C x_{d^*} \cos \delta}{x_{d\Sigma} \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}} +$$

$$+ K_{0f} V + K_{0U} U + K_{1f} \frac{\omega_c}{T_j} (P_T - P) - x_e (T_e + T_p) - E]$$

В итоге получено 5 дифференциальных уравнений:

$$p\delta = V; \quad (1)$$

$$pV = \frac{\omega_c}{T_j} (P_T - \frac{(E + E_{qe0})}{x_{d\Sigma}} \sin \delta); \quad (2)$$

$$pE = x_e; \quad (3)$$

$$pU = x_{\Gamma C} \frac{(E + E_{qe0})(V U_C x_{d^*} \sin \delta - x_{\Gamma C} x_e) - x_e U_C x_{d^*} \cos \delta}{x_{d\Sigma} \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}}; \quad (4)$$

$$p_{x_e} = \frac{1}{T_e T_p} [K_{1U} x_{\Gamma C} \frac{(E + E_{qe0})(V U_C x_{d^*} \sin \delta - x_{\Gamma C} x_e) - x_e U_C x_{d^*} \cos \delta}{x_{d\Sigma} \sqrt{(E + E_{qe0})^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2(E + E_{qe0}) U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}} +$$

$$+ K_{0f} V + K_{0U} U + K_{1f} \frac{\omega_c}{T_j} (P_T - \frac{(E + E_{qe0})}{x_{d\Sigma}} \sin \delta) - x_e (T_e + T_p) - E]; \quad (5)$$

$$\text{где } U = U_{\Gamma 0} - \frac{1}{x_{d\Sigma}} \sqrt{E_{qe0}^2 x_{\Gamma C}^2 + U_c^2 x_{d^*}^2 + 2E_{qe0} U_C x_{d^*} x_{\Gamma C} \cos \delta}.$$

После подстановки известных констант, система, состоящая из уравнений (1-5) принимает вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} p\delta = V; \\ pV = 4,335 - 2,36(E + 1,92)\sin\delta; \\ pE = x_e; \\ pU = \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}}; \\ px_e = 1,37K_{1U} \frac{(E + 1,92)(3,91V\sin\delta - 1,47x_e) - 3,91x_e\cos\delta}{\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}} + \\ + 5[K_{0f}V + K_{0U}U + K_{1f}(8,37 - 6,29(E + 1,92)\sin\delta) - 2,1x_e - E]; \end{array} \right.$$

где $U = 1 - 0,19\sqrt{2,16(E + 1,92)^2 + 15,29 + 11,49(E + 1,92)\cos\delta}$.

$K_{1U}, K_{0U}, K_{0f}, K_{1f}$ - коэффициенты усиления АРВ СД, определяемые экспериментальным способом.

Приложение 3. Параметры энергоагрегата Cummins (справочное)

RATINGS	REFER TO SALES AND SERVICE BRIEFING	
MAXIMUM ALTITUDE	1000 METRES ABOVE SEA LEVEL	
MAXIMUM AMBIENT TEMPERATURE	40° C	
CONTROL SYSTEM SERIES 3	SEPARATELY EXCITED BY P.M.G.	
A.V.R.	MA330	
VOLTAGE REGULATION	± 0.5%	WITH 4% ENGINE GOVERNING
SUSTAINED SHORT CIRCUIT	REFER TO SHORT CIRCUIT DECREMENT CURVES OF THIS SECTION	
INSULATION SYSTEM	CLASS F	
PROTECTION	IP23 STANDARD	
RATED POWER FACTOR	0.8	
STATOR WINDING	DOUBLE LAYER LAP	
WINDING PITCH	TWO THIRDS	
WINDING LEADS	6	
R.F.I. SUPPRESSION	BS EN 50081/2-1/2 VDE 0875G VDE 0875N For other standards apply to the factory	
WAVEFORM DISTORTION	NO LOAD < 1.5% NON-DISTORTING BALANCED LINEAR LOAD < 3.0%	
MAXIMUM OVERSPEED	2250 Rev/Min	
BEARING DRIVE END	ISO 6232 C3	
BEARING NON DRIVE END	ISO 6324 C3	
EFFICIENCY	REFER TO EFFICIENCY CURVES OF THIS SECTION	
FREQUENCY	50Hz	
TELEPHONE INTERFERENCE	THF < 2%	
COOLING AIR	3.0 m ³ /sec	
VOLTAGE STAR (Y)	10500	11000
KVA BASE RATING FOR		
REACTANCE VALUES	2167	2270
X _d DIRECT AXIS SYNCHRONOUS	2.567	2.450
X' _d DIRECT AXIS TRANSIENT	0.244	0.233
X'' _d DIRECT AXIS SUB-TRANSIENT	0.182	0.174
X _q QUADRATURE AXIS REACTANCE	1.791	1.710
X'' _q QUAD. AXIS SUB-TRANSIENT	0.304	0.290
X _l LEAKAGE REACTANCE	0.124	0.118
X ₂ NEGATIVE PHASE SEQUENCE	0.236	0.225
X ₀ ZERO PHASE SEQUENCE	0.035	0.033
REACTANCES ARE SATURATED	VALUES ARE PER UNIT AT RATING AND VOLTAGE INDICATED	
T' _d TRANSIENT TIME CONSTANT	0.200	
T'' _d SUB-TRANSIENT TIME CONSTANT	0.015	
T' _{do} O.C. FIELD TIME CONSTANT	4.000	
T _a ARMATURE TIME CONSTANT	0.080	
SHORT CIRCUIT RATIO	1/X _d	
STATOR WINDING RESISTANCE (L-N)	0.601	
ROTOR WINDING RESISTANCE	1.320	
EXCITER STATOR FIELD RESISTANCE	17.00	
EXCITER ROTOR RESISTANCE (L-L)	0.076	
PMG STATOR RESISTANCE (L-L)	2.700	
	RESISTANCE VALUES ARE IN OHMS AT 20° C	
NO LOAD EXCITATION VOLTAGE	17.0	
FULL LOAD EXCITATION VOLTAGE	70.0	

Приложение II. Параметры энергоагрегата Коломенского завода (справочное)

Номинальные параметры			Тип		1DC0828-4AD03-Z	
Мощность	S_n	1450 kVA	Норма	МЭК60034		
Напряжение	U_n	10500 V +/-5%	Судовая сертификация	---		
Частота	f_n	50 Hz +/-2%	Ех-защита	---		
Козфф.мощн.	p.f.	0,8	Ех-норма	---		
Ток	I_n	80 A	Система охлаждения	IC01		
Обороты	n_n	1000 min ⁻¹	Температура окружающей среды	40 °C		
Момент	M_n	13,8 kNm	Температура охлаждающей воды	--- °C		
Шаг обмотки 2/3		no	Высота над уровнем моря	1000 m		
Возбуждение	бесщеточный с AVR и вспомогательной обмоткой		Класс изоляции:	155 (F)		
Форма машины	IM1101		Температура статорной обмотки	<= 145 °C (R)		
Степень защиты машины	IP23		Температура роторной обмотки	<= 145 °C (R)		
Эксплуатационные данные			Привод: Газовый двигатель			
		Каждочас мощность	Электрическая мощность	Потребляемая мощность	Приводной момент на валу	
Козфф. Мощн.	0,80	1450 kVA	1180 kW _e	1222 kW _m	11,67 kNm	
Козфф. Мощн.	1,00	1450 kVA	1450 kW _e	1509 kW _m	14,41 kNm	
Реактанс и временные константы			Z_n		76,034 Ω	
	unsat.	sat.	x_q	unsat.	sat.	
x_d	175,1	151,0 %	x_q	108,1	%	T_{d0}' 3,490 s
x_d'	27,7	22,2 %	x_q'	108,1	%	T_d' 0,553 s
x_d''	13,9	12,2 %	x_q''	15,2	13,4 %	T_d'' 0,029 s
x_2	14,6	12,8 %	x_0	4,6	4,6 %	T_a 0,024 s
Эффективность						
S/S _n		25	50	75	100	110 %
Козфф. Мощн.	0,80	91,9	94,6	95,1	94,9	94,8 %
Козфф. Мощн.	1,00	93,6	95,8	96,2	96,1	96,0 %
Характеристики короткого замыкания						
I_k''		0,65 kA	Начальный ток короткого замыкания (3~)			
I_b		1,66 kA	Макс. величина тока (3~)			
I_k	≥	0,24 kA	Стабилизированный ток короткого замыкания			
k_c		0,66	Отношение короткого замыкания			
M_{k2}		147 kNm	Начальный момент короткого замыкания (2~)			
M_{k3}		113 kNm	Начальный момент короткого замыкания (3~)			
Переходные изменения напряжения						
Падение напряжения		≤ 40 %	Переходное напряжение	≤ 20 %		
Внезапное увеличение нагрузки		245 %	Внезапное облегчение нагрузки	60 %		
Козфф. Мощн.		0,4	Козфф. Мощн.	0,4		
Остальные данные						
Тип регулятора	Не поставляет SEM		Аксиальная сила при номинальном ходе*	0,6 kN		
Потери для охлаждения	62 kW		Эксцентрическая радиальная магнитная сила	24 kN·mm ⁻¹		
* Использование незафиксированных подшипников имеет влияние на конец вала.						
Примечания						
Перегрузка: 110% номинального тока – 1 hour час за 6 часов.						
Ассиметрическая нагрузка i2 макс. 25%IN						