

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»



На правах рукописи

**Газизова Ольга Викторовна**

**ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ МНОГОМАШИННЫХ  
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ВНУТРИЗАВОДСКОГО  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Научный консультант –  
профессор, д-р техн. наук  
Геннадий Петрович Корнилов

Магнитогорск – 2025

## Оглавление

Введение.....	6
<b>Глава 1 Способы управления эксплуатационными режимами промышленных электростанций .....</b>	<b>21</b>
1.1 Анализ способов управления эксплуатационными режимами промышленных электростанций .....	21
1.2 Способы регулирования частоты и активной мощности промышленных электростанций .....	34
1.3 Способы регулирования напряжения и реактивной мощности на заводских электростанциях .....	38
1.4 Особенности работы делительной автоматики при наличии распределенной генерации на промышленных электростанциях .....	49
1.5 Исследование статической устойчивости промышленных синхронных генераторов .....	53
1.6 Исследование динамической и результирующей устойчивости промышленных синхронных генераторов .....	62
1.7 Выводы по главе .....	69
<b>Глава 2 Разработка методики анализа статической устойчивости генераторов ЗЭС при параллельной и раздельной работе с энергосистемой. 70</b>	<b>70</b>
2.1 Расчет режимов параллельной работы с энергосистемой модифицированным методом последовательного эквивалентирования.....	72
2.2 Расчет установившихся режимов раздельной работы с учетом статических характеристик генераторов и нагрузок .....	74
2.3 Математическое моделирование элементов систем ВЗЭС для расчета установившихся режимов.....	81
2.4 Моделирование промышленных нагрузок для расчета установившихся режимов при параллельной и раздельной работе с энергосистемой .....	85
2.5 Расчет комплексных статических характеристик узлов промышленной нагрузки с учетом генераторов и параметров сети.....	102

2.6 Исследование статической устойчивости промышленных синхронных генераторов при параллельной и раздельной работе с энергосистемой .....	106
2.7 Анализ статической устойчивости потребителей при параллельной и раздельной работе с энергосистемой .....	112
2.8. Выводы по главе.....	117
<b>Глава 3 Анализ статической устойчивости действующей ЗЭС и ее элементов в нормальных и аварийных режимах.....</b>	<b>118</b>
3.1 Характеристика объекта исследования.....	120
3.2 Регулирующий эффект узлов нагрузки ЗЭС .....	134
3.3 Исследование статической устойчивости синхронных генераторов при параллельной работе с энергосистемой.....	153
3.4 Исследование статической устойчивости синхронных генераторов при раздельной работе с энергосистемой .....	160
3.5 Исследование статической устойчивости двигателей при параллельной и раздельной работе ЗЭС с энергосистемой.....	169
3.6 Выводы по главе.....	174
<b>Глава 4 Динамическая и результирующая устойчивость заводских генераторов при совместной работе с энергосистемой и выходе в островной режим .....</b>	<b>176</b>
4.1 Точное и приближенное математическое моделирование промышленных синхронных генераторов для расчета переходных режимов при параллельной работе с энергосистемой и выходе в островной режим .....	177
4.2. Эквивалентирование генераторов промышленных электростанций при расчете переходных электромеханических процессов.....	186
4.3 Математическое моделирование промышленных электроприемников в многомашинной системе в расчете нормальных и островных режимов .....	189
4.4. Эквивалентирование промышленных синхронных и асинхронных двигателей в многомашинной системе для расчета переходных режимов.....	202
4.5 Возможность применения статических характеристик нагрузки в анализе результирующей устойчивости при выходе ЗЭС в островной режим .....	203

4.6 Методы расчета электромеханических переходных процессов в условиях систем ВЗЭС .....	207
4.7 Выводы по главе .....	212
<b>Глава 5 Разработка законов индивидуального и группового регулирования генераторов заводских электростанций в различных режимах работы .....</b>	<b>214</b>
5.1 Способ индивидуального регулирования возбуждения.....	215
5.2 Составление ограничений при разработке закона АРВ .....	220
5.3 Использование каналов стабилизации для повышения динамической устойчивости синхронных генераторов заводских электростанций .....	225
5.4 Принцип группового регулирования возбуждения при параллельной работе заводской электростанции с энергосистемой.....	233
5.5 Разработка законов группового АРВ при выходе на отдельную работу и последующей ресинхронизации .....	239
5.6 Общая характеристика систем и законов регулирования скорости и активной мощности на заводских ТЭС.....	242
5.7 Разработка методики распределения тепловых нагрузок между блоками турбина-генератор с учетом выхода на отдельную работу.....	249
5.8 Разработка принципа групповой ресинхронизации генераторов заводской ТЭС с учетом тепловых нагрузок.....	252
5.9 Выводы по главе.....	257
<b>Глава 6 Анализ динамической и результирующей устойчивости синхронных генераторов и нагрузки при выходе на отдельную работу с последующей ресинхронизации с учетом разработанных законов регулирования.....</b>	<b>258</b>
6.1 Исследование режимов с индивидуальным АРВ и использованием канала стабилизации в одномашинной и многомашинной системах, работающих на систему большой мощности.....	259
6.2 Исследование режимов с групповым АРВ при выходе на отдельную работу с использованием каналов стабилизации .....	266
6.3 Исследование режима групповой ресинхронизации ЗЭС с энергосистемой с учетом группового регулирования и каналов стабилизации.....	269

6.4 Анализ влияния работы регуляторов скорости при выходе в автономный режим .....	271
6.5 Исследование устойчивости работы синхронных и асинхронных двигателей при выходе в островной режим.....	278
6.6 Работа делительной автоматики в рассматриваемом узле.....	285
6.7 Реализация разработанных принципов АРВ на действующей ЗЭС и разработка мероприятий по обеспечению устойчивости при параллельной работе с энергосистемой с учетом экономических показателей.....	288
6.8 Экономический эффект от внедрения разработанных мероприятий при параллельной работе синхронного генератора ЗЭС с энергосистемой и выходе в островной режим .....	293
6.9 Выводы по главе.....	298
<b>Заключение.....</b>	<b>299</b>
<b>Список литературы.....</b>	<b>301</b>
<b>Приложение 1 Акты внедрения результатов диссертационной работы .....</b>	<b>348</b>
<b>Приложение 2 Патенты на изобретения и свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ .....</b>	<b>366</b>
<b>Приложение 3 Фактические графики изменения параметров режима ЦЭС и их показатели устойчивости .....</b>	<b>382</b>
<b>Приложение 4 Определение действительного предела мощности генераторов в островном режиме.....</b>	<b>403</b>
<b>Приложение 5 Анализ статической устойчивости двигателей собственных нужд ЦЭС .....</b>	<b>409</b>
<b>Приложение 6 Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на раздельную работу узла с изменяющейся тепловой и электрической нагрузкой .....</b>	<b>413</b>
<b>Приложение 7 Анализ результирующей устойчивости генераторов и двигателей переменного тока при провалах напряжения со стороны энергосистемы и выходе в островной режим исследуемого узла.....</b>	<b>420</b>

## Введение

**Актуальность темы.** Одной из основных мировых тенденций развития энергетики в наши дни является использование объектов распределенной генерации. С одной стороны, с целью декарбонизации и снижения влияния на окружающую среду активно внедряются возобновляемые источники энергии, зависящие от природных условий, с другой - происходит увеличение числа местных электростанций, работающих на природном газе и вторичных энергоресурсах, позволяющих снизить себестоимость электрической и тепловой энергии. Данные тенденции характерны и для отечественной энергетики. На крупных промышленных предприятиях внедряются газопоршневые (ГПЭС), газотурбинные (ГТЭС) и парогазовые установки для снижения себестоимости продукции за счет уменьшения затрат на электрическую и тепловую энергию.

Расширение объектов распределенной генерации в условиях крупной заводской электростанции (ЗЭС) приводит к усложнению структуры внутривзаводского электроснабжения (ВЗЭС), эксплуатационных и аварийных режимов работы и повышению требований к их управлению. Исторически сложилось, что на отечественных металлургических предприятиях в качестве источников тепловой и электрической энергии выступают заводские теплоэлектроцентрали, имеющие в своем составе блоки паровая турбина - синхронный генератор установленной мощностью до 60 МВт. Использование малоинерционных ГПЭС и ГТЭС ограничивается их чувствительностью к провалам напряжения при параллельной работе с энергосистемой (ЭС) и сбросам мощности при выходе на раздельную работу в условиях разветвленной сети с энергоемкой резкопеременной нагрузкой. Помимо роста числа источников и их установленных мощностей на этапе реконструкции происходит изменение самой структуры существующих ЗЭС, в частности, переход от поперечных связей по электроэнергии к блочным схемам. С учетом энергоемких высоковольтных двигателей, питающихся с шин генераторного напряжения, получаем разветвленную многомашинную электротехническую систему ВЗЭС. В таких

условиях возможны провалы напряжения и не исключен выход электростанции в островной режим с тепловой и электрической нагрузкой. Основной задачей в подобных ситуациях остается сохранение статической и динамической устойчивости генераторов ЗЭС, что требует совершенствования принципов управления электрическими и тепловыми режимами. При реконструкции и расширении ЗЭС должны быть учтены особенности потребителей электроэнергии металлургического производства - высокая надежность электроснабжения, значительная установленная мощность отдельных электроприемников, соизмеримая с установленной мощностью источников, наличие специфических нагрузок.

Анализ существующих показателей статической устойчивости синхронных генераторов выявил, что они не соответствуют требованиям нормативных документов. При совместной работе с ЭС к этому приводит сочетание высокой загрузки генераторов ЗЭС по плану выработки электроэнергии, несовершенство систем регулирования возбуждения и повышенного напряжения со стороны ЭС. Примерно раз в три года ЗЭС выходят в островной режим в результате срабатывания дифференциальной защиты шин связи с ЭС. Частой причиной неуспешных выходов на отдельную работу является некорректное распределение функций блоков паровая турбина - синхронный генератор по обеспечению тепловой и электрической нагрузки без учета работы дифференциальной защиты шин, баланса мощностей и статической устойчивости. Простои блоков турбина - генератор длятся до трех суток, а цехов, питающихся с шин генераторного напряжения, - до суток, что с потерей тепловой нагрузки определяет существенный экономический ущерб.

Существующие нормы показателей устойчивости ЭС ориентированы на управление режимами при централизованном электроснабжении. Децентрализация производства электроэнергии требует индивидуального подхода к объектам и совершенствования принципов управления ЗЭС с учетом структуры сети, условий связи с ЭС, объемов электрической и тепловой нагрузки.

Актуальность указанных проблем однозначно подтверждается

эксплуатационными показателями режимов выбранных в качестве объекта исследования промышленных тепловых электростанций (ТЭС): центральной (ЦЭС) и паровоздуходувной (ПВЭС-2) ПАО Магнитогорский металлургический комбинат (ПАО «ММК»). Они имеют сложную структуру электрических соединений и в настоящий момент проходят реконструкцию по переводу источников с шин генераторного распределительного устройства 10 кВ в блоки турбогенератор-трансформатор на шины 110 кВ связи с ЭС. Данные ЗЭС неоднократно выходили в островной режим, а разветвленная сеть с многочисленными токоограничивающими реакторами способствовала частым провалам напряжения. Поэтому исследования по совершенствованию принципов управления эксплуатационными режимами многомашинных электротехнических систем внутривозводского электроснабжения металлургического предприятия являются практически значимыми и безусловно актуальными.

**Степень проработанности проблемы.** Большой вклад в развитие теории статической, динамической и результирующей устойчивости синхронных генераторов, разработку их систем автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ) внесли отечественные и зарубежные ученые: Жданов П.С., Веников В.А., Жуков Л.А., Гуревич Ю.Е., Калентионок Е.В., Кимбарк Э., Андерсон П., Фуад А., Рюдербург Р., Илюшин П.В., Маркович И.М., Горев А.А., Куликов А.Л., Портной М.Г., Рабинович Р.С., Паздерин А.В. и другие. Однако данные труды в основном ориентированы на синхронные генераторы крупных ЭС и не учитывают возможности их работы на специфичные энергоемкие электрические и тепловые нагрузки, сильные связи между машинами, сложную и разнородную промышленную генерацию. Не в полной мере отражены особенности возможных эксплуатационных режимов, например провалы напряжения в условиях мощной ЭС и генераторов относительно небольшой мощности, а также аварийное отделение от ЭС при наличии тепловой нагрузки, существенно ухудшающее устойчивость. Поэтому совершенствование и формирование новых принципов управления генераторами ЗЭС актуально.

**Объект исследования:** многомашинные электротехнические системы

внутризаводского электроснабжения металлургического предприятия, состоящие из турбогенераторов заводских электростанций как источников распределенной генерации, поставляющих электрическую и тепловую энергию, и энергоемких потребителей.

**Предмет исследования:** математические модели, алгоритмы, методы и методики расчета и анализа устойчивости установившихся и переходных режимов ЗЭС, а также принципы, способы и концепция управления эксплуатационными режимами систем ВЗЭС с источниками распределенной генерации.

**Цель диссертационной работы:** разработка научных положений и комплекса научно обоснованных технических решений, обеспечивающих повышение статической, динамической и результирующей устойчивости систем внутризаводского электроснабжения металлургического предприятия при совместной эксплуатации взаимосвязанных электротехнических систем распределенной генерации и электрической и тепловой нагрузки.

Для достижения цели поставлены и решены следующие основные задачи:

1. Развитие теории управления взаимосвязанных электротехнических систем, включающих заводские генераторы и изменяющуюся электрическую и тепловую нагрузку, на основе расчета и анализа устойчивости нормальных и аварийных режимов действующей электростанции металлургического предприятия.

2. Разработка алгоритмов расчета и методик анализа статической устойчивости нормальных и островных установившихся режимов ЗЭС, питающих энергоемкие цеха и ответственные тепловые потребители металлургического производства, с учетом математических моделей индивидуальных специфичных электроприемников и характеристик комплексной нагрузки.

3. Оценка разработанных методик и алгоритмов при проведении вычислительного эксперимента в условиях действующих ЗЭС и выявление параметров АРВ, АРЧВ, электрической и тепловой нагрузки, влияющих на устойчивость.

4. Разработка математических зависимостей, принципов эквивалентирования и алгоритмов для исследования динамической и результирующей устойчивости генераторов и нагрузки ЗЭС при провалах напряжения со стороны ЭС, выходе в островной режим и последующей ресинхронизации.

5. Обоснование требований к системам АРВ и АРЧВ синхронных генераторов, обеспечивающих необходимый запас статической и динамической устойчивости в нормальных и островных режимах с учетом блоков паровая турбина - синхронный генератор, работающих на постоянство давления в паропроводе и выбора синхронных генераторов для групповой ресинхронизации.

6. Разработка способов индивидуального АРВ генератора, обеспечивающего статическую и динамическую устойчивость за счет ограничения минимальной реактивной мощности в первом случае и демпфирования колебаний благодаря использованию канала стабилизации по углу ротора во втором.

7. Разработка принципов группового регулирования возбуждения генераторов в островном режиме на основе закона индивидуального АРВ для повышения статической устойчивости узла и групповой ресинхронизации электростанции с ЭС.

8. Создание методики выбора числа и состава блоков паровая турбина - синхронный генератор, поддерживающих давление в общем коллекторе, на основе сформулированной концепции единого управления электрическим и тепловым режимом с учетом дифференциальной защиты шин и выбора ведущего агрегата с целью групповой ресинхронизации.

9. Проведение вычислительного эксперимента и внедрение разработанных алгоритмов, способов, принципов, методов и методик в промышленную эксплуатацию ЗЭС с оценкой технико-экономической эффективности. Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности управления режимами промышленных ТЭС.

**Методика проведения исследований.** В работе использованы базовые положения теории статической, динамической и результирующей устойчивости

синхронных генераторов, теории автоматического управления, методы численного интегрирования и диакоптики. Теоретические исследования проводились с использованием аппарата передаточных функций и структурного моделирования. Решения отдельных задач получены путем математического моделирования в среде Matlab-Simulink и программном комплексе "КАТРАН", разработанном на кафедре ЭПП МГТУ им. Г.И. Носова с участием автора.

**Научная новизна** работы заключается в углублении и расширении теоретических представлений о совместном регулировании возбуждения и скорости турбогенераторов промышленных ТЭС, предлагает новые принципы и алгоритмы управления взаимосвязанными многомашинными электротехническими системами, раскрывает возможности повышения статической, динамической и результирующей устойчивости средствами систем управления ЗЭС.

В работе получены следующие основные научные результаты:

1. На основе анализа нормальных и аварийных режимов действующих ЗЭС (в том числе провалов напряжения и выходов в островной режим) выявлена взаимосвязь между развитием аварийных ситуаций и действием систем автоматического регулирования. Для повышения показателей устойчивости ЗЭС разработаны новые принципы работы систем АРВ и АРЧВ объектов распределенной генерации.

2. Разработана усовершенствованная методика построения комплексных статических характеристик нагрузки металлургического предприятия, учитывающая параметры специфических электроприемников, генераторов ЗЭС и сети, критические значения напряжения, а также защиту минимального напряжения двигателей.

3. На основе метода последовательного эквивалентирования разработаны усовершенствованные методики расчета и анализа статической устойчивости островных установившихся режимов работы ЗЭС, учитывающие параметры сети, статические характеристики генераторов и промышленной нагрузки, а также блоки паровая турбина - синхронный генератор с тепловым графиком работы на

постоянство давления в коллекторе. Установлены закономерности взаимного влияния параметров систем АРВ и АРЧВ на устойчивость генераторов и электрической и тепловой нагрузки.

4. Разработаны математические зависимости и методики для анализа динамической устойчивости генераторов и нагрузки ЗЭС при провалах напряжения со стороны ЭС, выходе в островной режим и последующей ресинхронизации.

5. Предложен способ индивидуального АРВ синхронных генераторов, повышающий статическую и динамическую устойчивость ЗЭС при параллельной работе с ЭС и в островном режиме за счет коррекции напряжения уставки регулятора напряжения в соответствии с параметрами режима ЭС и использования канала стабилизации по углу ротора.

6. Обоснованы и разработаны принципы группового управления системами АРВ синхронных генераторов ЗЭС с использованием каналов стабилизации по углам роторов, повышающие устойчивость при выходе в островной режим и последующей групповой ресинхронизации.

7. Сформулирован принцип групповой ресинхронизации промышленной многомашинной ТЭС с энергосистемой на основе метода ведущего агрегата с учетом группового АРВ, особенностей ВЗЭС и режима турбогенераторов.

8. На основе предложенной концепции единого управления электрическим и тепловым режимом для сохранения устойчивости ЗЭС при выходе на отдельную работу разработана методика выбора блоков паровая турбина - синхронный генератор, работающих в нормальном режиме на постоянство давления в паропроводе.

9. Апробированы разработанные технические решения, подтвердившие технико-экономическую эффективность исследований за счет снижения ущерба от аварийных простоев и энергосбережения.

**Теоретическая значимость работы.** Результаты диссертационной работы являются развитием теории и методов математического моделирования ЗЭС и нагрузки ВЗЭС. Создана научно-методическая основа для совершенствования

методов планирования деятельности и разработки схем ЗЭС, дальнейшего развития теории устойчивости генераторов и нагрузки, разработки более эффективных методов и алгоритмов управления эксплуатационными режимами ЗЭС в нормальных режимах работы и отделении от энергосистемы.

**Практическая ценность работы** состоит в том, что в результате разработки математических моделей источников и нагрузки, алгоритмов и систем управления автоматическими регуляторами синхронных генераторов созданы технические предпосылки для повышения запаса статической, динамической и результирующей устойчивости ЗЭС. Внедрение разработанных технических решений обеспечивает энерго- и ресурсосбережение за счет повышения устойчивости, возможности увеличения вырабатываемой активной мощности ЗЭС при совместной работе с энергосистемой и снижения ущерба от недоотпуска электроэнергии и простоев при выходе на отдельную работу.

1. Для технической реализации предлагаемых способов и систем управления разработаны и переданы для внедрения на ПАО «ММК»:

– методики определения комплексных статических характеристик нагрузки и анализа статической устойчивости, а также алгоритм расчета островных установившихся режимов в составе программного комплекса «КАТРАН»;

– способ индивидуального АРВ синхронных генераторов ЗЭС при параллельной и отдельной работе с ЭС большой мощности в составе патента;

– методика распределения электрической и тепловой нагрузки между блоками паровая турбина - синхронный генератор заводской электростанции для сохранения устойчивости, учитывающая групповую ресинхронизацию и действие дифференциальной защиты шин.

2. Доказано, что внедрение разработанных технических решений повышает устойчивость генераторов и нагрузки промышленных ТЭС в нормальном и островном режимах.

3. Основные технические и экономические эффекты от внедрения разработок на электростанциях ПАО «ММК»:

– повышение статической устойчивости синхронных генераторов при

параллельной работе с энергосистемой большой мощности за счет прогнозирования режимов с учетом использования разработанного способа регулирования возбуждения, учитывающего напряжение энергосистемы;

– повышение статической устойчивости синхронных генераторов при автономной работе с энергосистемой, в том числе при наличии блоков паровая турбина - синхронный генератор, работающих по тепловому графику за счет разработанной методики распределения тепловых нагрузок;

– повышение результирующей устойчивости при параллельной работе с ЭС большой мощности при провалах напряжения за счет разработанного способа индивидуального АРВ с учетом канала стабилизации по углу ротора;

– снижение ущерба от простоев оборудования цехов и недоотпуска электроэнергии по причине нарушения устойчивости синхронных генераторов в результате провалов напряжениях в сети и выходе на отдельную работу.

4. В результате внедрения разработанных технических решений в промышленную эксплуатацию ЦЭС ПАО «ММК» получен суммарный экономический эффект, составляющий более 10 млн. руб./год.

5. Разработанные технические решения, преимуществом которых является высокая эффективность при простоте реализации, рекомендуются для внедрения на промышленных ТЭС, работающих по электрическому и тепловому графикам.

В целом, внедрение результатов исследований в промышленную генерацию расширяет возможности действующих и вновь создаваемых электростанций, обеспечивает повышение экономической эффективности за счет энерго- и ресурсосбережения, способствует повышению конкурентоспособности продукции отечественных металлургических предприятий.

**Реализация результатов работы.** Предложенные в диссертации способ, принципы, методики и алгоритмы расчета, анализа устойчивости и принятия решений по управлению режимами используются при разработке комплекса мероприятий по повышению надежности и устойчивости работы ЗЭС металлургического предприятия с энергоемкой нагрузкой, что подтверждено актами внедрения. Алгоритм расчета установившихся режимов и методика

анализа устойчивости, а также способ управления АРВ использованы при получении патентов и создании программных комплексов, прошедших госрегистрацию.

Основные результаты работы отражены в выводах и рекомендациях **проектов, выполненных при поддержке Министерства образования и науки РФ**: В 2005 г. в ВНИИ «Развитие научного потенциала высшей школы» по проекту № 75315 «Разработка методов оперативного управления режимами электроснабжения и электропотребления крупных металлургических предприятий с целью повышения их энергоэффективности»; в 2009-2013 гг. госконтракт № 02.740.11.0755 от 12.04.2010 по теме «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления электрической энергии на металлургическом предприятии с полным технологическим циклом» в ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России».

**Внедрение результатов диссертационной работы в условиях действующей системы электроснабжения промышленного предприятия осуществлено в рамках следующих НИР**: разработанные методика построения статических характеристик комплексной нагрузки, методика расчета режимов раздельной работы и методика анализа статической устойчивости ЗЭС внедрены в составе программного комплекса в 2006 г. в работе «Разработка программного обеспечения расчета и анализа устойчивости узла нагрузки ЦЭС-ПВЭС при выходе на раздельную работу»; алгоритм анализа результирующей устойчивости ЗЭС внедрен в составе программного комплекса в 2007 г. в работе «Разработка программного обеспечения оперативного управления режимами ТЭЦ ОАО «ММК» и в 2008 г. в работе «Исследование релейной защиты и автоматики в питающих и распределительных сетях 110-220 кВ Магнитогорского промышленного узла с целью повышения ее эффективности»; анализ динамической устойчивости и эффективности делительной автоматики с учетом резкопеременной нагрузки и первичных двигателей источников внедрен в составе программного комплекса в 2010-2011 гг. в работе "Управление

эксплуатационными режимами системы электроснабжения ОАО "ММК" с учетом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012 г."; способ индивидуального АРВ синхронных генераторов ЗЭС и методика выбора блоков паровая турбина - синхронный генератор, работающих в нормальном режиме на поддержание постоянства давления в паропроводе, внедрены в виде патента и программного комплекса в 2020-2021 гг в работе «Повышение энергетической эффективности основного производства ЦЭС за счет применения регулируемых приводов».

**Основные положения и результаты, выносимые на защиту:**

1. Усовершенствованная методика построения комплексных статических характеристик нагрузки ВЗЭС, учитывающая величину критического и защиту минимального напряжения двигательной нагрузки, параметры специфичных электроприемников, передающих сетей и объектов распределенной генерации.

2. Усовершенствованная методика расчета режима отдельной работы электростанции с энергосистемой, учитывающая действие систем регулирования скорости и возбуждения, регулирующей эффект промышленной нагрузки по частоте и напряжению, наличие блоков паровая турбина - синхронный генератор с тепловым графиком работы на постоянство давления в коллекторе, а также производительность механизмов собственных нужд.

3. Усовершенствованная методика анализа статической устойчивости синхронных генераторов при отдельной работе с энергосистемой, учитывающая режим работы турбины, точку подключения и регулирующей эффект нагрузки.

4. Способ АРВ генераторов ЗЭС, повышающий статическую и динамическую устойчивость при параллельной и отдельной работе с энергосистемой за счет более эффективного использования каналов стабилизации по углу ротора и коррекции напряжения уставки в соответствии с напряжением сети.

5. Принцип группового АРВ синхронных генераторов ЗЭС, обеспечивающий повышение статической и динамической устойчивости при отдельной работе с энергосистемой, заключающийся в выравнивании

собственных углов роторов с возможностью корректировки напряжения в заданной точке сети и использовании каналов стабилизации по углам роторов генераторов.

6. Принцип групповой ресинхронизации промышленной многомашинной ТЭС с энергосистемой с выбором ведущего агрегата для регулирования частоты и групповым регулированием возбуждения для коррекции напряжения.

7. Методика выбора блоков паровая турбина - синхронный генератор, работающих в нормальном режиме на постоянство давления в паропроводе, разработанная на основе сформулированной концепции взаимосвязанного распределения тепловых и электрических нагрузок для сохранения устойчивости при выходе в островной режим, учитывающая выбор генератора для групповой ресинхронизации, а также дифференциальную защиту шин.

8. Результаты исследований и промышленного внедрения разработанных способа, принципов, методик, алгоритма и концепции, подтвердивших технико-экономическую эффективность за счет снижения ущерба от аварийных простоев и энергосбережения.

**Обоснованность и достоверность научных положений** подтверждаются правомочностью принятых исходных положений и предпосылок, корректным применением положений теории статической и результирующей устойчивости, теории автоматического управления и методов математического моделирования, использованием реальных характеристик действующего оборудования, адекватностью расчетных и экспериментальных данных, результатами вычислительных экспериментов, переданных к внедрению на собственную электростанцию ЦЭС ПАО «ММК».

**Соответствие паспорту научной специальности.** Диссертационная работа соответствует паспорту научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы – по направлениям исследований:

- п.1 *«...анализ системных свойств и связей, ... математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая электромеханические преобразователи энергии ...*

*системы ... электроснабжения»* (осуществлен анализ системных свойств системы электроснабжения крупного промышленного предприятия в аварийных режимах – гл. 1, математические модели электрических нагрузок промышленного предприятия – гл. 2, разработанные математические модели генерирующего оборудования заводской электростанции с учетом систем регулирования возбуждения и скорости – гл. 5 );

- п. 2. *«Разработка научных основ ... эксплуатации электротехнических комплексов, систем ...»* (концепция взаимосвязанного распределения тепловых и электрических нагрузок для сохранения устойчивости при выходе в островной режим – гл. 5);

- п. 3 *«Разработка... алгоритмов эффективного управления»* (разработка способа индивидуального управления системой регулирования возбуждения генераторов заводской электростанции – гл. 5, разработка принципа группового управления системой регулирования возбуждения генераторов заводской электростанции – гл. 5, разработка принципа групповой ресинхронизации заводской электростанции с энергосистемой – гл. 5,);

- п. 4. *«Исследование ... качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях...»* (анализ статической устойчивости генераторов и нагрузки заводской электростанции в нормальном и островном режимах – гл. 2, 3, анализ динамической и результирующей устойчивости генераторов при провалах напряжения в сети и выходе на отдельную работу – гл. 4, 6).

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на 37 международных конференциях, форумах и конгрессах, в том числе: 68, 69, 71, 77 - 82 Международных научно-технических конференциях «Актуальные проблемы современной науки, техники и образования» (Магнитогорск, 2010, 2011, 2013, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 г.), International conference on industrial engineering (Челябинск, 2015 г.), VII Международной научной конференции молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (Новосибирск, 2015 г.), International conference

on mechanical engineering, automation and control systems 2015, MEACS 2015 (Томск, 2015 г.), международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы технических наук в России и за рубежом» (Новосибирск, 2016 г.), III Международной (VI всероссийской) научно-технической конференции "Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий" (Уфа, 2017 г.), Международной научно-практической конференции (Всероссийской научно-практической конференции с международным участием) «Актуальные вопросы энергетики» (Омск, 2017, 2018 г.), International youth scientific and technical conference relay protection and automation, RPA 2018, (Москва, 2018 г.), XXXIX сессии Всероссийского научного семинара по тематике "Электроснабжение" «Кибернетика энергетических систем» (Новочеркасск, 2017 г.), XLVIII, XLIX, L Международных научно-практических конференциях с элементами научной школы «Фёдоровские чтения» Москва, 2018, 2019, 2020 г.), Международной научно-практической конференции «Электротехнические комплексы и системы» (Уфа, 2018 г.), International ural conference on green energy (URALCON) (Челябинск, 2018, 2019 г., Магнитогорск, 2021, 2022 г.), XIII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» (Казань, 2018 г.), International scientific-practical conference on quality management and reliability of technical systems (St. Petersburg, 2019 г.), 2019 International conference on electrotechnical complexes and systems, ICOECS 2019 (Уфа, 2019 г.), International conference on industrial engineering, applications and manufacturing, ICIEAM (Sochi, 2019, 2021, 2022 г.), I, II, III Всероссийских научно-практических конференциях «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники» (Казань, 2019, 2020, 2021 г.), 25 Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов "Радиоэлектроника, электротехника и энергетика" (Москва, 2019 г.), Russian workshop on power engineering and automation of metallurgy industry: research and practice, PEAMI 2020 (Magnitogorsk, 2020 г.), Национальной научной школе-конференции "Современные достижения университетских научных школ" (Магнитогорск, 2023, 2024 г.).

**Публикации.** По содержанию диссертационной работы опубликовано 64 научных труда, в том числе 35 в рецензируемых изданиях, все из которых отнесены к категориям К 1, К 2, 17 в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования (Scopus) и 4 монографий. Получены 3 патента РФ на изобретения и официально зарегистрированы 5 программ для ЭВМ.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы из 364 наименований. Работа изложена на 348 страницах основного текста, содержит 112 рисунков, 36 таблиц и 7 приложений объемом 78 страниц.

Считаю своим долгом выразить благодарность научному консультанту д.т.н., профессору Корнилову Г.П., д.т.н. доценту А.В. Малафееву, к.т.н., доценту Игуменцеву В.А. за ценные советы, научные консультации и неоценимую методическую помощь. Выражаю признательность коллективу кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» и лично зав. кафедрой к.т.н., доценту Варгановой А.В. за поддержку, оказанную при работе над диссертацией. Особая благодарность к.т.н., профессору Б.И. Заславцу, сотрудникам ПАО «ММК» к.т.н. Логинову Б.М. и специалистам электрослужбы ЦЭС за большую помощь, связанную с внедрением полученных результатов.

## **Глава 1 Способы управления эксплуатационными режимами промышленных электростанций**

### **1.1 Анализ способов управления эксплуатационными режимами промышленных электростанций**

Совершенствование технологических процессов крупных промышленных предприятий, приводящее к повышению требований к надежности электроснабжения потребителей, а также необходимости снижения себестоимости производимой продукции, способствуют внедрению объектов распределенной генерации в системах ВЗЭС. Это ведет к изменению их структуры и к необходимости пересмотра вопросов управления режимами ЗЭС. Наличие ответственных тепловых потребителей на крупных предприятиях способствует росту и расширению промышленных ТЭС, что вызывает необходимость одновременного ведения электрического и теплового режимов и усложняет требования к их управлению. Управление нормальными режимами ЭС любой мощности и конфигурации должно обеспечить экономичность при сохранении надежности электроснабжения и качества электроэнергии, аварийными - удовлетворительные электромеханические переходные процессы, а утяжеленными - достаточный уровень статической устойчивости и надежности при поддержании допустимых параметров режима.

В настоящее время разработаны основы управления крупными электростанциями ЭС. Применительно к системам ВЗЭС необходима коррекция существующих принципов управления в связи с рядом особенностей [1]:

- наличие ответственных энергоемких электрических и тепловых потребителей, обеспечивающих сложный непрерывный технологический процесс металлургического предприятия с полным циклом и требующих одновременного поддержания допустимых параметров в различных режимах;

- относительно невысокие установленные мощности генераторов ЗЭС при большой мощности короткого замыкания (КЗ) энергосистемы;

- питание энергоемких специфичных потребителей и резкопеременной нагрузки с распределительных устройств генераторного напряжения;
- несколько ступеней трансформации и сложная конфигурация;
- разветленность сети генераторного напряжения, что приводит к увеличению числа провалов напряжения и ухудшению условий работы ЗЭС;
- наличие распределительных устройств на разных ступенях трансформации повышают вероятность выхода ЗЭС в различном составе в островной режим в результате действия дифференциальной защиты шин;
- высокая загрузка объектов распределенной генерации по активной мощности и низкая по реактивной с целью снижения себестоимости выпускаемой продукции.

Для подтверждения изложенных положений проведен анализ фактических показателей работы синхронных турбогенераторов Центральной электростанции (ЦЭС) ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (ПАО «ММК») и определены показатели статической устойчивости. Полученные зависимости, приведенные на рисунках 1.1 - 1.6, свидетельствуют о высокой загрузке машин по активной мощности, зачастую превышающей номинальную, что соответствует технологически допустимому максимуму паровой турбины (рисунок 1.1). Реактивная мощность существенно ниже номинальной (рисунок 1.2) по причине ограничения тока статора и повышенного напряжения со стороны ЭС (рисунок 1.3). В результате в нормальном режиме работы машины функционируют с повышенным коэффициентом мощности, достигающим единицы (рисунок 1.4) и собственными углами роторов генераторов, достигающими 65 эл. град. (рисунок 1.5.). В связи с этим коэффициент запаса статической устойчивости снижается до 10 %, свидетельствуя о том, что машина длительно работает в утяжеленном режиме. Это подтверждает необходимость разработки мероприятий по повышению статической устойчивости при параллельной работе ЗЭС с ЭС.

С целью выявления проблем управления эксплуатационными режимами выполнен анализ аварий на ЗЭС ПАО «ММК» с 2003 по 2022 гг.

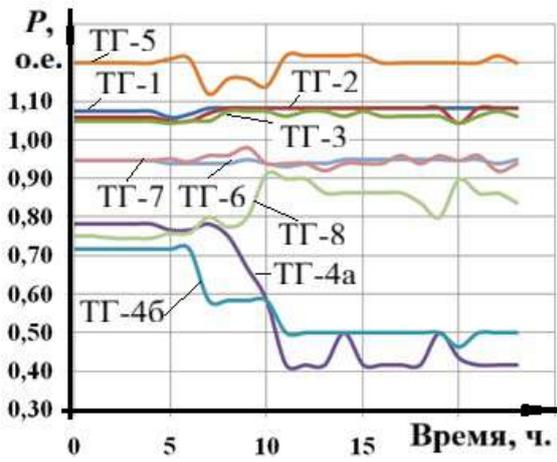


Рисунок 1.1 - Фактические активные мощности, о.е.

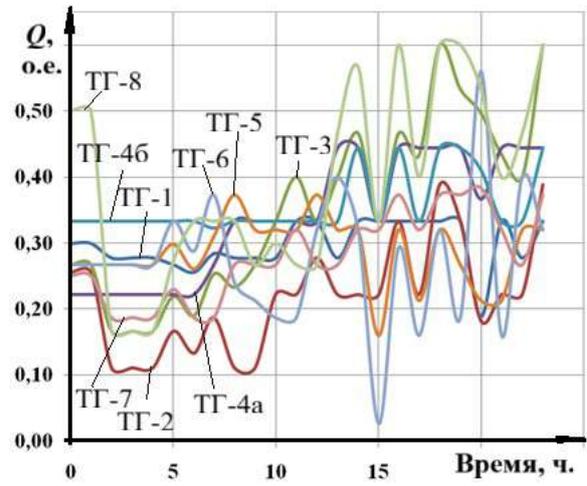


Рисунок 1.2 - Фактические реактивные мощности, о.е.

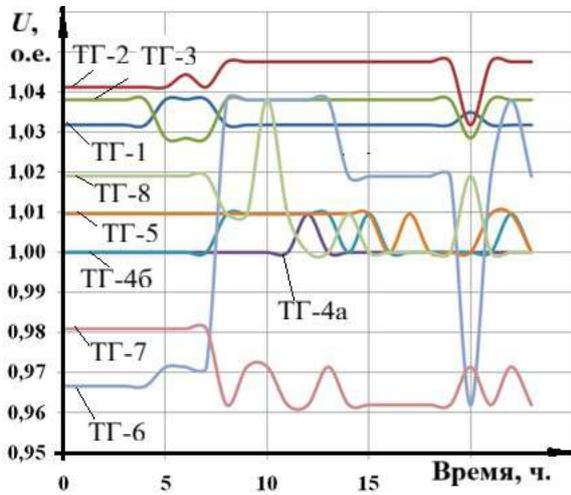


Рисунок 1.3 - Фактические напряжения статора, о.е.

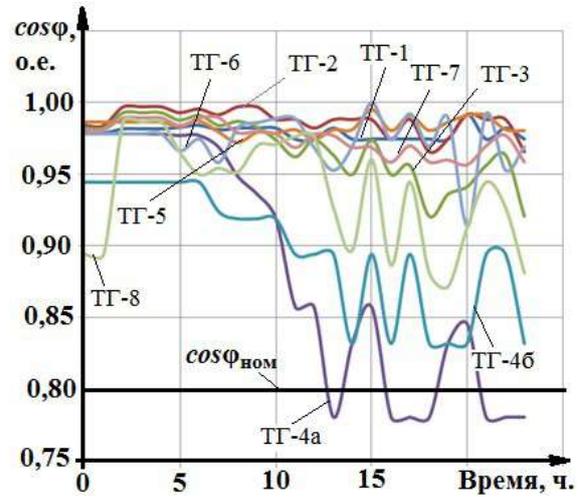


Рисунок 1.4 - Фактические коэффициенты мощности, о.е.

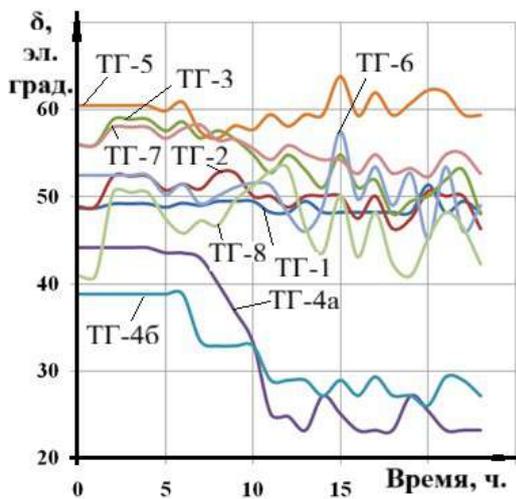


Рисунок 1.5 - Фактические углы роторов, эл. град.

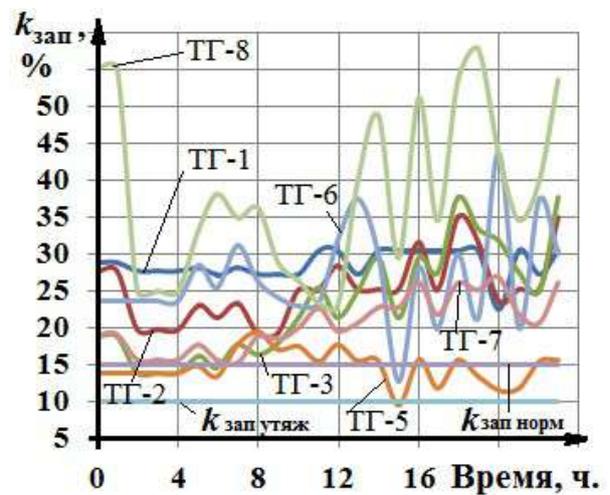


Рисунок 1.6 - Фактические коэффициенты запаса статической устойчивости, %

Причины и последствия аварийных ситуаций, связанные с особенностью объекта исследования, приведены на рисунках 1.7, 1.8. Все зафиксированные аварии можно условно разделить на четыре основных вида: выход на раздельную работу после КЗ, витковое и межфазное КЗ обмотки статора, асинхронный ход с потерей возбуждения и технологические нарушения, в том числе потеря питания собственных нужд. Одними из наиболее тяжелых и сопровождающихся наибольшим ущербом являются аварии, связанные с выходом на раздельную работу и просадками напряжения со стороны ЭС.

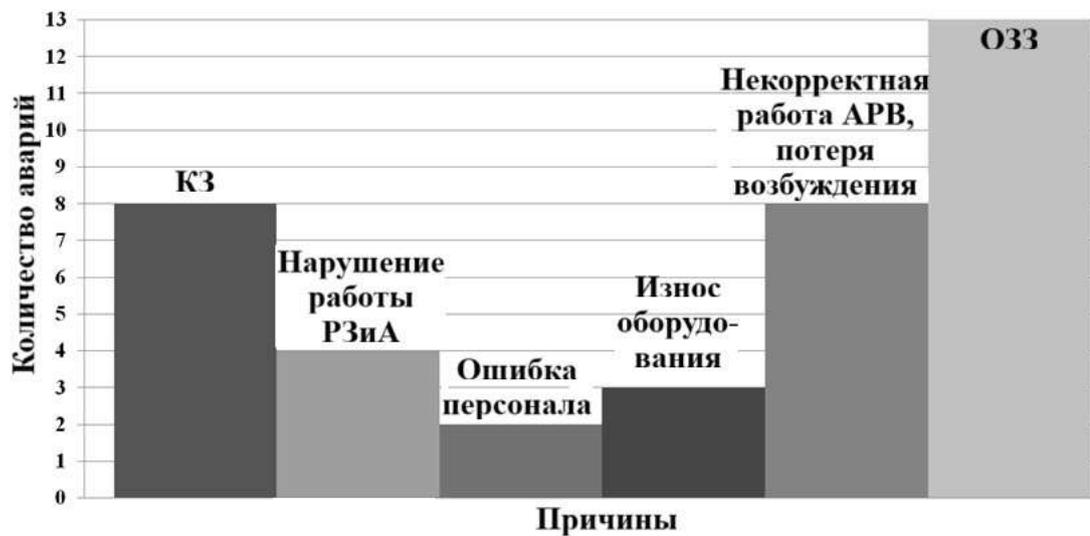


Рисунок 1.7 - Причины аварийных ситуаций на ЗЭС

Анализ показал, что преимущественно аварийные ситуации возникают по причине КЗ и замыканий на землю, а также некорректной работы АРВ. За последние 20 лет число выходов в островной режим по причине действия дифференциальной защиты шин составило восемь раз. Поскольку подобные аварии связаны с недоотпуском электроэнергии и простоем цехов, получающих питание с шин генераторного напряжения, то исследование данного режима также актуально. Произведен подробный анализ аварийной ситуации, сопровождающийся выходом на раздельную работу ЦЭС и ПВЭС-2 ПАО «ММК» летом в 2020 г. Схема и положение выключателей при аварии приведены на рисунке 1.9. Величины простоев генераторов и цехов сведены в таблицы 1.1, 1.2. Они свидетельствуют о существенном экономическом ущербе, вызванном недоотпуском электроэнергии, погасании собственных нужд электростанций,

поломке механических частей машин при асинхронном ходе, нарушением технологического процесса и простоем основных цехов металлургического производства.

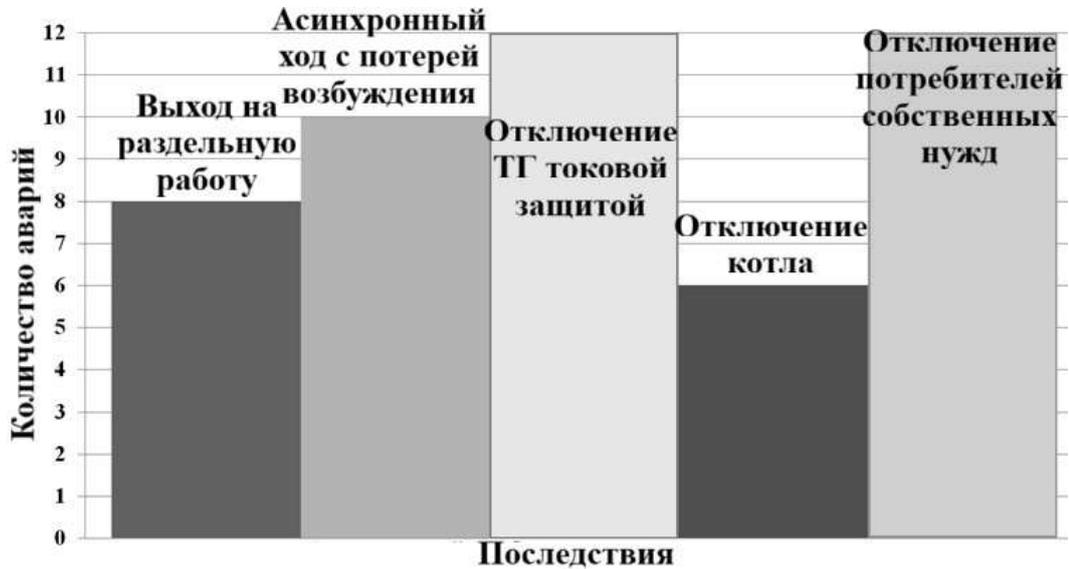


Рисунок 1.8 - Проследствия аварийных ситуаций на ЗЭС

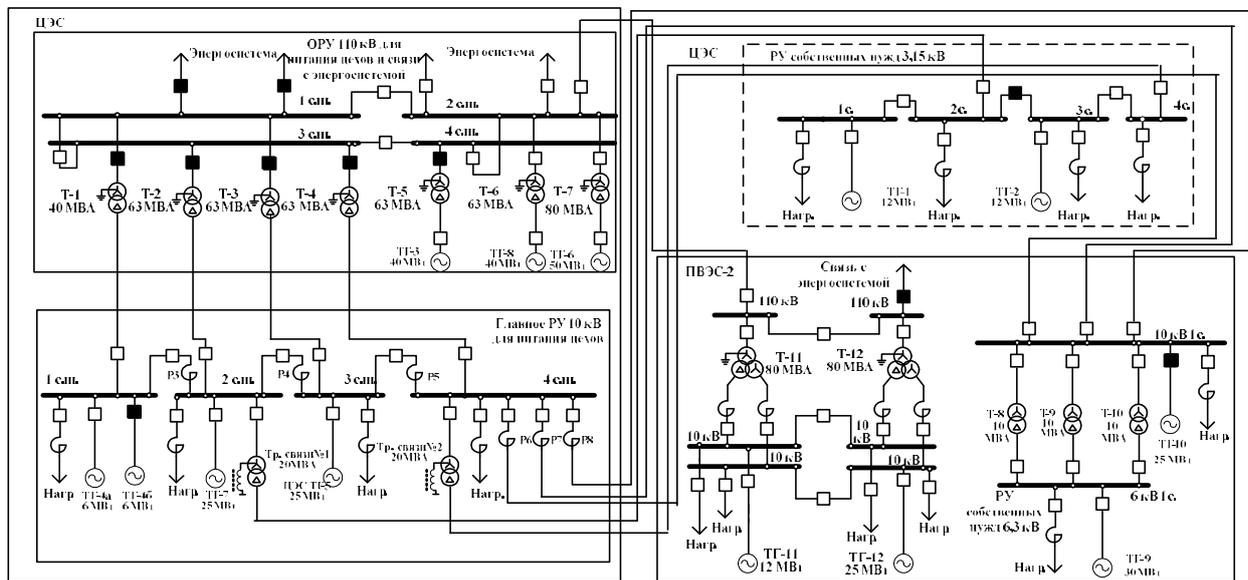


Рисунок 1.9 - Выход на раздельную работу после КЗ на шинах связи с энергосистемой 110 кВ и действия дифференциальной защиты шин

Как показал анализ аварийной ситуации, после выхода в островной режим электростанции работали синхронно, нарушение устойчивости произошло на 10 минуте в результате перераспределения тепловых мощностей и нарушения

статической устойчивости автономного режима. Таким образом, с целью снижения аварийных простоев как ЗЭС, так и промышленных цехов, встает необходимость анализа статической устойчивости генераторов ЗЭС в островных режимах, переходных электромеханических процессов выхода на отдельную работу, а также влияния тепловой и специфической электрической нагрузки на статическую и динамическую устойчивость узла.

Таблица 1.1 - Простои генераторов

Генератор	Время простоя	Генератор	Время простоя	Генератор	Время простоя
ТГ-1	20 ч 30 мин	Т-5	59 ч 10 мин	ТГ-8	17 ч 46 мин
ТГ-2	26 ч 45 мин	ТГ-6	91 ч 37 мин		
ТГ-4а	12 ч 45 мин	ТГ-7	65 ч 18 мин		

Таблица 1.2 - Простои цехов при нарушении питания

Цех	Агрегат	Простой, ч	Цех	Агрегат	Простой, ч
ЛПЦ-4	АПР № 3	4:55:00	КЦ-1	Коксовая батарея 1	2:48:59
СЦ	Стан 170	12:01:59	КЦ-1	Коксовая батарея 2	2:48:59
ЛПЦ-5	Стан 2500 х/п	0:51:00	КЦ-1	Коксовая батарея 3	2:48:59
ЛПЦ-5	ДР стан 2500	1:50:59	КЦ-1	Коксовая батарея 4	2:48:59
СЦ	Стан 450	11:58:59	КЦ-1	Коксовая батарея 7	2:48:59
СЦ	Стан 370	11:28:59	КЦ-1	Коксовая батарея 8	2:48:59
ЛПЦ-10	Стан 2000	1:31:59	КЦ-1	Коксовая батарея 9	3:27:59
ЛПЦ-9	Стан 5000	2:24:59	КЦ-1	Коксовая батарея 13	2:35:59
ЛПЦ-4	Стан 2500 г/п	7:44:59	КЦ-1	Коксовая батарея 14	2:35:59
ЛПЦ-4	АПР № 2	3:40:00	ДЦ	ДП- 10	4:10:00
ЛПЦ	Стан 2350	18:58:00	ДЦ	ДП- 9	4:51:00
ЛПЦ-4	АПР № 1	3:40:00			

До последнего времени основные методы и подходы оперативного управления режимами были ориентированы на крупные ЭС, связанные между собой протяженными линиями электропередачи [5]. Общие принципы управления изложены в работах И.М. Марковича [127], В.А. Веникова [228, 231], П. Андерсона [5]. Вопросы управления ЭС для обеспечения устойчивости приведены в труде М.Г. Портного [173]. Принципы действия противоаварийной автоматики для сохранения статической и динамической устойчивости изложены в трудах [14, 144, 262]. Основные положения оптимального с экономической точки зрения управления выработкой электроэнергии приведены в работе Р. Пелисье [164]. В труде В.М. Чебана [218] предложены фазовое управление с целью сохранения статической и динамической устойчивости, а также управления электромеханическими переходными процессами. Рассмотрены фазовые воздействия и их использование при управлении режимами. В труде [216] получен принцип адаптивного управления мощным синхронным генератором. В работах [3, 4] исследуются возможности локального управления в многомашинной системе с целью повышения статической устойчивости и снижения качаний машин. Ряд задач анализа и синтеза свойств ЭС ставится и решается в работе В.В. Бушуева [37], излагаются принципы адаптивного управления электроэнергетическими объектами с целью стабилизации их динамических свойств. Способы управления с помощью средств противоаварийной автоматики в аварийных ситуациях приведены в работах [155, 159, 160, 162]. В труде [132] представлены общие принципы оперативно-диспетчерского управления ЭС. Также, существует немалое число современных разработок и изобретений для поддержания удовлетворительных режимов в ЭС. Например, устройство управления системой ВЗЭС с источниками распределенной генерации при КЗ на резервируемой секции шин подстанции [148]. Однако в основном цели управления ЭС являются противоречивыми, поскольку сводятся к одновременному обеспечению экономичности, надежности и удовлетворительным показателям качества электроэнергии, что обуславливает наличие задач оптимизации.

Нормативная документация, обеспечивающая необходимые виды управления энергосистемами, также в основном ориентирована на крупные ЭС. Однако «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» [176] требуют от предприятий, имеющих объектов распределенной генерации, организации оперативно-диспетчерского управления, в задачи которого должны входить «... разработка и ведение требуемого режима работы; производство переключений пусков и остановов; локализация аварий и восстановление режима работы; ... предотвращение и ликвидация аварий и отказов». При этом указывается на необходимость обеспечения экономичности работы. В дальнейшем Правила рекомендуют оперативно-диспетчерскому персоналу ЗЭС действовать согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» [175], не учитывая особенностей систем ВЗЭС.

Принципы управления крупными ЭС в неизменном виде не могут быть использованы для управления промышленными ТЭС с тепловой и электрической нагрузкой, поскольку встает одновременная задача поддержания удовлетворительных электрических и тепловых характеристик. При существенном разнообразии возможных эксплуатационных режимов [337], в том числе частых провалах напряжения, связанных с разветвленностью сети генераторного напряжения, и возможности островного режима, это может быть сложно реализуемо. Выход ЗЭС на раздельную работу приводит к созданию тяжелого с точки зрения результирующей устойчивости переходного и установившегося режима. Различия, возникающие при управлении крупной ЭС и системой ВЗЭС, имеющей в своем составе собственные электростанции, рассмотрены в работах Ю.Е. Гуревича [57, 58, 59, 60], М.С. Ершова [68, 69]. В трудах [67, 206] представлен обзор существующих проблем управления ЭС с учетом местных источников, рассмотрены особенности централизованной и децентрализованной системы электроснабжения с точки зрения изменения условий эксплуатации. Особенности управления системой внутреннего электроснабжения также изложены в работе Ю.Е. Гуревича [58]. В трудах [78, 81] дана характеристика применения объектов распределенной генерации в системах

ВЗЭС, в том числе при выходе на раздельную работу. Отмечена электрическая близость источников к электроприёмникам предприятия, особенности существующих алгоритмов регулирования генераторов по частоте и мощности, а также проблемы, возникающие при прямых пусках электродвигателей и КЗ в островном режиме. Исследованию режимов работы парогазовой электростанции при выделении на изолированную работу в составе дефицитного энергорайона посвящена работа [126], показаны риски процесса нежелательного снижения мощности источников в таком режиме.

Очевидно, что по вышеизложенным причинам, требуется совершенствование принципов действия противоаварийной автоматики ЗЭС. Анализ влияния объектов распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики ЭС приведен в [85, 86]. В трудах [80, 85, 86] рассмотрены основные предпосылки к созданию автоматики управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов. Противоаварийному управлению в районах с местными источниками питания, в том числе, согласованию настроечных параметров систем регулирования скорости и возбуждения объектов распределенной генерации, посвящены труды [24-33, 178]. В работе [112] обоснована необходимость повышенных требований к быстродействию устройств автоматики ЭС, особенно в островном (автономном) режиме, представлены рекомендации по внедрению модифицированного алгоритма как в существующие, так и в разрабатываемые устройства автоматики ЭС. Подходам к организации противоаварийного управления в автономных ЭС при аварийных дефицитах мощности с учетом возникновения КЗ посвящена работа [90]. Развитие вопросов управления режимами ЗЭС произошло в последние годы и в основном ориентировано на такие электростанции, как газопоршневые, газотурбинные и парогазовые. В этих работах подробно освещены проблемы адаптации системной автоматики к распределенной генерации. Рассмотрены вопросы существующей реализации противоаварийной автоматики на собственных электростанциях, а также пути ее адаптации к вновь устанавливаемым источникам, в том числе ГПЭС и ГТЭС, возобновляемым

источникам и накопителям электроэнергии. Отмечена целесообразность применения векторных измерений при реализации управляющих воздействий, необходимость контроля конфигурации сети и горячего резерва активной и реактивной мощностей. В статье [55] рассмотрены вопросы автоматизации объектов распределенной генерации с целью повышения эффективности их использования при противоаварийном управлении распределительными сетями и минимизации объемов отключения потребителей от действия противоаварийной автоматики. В труде [91] изложены вопросы управления ГПЭС в условиях резкопеременной нагрузки и показаны допустимые режимы. В работе [33] изложены принципы противоаварийного управления объектами распределенной генерации с целью ввода узла в область устойчивости за счет разгрузки машин и согласования настроек АРВ и АРЧВ. Этим же вопросам посвящена работа [83], учитывающая большое количество факторов для сохранения статической устойчивости. В труде [178] предложен адаптивный блок согласованной настройки АРВ и АРЧВ синхронных генераторов ЗЭС, позволяющий автоматически подстраивать коэффициенты регуляторов в зависимости от нагрузки. В труде [147] отмечено, что развитие местных источников питания с использованием технологической базы интеллектуальной энергосистемы (Smart Grid), позволит нивелировать потенциально негативные тенденции в изменении свойств ЭС за счет применения интеллектуальных технологий и средств управления режимами. В работе [223] получены методы и устройства защиты и автоматического управления интеллектуальными системами ВЗЭС с активными промышленными потребителями с учетом совершенствования сбора информации о состоянии энергоузла и характеристик активной нагрузки, а также вопросов ущерба от простоев. Особенности функционирования устройств автоматической частотной разгрузки и автоматики ограничения снижения напряжения в энергорайонах с объектами распределенной генерации приведены в работе [85]. В труде [84] получены схемы выдачи мощности с учетом особенностей современных генерирующих установок. Методики управления децентрализованными системами с местными источниками приведены в работе

[104]. Разработан ряд патентов на поддержание параметров режимов в распределенных сетях. Наиболее значимыми исследованиями в теоретическом и практическом плане по обсуждаемой теме следует отметить труды П.В. Илюшина [77-86]. В [161] показан способ управления систем электроснабжения с объектами распределенной генерации при КЗ на резервируемой секции шин подстанции. Однако, данные работы не в полной мере учитывают особенности ЗЭС и специфичных энергоемких потребителей. Все это обуславливает необходимость разработки и совершенствования способов управления на уровне ВЗЭС, имеющего специфику производства и выработки электроэнергии и отмечается в работе [77], посвященной развитию распределенных энергетических ресурсов в перспективе до 2050 года в России.

Таким образом, существующие исследования в области объектов распределенной генерации ориентированы на малоинерционные объекты, не имеющие сложной структуры, энергоемкой специфичной нагрузки и не учитывающие условия работы тепловых потребителей в различных режимах. Вопросы управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии изложены в трудах [303, 314, 329, 331]. Основные вопросы электропотребления на металлургических предприятиях в современных условиях изложены в работах Г.В. Никифорова, Б.И. Заславца, В.К. Олейникова [138-140]. Вопросам повышения устойчивости технологических процессов непрерывных производств посвящена работа М.О. Тиджиева [205]. Показано, что перерывы в электроснабжении, не являющиеся значимыми на уровне крупной ЭС, могут привести к нарушению сложного технологического процесса. Очевидно, что для управления такими режимами требуется осуществлять их прогнозирование и исследовать электромеханические переходные процессы при различных возмущениях, в том числе при выходе на отдельную с ЭС работу. Также не исследована возможность реализации группового АРВ с целью повышения устойчивости или технико-экономических показателей. Вопросы группового АРВ в настоящее время разработаны для ГРЭС и крупных ЭС, и отвечают другим

требованиям. Поэтому разработка концепции группового АРВ генераторов ЗЭС является актуальной и практически значимой. Встают вопросы группового регулирования скорости роторов и активной мощности промышленных синхронных генераторов в параллельном с ЭС и островном режиме, что требует дополнительных исследований.

В связи с вышеизложенным оперативно - диспетчерский персонал системы ВЗЭС, имеющей в своем составе ЗЭС, должен прогнозировать все возможные режимы, в том числе при выходе энергоузла на раздельную работу, с целью разработки мероприятий по сохранению устойчивости. При отделении ЗЭС от ЭС диспетчерское управление должно обеспечить согласно [198] «... разработку и ведение режимов работы электростанций, ... устойчивость» системы электроснабжения. Таким образом, при решении вопросов управления оперативно-диспетчерский персонал должен прогнозировать не только переходные, но и возможные установившиеся режимы. Поэтому оперативно-диспетчерское управление невозможно без соответствующего программного обеспечения. Для анализа установившихся и переходных режимов крупных ЭС разработан ряд программных комплексов (ПК). Однако их использование для решения задач управления режимами систем ВЗЭС усложняется или становится невозможным вследствие специфики различных производств.

В настоящий момент существует много ПК, предназначенных для анализа режимов ЭС и расчетов электромеханических переходных процессов, таких как RastrWin, EUROSTAG, ДАКАР и др. [224] . Однако существует потребность в простом программном продукте, предназначенном для изучения вопросов устойчивости генераторов и влияния на нее систем АРВ, результаты и алгоритмы работы которого были бы доступны широкому кругу пользователей. Так, выполнение расчета электромеханических переходных процессов при КЗ в статоре осуществляется с применением ПК MUSTANG. WIN. Программа ТКЗ 3000 предназначена для расчета электрических величин при повреждениях и уставок релейной защиты. ПК позволяет рассчитывать электрические величины в трехфазной симметричной сети любого напряжения при продольной или

поперечной несимметрии для определенного момента времени (начальный сверхпереходный, переходный или установившийся режимы). ПК АНАРЭС-2000 предназначен для расчета и управления режимами ЭС. ПК DIS-2 применим для решения задач по оценке динамической устойчивости ЭС и вычисляет углы роторов генераторов, их частоты вращения, угловые ускорения, генерируемую мощность станций и величины напряжений в узлах электрической системы при больших возмущениях. Комплекс MUSTANG-95 предназначен для оперативного выполнения расчетов установившихся режимов и электромеханических переходных процессов ЭС. ПК EnergyCS используется при проектировании и эксплуатации сложных ЭС. ПК RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов ЭС. Модули включают расчет установившихся режимов с учетом частоты электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ); оптимизацию электрических сетей по уровням напряжения, потерям и распределению реактивной мощности; расчет предельных по передаваемой мощности режимов ЭС, определение опасных сечений; проведение серийных по списку возможных аварийных ситуаций; моделирование генераторов и возможность задания их  $PQ$ -диаграммами; моделирование зависимостей  $Q_{\max}(I)$  генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора и другие функции. Программа Powertron создана для анализа статических и динамических режимов ЭС. Анализ статической апериодической устойчивости и допустимости по технологическим параметрам режимов ЭС производится методом непрерывного статического утяжеления режима. Автоматически учитываются ограничения режима генератора по реактивной мощности. Реализовано динамическое утяжеление, при котором происходит переход от исходного режима к конечному утяжеленному режиму. Режим рассчитывается с учетом воздействий АРВ и АРЧВ генераторов. Динамическая модель ЭС позволяет анализировать электромеханические переходные процессы при сильных возмущениях с глубокими снижениями частоты и действием автоматической частотной разгрузки. Схема может быть разделена на произвольное число частей с последующей ресинхронизацией.

Как показал обзор программ, существующие ПК расчета электромеханических переходных процессов имеют упрощенную математическую модель системы АРВ и АРЧВ или ориентированы на крупные ЭС. Данная работа призвана устранить этот фактор и учесть все возможные ограничения, характерные для АРВ заводских синхронных генераторов.

Поскольку в условиях промышленных разветвленных сетей с энергоемкой резкопеременной нагрузкой применение малоинерционных генераторов, приводимых газотурбинными и газопоршневыми установками, ограничено их чувствительностью к провалам напряжения, а также к сбросам мощности при выходе в островной режим, то основные исследования направлены на турбогенераторы, приводимые паротурбинными установками. Однако, большая часть полученных результатов может быть применена и к ЗЭС с малоинерционными источниками питания.

## **1.2 Способы регулирования частоты и активной мощности промышленных электростанций**

Необходимость регулирования выдаваемой активной мощности одновременно с тепловой, а также возможность островных режимов с энергоемкой резкопеременной нагрузкой, требуют исследования вопроса регулирования частоты и активной мощности на промышленных ТЭС. Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты представлены в [177]. Вопросам регулирования частоты и активной мощности посвящено большое число трудов. Как известно, обеспечение баланса активных мощностей в ЭС при достаточном уровне напряжения обеспечивает допустимый уровень частоты. Однако, основные вопросы автоматики регулирования частоты и активной мощности разработаны применительно к крупным ЭС. Так, в работах [39, 144] изложены основные три способа регулирования частоты - первичное, реализуемое при работе на статической характеристике со статизмом 4-5 %, вторичное, при работе с

астатической характеристикой регулятора и третичное, определяющее величину потоков активной мощности в ЭС и использование резервов. Дана характеристика влияния изменения частоты на работу потребителей. Рассмотрены вопросы конструктивного исполнения и моделирования АРЧВ.

Данные принципы управления частотой и активной мощностью должны быть адаптированы по ранее указанным причинам к промышленным ТЭС с местной энергоемкой специфичной нагрузкой. Отдельные моменты такой задачи были уже разработаны ранее; в труде [133] показано регулирование по методу ведущего агрегата и ведущей станции. Приведен метод мнимостатических характеристик, при котором к регулированию частоты могут привлекаться агрегаты нескольких станций ЭС. Показан метод интегрального регулирования, учитывающий время переходного процесса, а также особенности регулирования в объединенных ЭС. В работе [220] описано применение парогазовой электростанции при первичном регулировании частоты; приведено влияние на регулирование газовой и паровой турбины, показано, что энергоблок удовлетворяет требованиям Системного оператора к динамике выработки первичной мощности. Вопросы регулирования частоты при выделении дефицитного энергорайона с парогазовой установкой на изолированную работу приведены в [169]. Рассмотрена проблема снижения мощности при понижении частоты; разработаны алгоритмы для минимизации отклонения частоты при отделении энергорайона с парогазовыми установками.

Как правило, на ЗЭС используется только общее первичное регулирование частоты. Это связано с тем, что основная задача заводских блоков турбина-генератор - выдача заданной активной мощности в ЭС, без задачи регулирования частоты сети. С одной стороны, данный подход существенно упрощает возможные режимы работы, но с другой, при выходе в островной режим могут возникнуть определенные сложности, так как изменение выдаваемой активной мощности при параллельной работе сопровождается индивидуальным изменением уставок по частоте. Другой особенностью является одновременное покрытие паровыми турбинами тепловой нагрузки. Ответственные тепловые

потребители требуют непрерывной подачи определенного количества пара с заданным давлением. Поэтому ряд турбин работает на поддержание давления в паропроводе. В этом случае выработка активной мощности в ЭС осуществляется по остаточному принципу, а при выходе ЗЭС в островной режим регулирование пара, подаваемого на турбину, осуществляется из требований тепловой нагрузки. Это ведет к непрогнозируемому изменению баланса активной мощности в энергоузле и аварийной ситуации.

В связи с вышеизложенным, для повышения эффективности управления режимами выхода на отдельную работу необходимо совершенствование принципов управления системами АРЧВ блоков турбина-генератор с учетом их тепловой нагрузки и законов регулирования по теплу. В работе [6] приведен анализ требований к устройствам АРВ и АРЧВ объектов распределенной генерации. Методики управления децентрализованными электротехническими системами с распределенной генерацией приведены в работах [106, 238]; предложен алгоритм устранения отклонений частоты, подавления хаотических колебаний в электротехнической системе с распределенной генерацией; разработан алгоритм детектирования и подавления хаотических колебаний в электротехнической системе с распределенной генерацией, учитывающий требования к показателям качества электрической энергии и реализуемый простыми схемно-техническими решениями. Показана работа алгоритма путем моделирования в программном пакете SymPowerSystems (MatLab). Вопросам реализации систем АРЧВ с переключающейся структурой посвящена работа [85]. В ней отмечается, что при параллельной работе с ЭС местные блоки турбина-генератор работают на поддержание заданной мощности, тогда как при выходе на отдельную работу необходимо выполнить переключение на поддержание частоты. Если идентификация выхода на отдельную работу будет выполнена неверно, то можем получить нежелательное изменение частоты с отключением установки защитами. Анализ допустимости функционирования ГПЭС в условиях работы резкопеременной нагрузки приведен в [91]. В работе [28] показаны особенности автоматических регуляторов электростанций и основы их

математического моделирования. В трудах [28, 31, 178] приведена методика согласованной настройки АРВ и АРЧВ генераторов ЗЭС; она предполагает согласованный выбор регулировочных коэффициентов многомашинных систем путем применения генетического алгоритма с использованием методов цифровой обработки сигналов при выделении шума регуляторов и получения спектральных характеристик для расчета передаточных коэффициентов. В качестве инструмента применялся генетический алгоритм [251, 237]. Использование автопрогностического АРЧВ улучшило демпферные свойства регулятора и позволило более плавно управлять мощностью турбины: перерегулирование снижается на 4%, время переходного процесса уменьшается в три раза. Таким образом, с целью анализа и повышения эффективности действия АРЧВ необходимо разработать соответствующий ПК.

Вопросам математического моделирования паровой турбины с противодавлением с учетом тепловой нагрузки посвящена работа [172]; в ней проведен анализ влияния паровых турбин на электромеханические переходные процессы с учетом изменения частоты ЭС; отмечено влияние теплового потребителя на величину выдаваемой в ЭС активной мощности подобных турбин. В работе [169] показано регулирование частоты при выделении дефицитного энергорайона с парогазовой установкой на изолированную работу с подробным математическим описанием первичных двигателей. Работа [130] посвящена математическому моделированию системы регулирования конденсационной турбины активного типа, подробно представлена математическая модель активной турбины с двумя отборами. В реальной ЭС электромеханические переходные процессы имеют более сложный характер. Моделированию системы регулирования энергетической турбины посвящена работа [207]; в этой статье рассматривается построение математической модели электрогидравлической системы автоматического регулирования теплофикационной паровой турбины нового поколения единичной мощностью до 55 МВт для непосредственного привода электрических генераторов и комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В статье [65] приведено влияние статических

характеристик нагрузки на оптимальную настройку автоматической частотной разгрузки, выбор необходимого объема нагрузки, подключенной под воздействие конкретных ступеней указанной автоматики, не допуская эффекта перерегулирования или недорегулирования при аварийном снижении частоты. Однако, в указанных трудах не рассматриваются вопросы сохранения тепловых потребителей при выходе в островной режим и не учитывается баланс электрической и тепловой нагрузки, нарушаемый при этом. Поэтому такие режимы сопровождаются потерей устойчивости, требуют дальнейших исследований и разработки соответствующего математического описания и ПК.

Таким образом, вопросы адаптации принципов управления частотой и активной мощностью ЗЭС, а также разработка математических моделей промышленных источников питания и специфичной нагрузки актуальны.

### **1.3 Способы регулирования напряжения и реактивной мощности на заводских электростанциях**

Разнообразие возможных эксплуатационных режимов, в том числе наличие провалов напряжения разной амплитуды и длительности в разветвленной сети и выход на раздельную работу с последующей ресинхронизацией, требуют адаптации существующих принципов АРВ применительно к ЗЭС. Увеличение доли распределенной генерации в общем объеме вырабатываемой электроэнергии сопровождается существенным усложнением структуры систем ВЗЭС, возможных эксплуатационных и аварийных режимов. Поэтому выбранный закон АРВ во многом определяет статическую и динамическую устойчивость. Основные требования к системам АРВ формируют специфические условия работы, среди которых выделим наиболее существенные и значимые:

1. Синхронные генераторы относительно небольшой мощности имеют связь с внешней ЭС на шинах 110 кВ с мощностью КЗ до 5000 МВА, поэтому возможности регулирования и поддержания напряжения весьма ограничены.

2. Поскольку электроэнергия, вырабатываемая на ЗЭС, в 2 – 2,5 раза

дешевле покупной, практически все генераторы работают с коэффициентом мощности, близким к единице, что значительно снижает их устойчивость.

3. Напряжение в точке подключения и нагрузки собственных нужд ЗЭС, питающиеся от генераторного распределительного устройства, имеют нестабильный характер, поэтому, для сохранения устойчивости синхронных генераторов в переходных режимах наиболее предпочтительной является система АРВ с переключающейся структурой, в которой настройки и законы регулирования выбираются с учетом режима работы.

Вопросам регулирования напряжения в крупных ЭС посвящено значительное число отечественных и зарубежных работ. Прежде всего, следует отметить работы, направленные на изменение настроек АРВ с целью повышения быстродействия, устойчивости его функционирования и качества демпфирования [9, 259, 263, 250, 267]. Как правило, основным законом регулирования при этом является закон поддержания постоянства напряжения на выводах обмотки статора. В работах [187-189] представлена реализация адаптивного АРВ на основе нечеткого аппроксиматора для демпфирования колебаний в сложных ЭС. Достаточно подробно рассмотрена настройка АРВ синхронных генераторов у Темгеновской Т.В. [204], предложен градиентный метод поиска допустимой настройки возбуждения, обеспечивающий максимальную устойчивость. В общем случае данный метод представляет собой пошаговую процедуру, в которой на каждой итерации находятся коэффициенты регуляторов возбуждения каждого генератора в отдельности; затем с учетом исходных ограничений строятся кривые D-разбиения, по которым определяют, соответствуют ли полученные при расчете коэффициенты области ограничений. Данный метод эффективен при законе постоянства напряжения на выводах обмотки статора. В работе [180] АРВ применяют на системной электростанции для поддержания уровня напряжения; составляют формулу выходного сигнала ПИД-регулятора, где выделяют коэффициенты усиления, сигнал рассогласования и его производную. ПИД-закон регулирования напряжения обеспечивает более высокий уровень устойчивости при меньших величинах коэффициентов усиления каналов стабилизации и

повышает точность регулирования. В труде [92] показана оптимальная настройка АРВ; с целью модернизации систем возбуждения и увеличения ее быстродействия рассмотрены традиционные методики настройки и методы многопараметрической оптимизации необходимых целевых функций, составленных на основе корневых и частотных критериев оценки параметров процесса регулирования, для качественного функционирования АРВ, работающего в разных схемно-режимных ситуациях. Получены области устойчивости по коэффициентам внутреннего и внешнего каналов, осциллограммы частоты и напряжения, показывающие, что при изменении уставки напряжения генератора на 5% при задействованных каналах PSS (power system stabilizer) улучшается демпфирование. Рассмотрен анализ результатов оптимальной настройки АРВ в ПК RTDS. Экспериментально определены частотные характеристики схемы, получен минимум целевой функции. Построены двумерные области устойчивости по внутреннему и внешнему каналам для оценки улучшения качества демпфирования частоты и напряжения. В работе [47] рассчитана область допустимого статизма синхронного генератора ГЭС малой мощности с системой АРВ с ПИД-регуляторами; показана методика расчета коэффициента усиления по отклонению напряжения.

Вторым направлением работ в плане совершенствования систем управления регулированием возбуждения является непосредственно стабилизация напряжения в заданной точке сети при наличии различных внешних воздействий, например, перегрузке синхронных генераторов или сети и возмущения со стороны ЭС. В трудах [21, 121, 195] приведены вопросы регулирования напряжения для крупных источников. В работах [39, 14, 15, 131, 264] представлены вопросы автоматического управления режимами ЭС в нормальных и аварийных режимах, в том числе регулирование уровня напряжения и потоков реактивной мощности; рассмотрены основные потребители реактивной мощности, приведены технические средства для управления режимом работы электрических сетей и основные принципы автоматического регулирования напряжения на электростанциях и в электрических сетях. Работа [11] оценивает ресурсы стабилизации напряжения АРВ сильного действия двух- и

трехмашинных системах генерации в локальных сетях. Сущность изобретения [156] заключается в точности поддержания выходного напряжения генераторов и обеспечении требуемых параметров в нормальном режиме работы, а также при перегрузках. Но стоит отметить невариативность регулирования возбуждения, так как вручную нет возможности регулировать уставку по напряжению и невозможно переходить на другой закон АРВ при перегрузе обмотки возбуждения. Сущность изобретения [153] заключается в обеспечении автоматической оптимизации параметров АРВ синхронных генераторов на этапе ввода оборудования в эксплуатацию без дестабилизирующего воздействия на энергосистему и без нарушения ее устойчивости. Преимуществом является инвариантность к закону функционирования и количеству оптимизируемых параметров регулятора, а также гарантированная сходимость к оптимальному решению. Предлагаемый способ может применяться как к одному, так и ко всем традиционно используемым регулятором системных параметров в составе устройства АРВ. К достоинствам относятся автоматическая настройка постоянных времени регулирования по режимным параметрам; относительно высокая точности определения коэффициентов усиления регуляторов; сокращение величины и длительности электромеханических переходных процессов. К недостаткам изобретения относят невозможность изменить уставку по напряжению, что может привести к нарушению устойчивости. В АРВ синхронных генераторов [157] надежность повышается путем исключения управляемых элементов, не нарушая требований регулирования. Особенностью является наличие основного и вспомогательного каналов АРВ, параллельно подключенных к обмотке возбуждения и являющихся неуправляемыми. Вспомогательным каналом устанавливают требуемый уровень напряжения, а основной канал автоматически поддерживает уровень напряжения при различных нагрузках источников питания.

Одной из основных функциональных составляющих систем регулирования возбуждения является повышение динамической устойчивости при существенных просадках напряжения со стороны ЭС. Это обеспечивает быстродействующая

форсировка, вопросам совершенствования которой посвящены труды [151], [154]. В них решаются вопросы повышения быстродействия, качества электромеханических переходных процессов и, как следствие, динамической устойчивости. Система АРВ с управляемой внешней форсировкой приведена в [151]. Задачей изобретения является повышение надежности энергообеспечения и качества регулирования напряжения путем увеличения устойчивости регулирования во всем возможном диапазоне изменения тока нагрузки синхронного генератора. К основным достоинствам данного изобретения относятся высокая точность поддержания постоянства напряжения в статических и динамических режимах, а также высокое качество регулирования напряжения. Недостатками являются сложность исполнения при множестве обратных связей, а также вероятность возникновения колебаний в режиме недовозбуждения. Система возбуждения с управляемой внешней форсировкой [154] может быть использована для автономных источников. Достоинством является быстродействие и невозможность перевозбуждения за счет возрастания выходного тока корректора, недостатком - небольшой диапазон регулирования. За редким исключением, указанные новые разработки применимы к генераторам районных ЭС, отличным от заводских по предъявляемым требованиям и условиям эксплуатации.

Как указывалось выше, одной из основных тенденций в современной энергетике является внедрение объектов распределенной генерации установленной мощностью до 60 МВт. Данные генераторы подключаются в различные точки сети, что, следовательно, ведет к усложнению возможных как аварийных, так и эксплуатационных режимов. При этом требования к системам возбуждения изменяются и могут быть весьма специфичны. Поэтому в настоящее время ведется совершенствование данных систем в указанном направлении. Способ регулирования возбуждения синхронных генераторов, рассмотренный в работе [150], увеличивает диапазон загрузки по реактивной мощности за счет изменения тока статора. При этом предусмотрена возможность перехода от закона регулирования возбуждения по отклонению напряжения к закону

регулирования по отклонению реактивной мощности и наоборот. Изменение закона регулирования осуществляется при достижении реактивной составляющей тока статора максимального или минимального значений; а также в случае снижения или повышения напряжения относительно заданной уставки. Отличительной особенностью работы [150] является расширение диапазона регулирования возбуждения генераторов. Отметим, что переход от одного закона регулирования возбуждения к другому происходит с некоторой выдержкой времени. Способ АРВ, приведенный в [152], позволяет автоматически изменять процесс АРВ в зависимости от параметров режима машины и (или) питающей электросети. Особенность данного изобретения заключается в возможности регулирования возбуждения посредством изменения реактивной мощности и контроле сопротивления сети питания генератора. Данная система регулирования отлично проявляет себя в аварийных режимах, то есть при резком изменении параметров сети. При нормальной работе ЭС будет применяться основной закон АРВ на постоянство напряжения. Особенностью изобретения [146] является возможность работы по законам на постоянство напряжения с контролем скорости его изменения, а также на постоянство реактивной мощности. К достоинствам относятся качественное и пропорциональное распределение реактивной мощности по параллельно работающим синхронным генераторам, широкий диапазон регулирования напряжения за счет введения дополнительного канала регулирования возбуждения. Целью изобретения [149] является упрощение схемы АРВ по внутреннему углу  $\theta$  и возможность корректировки законов. В работах [57, 83] подробно излагаются особенности эксплуатации объектов распределенной генерации, показана необходимость адаптации систем АРВ с учетом типа первичного двигателя; изложены особенности нагрузки, оказывающей существенное влияние на параметры режима и требования к АРВ; дана характеристика работы при резкопеременным нагрузкам, подключенных к генераторному распределительному устройству. Отмечено, что в силу некорректной работы систем АРВ наблюдаются избыточные отключения генераторов от сети при КЗ в сетях внутреннего и внешнего электроснабжения.

Рассмотрена типовая система АРВ генераторной установки типа AREP/PMG с модулем нагрузки LAM. Данная система позволяет улучшить качество электромеханических переходных процессов при отклонениях напряжения с учетом изменения частоты и статических характеристик нагрузки. В отмеченных трудах при адаптации системы возбуждения учитываются такие особенности, как изменение сопротивления связи с ЭС, отклонение напряжения со стороны мощной ЭС в пределах 15 %, возможность группового АРВ. Предусматривается возможность переключения законов регулирования возбуждения при различных условиях связи с ЭС или изменения требований со стороны нагрузки. Кроме того, показаны особенности работы АРВ при автономных режимах и параллельной работой с ЭС. Не вполне раскрыто влияние АРВ ЗЭС на устойчивость и возможность применения группового регулирования в условиях большой сложной разнородной схемы и нескольких ступеней трансформации. В связи с этим задача адаптации систем АРВ к условиям ЗЭС является актуальной.

Эксплуатационные режимы работы ЗЭС сопровождаются постоянными нормальными и аварийными электромеханическими переходными процессами. При наличии генераторного распределительного устройства и разветвленной сети среднего напряжения весьма часто по разным причинам возникают провалы напряжения. Данные режимы сопровождаются сбросом активной мощности различной глубины. Поэтому возникает вопрос повышения качества переходных процессов промышленных генераторов и, в частности, демпфирования качаний роторов. С этой целью на ЗЭС используют системы АРВ и АРЧВ. Широкими возможностями в плане демпфирования качаний ротора обладают регуляторы возбуждения. Современные системы регулирования имеют две основные группы каналов: по отклонению параметров режима, обеспечивающие как статическую, так и динамическую устойчивость, а также каналы стабилизации, повышающие динамическую устойчивость. И в таком составе они присутствуют в системах АРВ ЗЭС. Вопросам разработки законов АРВ и эффективности применения каналов стабилизации посвящено большое число исследований [247, 256]. Так в трудах [99, 235, 100, 234] произведен подробный анализ использования каналов

стабилизации по отклонению и производной частоты напряжения обмотки статора, ротора, а также разности данных величин. Как отмечается в работе [99], при соединении генераторов с системой большой мощности через протяженную линию электропередачи эффективно применение каналов по отклонению и производной частоты напряжения обмотки статора, но в многомашинной системе с сильными связями данный подход может привести к самораскачиванию. Поэтому в таких случаях предлагается использование сигнала по отклонению и производной частоты напряжения обмотки статора и ротора. В работе [100] показано положительное действие каналов стабилизации на электромеханические переходные процессы, вызванные повышением напряжения на выводах обмотки статора и опытами сброса и наброса нагрузки. В труде [101] представлено развитие ранее приведенного метода. Показаны возможности использования каналов стабилизации по разности и производной разности частот вращения вала и напряжения сети в многомашинной системе с сильными связями. Доказано, что устройство при групповом регулировании целесообразно включать на разность отклонений частот между частотой вращения вала каждого генератора и частотой напряжения на сборных шинах электростанции. Отмечено, что использование сигналов от системы регулирования скорости в системах возбуждения ранее не осуществлялось и является перспективным. В трудах [18, 266] рассмотрены вопросы демпфирования низкочастотных колебаний посредством определения и использования угла нагрузки в зависимости от состава имеющихся измерений параметров электрического режима синхронного генератора. В работе [204] произведен общий анализ существующих методов настройки систем АРВ и предложен алгоритм поиска вектора допустимых настроек на основе градиентного метода решения системы линейных неравенств, позволяющий повысить устойчивость работы ЭС. В труде [92] рассмотрены вопросы выбора оптимальных настроек АРВ генераторов крупных ЭС с целью демпфирования колебаний. Изучены способы получения настроечных параметров для основного канала АРВ, внутреннего по скорости и ускорению отклонения напряжения статора и внешнего по отклонению и скорости отклонения частоты каналов

стабилизации. С использованием двухпараметрической оптимизации, основанной на применении генетического алгоритма по интегральному критерию, получены настроечные коэффициенты каналов стабилизации. Действие отечественного стабилизатора PSS2RU, предназначенного для демпфирования электромеханических колебаний от 0,1 до 5 Гц, описано в работе [102]. В качестве каналов стабилизации в нем взяты канал по производной тока ротора, а также по отклонению и производной частоты напряжения статора. Исследования показали положительный результат при коротких и длинных линиях электропередачи, в отличие от стабилизаторов с каналами только по частоте ротора. В работе [33] показано, что качество динамических процессов при реализации управляющих воздействий может быть обеспечено согласованной настройкой АРВ и АРЧВ. Для этого использованы нечеткие технологии управления настройкой для качественного динамического перехода при разгрузке генераторов в послеаварийном режиме. В труде [141] рассмотрены основные типы PSS, используемые за рубежом. К ним относятся устройства, реагирующие на отклонение скорости ротора, частоты сети, небаланс мощностей на валу или их комбинацию; показаны их преимущества и недостатки. В диссертации [203] отмечена важность настройки АРВ в зависимости от схемно-режимных ситуаций. Использован метод D - разбиения для анализа настроек устройств АРВ в ЭС, в том числе с учетом демпфирующей способности каналов стабилизации. Предложен алгоритм определения параметров стабилизирующего канала АРВ-СДП1 с помощью подходов теории  $H_{\infty}$  оптимизации и определения параметров устройства PSS на основе робастного регулятора с помощью  $\mu$ -синтеза. В работе [250] используется классический стабилизатор системы питания с опережением-задержкой для демпфирования качания роторов. Задача выбора параметров стабилизатора преобразуется в простую задачу оптимизации с целевой функцией. В статье [252] на реальном примере показана процедура анализа влияния каналов стабилизации на систему возбуждения генераторов ГЭС, подключенной к недостаточно мощной сети. В труде [158] приведено определение оптимальной настройки каналов стабилизации для различных схемно-режимных условий

работы источников. В [48] рассмотрены вопросы демпфирования электромеханических колебаний в многомашинной ЭС с разнотипными регуляторами возбуждения. В [243, 248, 244] показано применение контроллеров для получения надежного сигнала управления и использования его вместо PSS. Однако, все рассуждения ведутся относительно энергосистем большой мощности и крупных генераторов. Для промышленных объектов распределенной генерации подобные вопросы поднимаются крайне редко; практически на существующих ЗЭС принятые законы АРВ упрощены и зачастую регулирование уставки по напряжению осуществляется вручную. Каналы стабилизации не используются. Поэтому адаптация законов АРВ применительно к системам ВЗЭС актуальна.

Повышение эффективности управления режимами выхода электростанции на отдельную работу и последующей ресинхронизации в условиях изменяющейся конфигурации электрической сети возможно за счет внедрения систем группового АРВ, что обуславливает актуальность работы. Основные принципы группового АРВ были неоднократно исследованы. Так, в трудах [99-101] Когана Л.Ф. излагаются особенности сильного АРВ в сложной ЭС и приводятся способы их совершенствования с целью повышения эффективности стабилизации режима при возмущениях применительно к крупным СГ. В статье [90] изложены основные положения по способам повышения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций. В работе [97] представлена система группового управления возбуждением, которая в зависимости от выбранного режима работы предназначена для поддержания заданной величины напряжения на системах шин ГРЭС или для поддержания заданной величины суммарной реактивной группы агрегатов. В труде [10] представлен способ распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами в аварийных режимах. Данные подходы не адаптированы к условиям функционирования ЗЭС, имеющих существенную специфику функционирования. В работах [78, 79, 165] отмечено, что действующие требования нормативно-технических документов к системам возбуждения и АРВ генерирующих установок были сформированы в многолетний период строительства удаленных от центров нагрузок больших источников

энергии и существующая в последнее время тенденция к масштабному строительству распределенной генерации требует тщательного анализа достаточности и обоснованности действующих технических требований. Поэтому разработка методики группового АРВ ЗЭС при выходе на отдельную работу и ресинхронизации является серьезной научной проблемой.

Очевидно, что возникающие при расширении собственных электростанций режимы требуют составления математических моделей с необходимым уровнем точности для использования, в частности, цифровых двойников. В труде [235] изложен общий подход для исследования эффективности функционирования и наладки систем АРВ в крупных ЭС; показаны основные методы эквивалентирования внешней ЭС и ее источников; отмечена необходимость учитывать взаимное влияние генераторов. Даны характеристики структурных схем АРВ, их эффективность с точки зрения устойчивости и математическое описание. Подробно освещены вопросы моделирования генераторов и других источников реактивной мощности в условиях многомашинных систем с учетом эффективности систем регулирования напряжения. В работе [17] рассматривается математическая модель вентильного возбудителя и его работа в ненормальном режиме. В труде [63] показаны методы анализа АРВ многомашинных систем, в том числе PSS, которая демпфирует колебания между ЭС и генераторами станции, а также взаимные колебания машин. Целью статьи является определение целевой функции для надежного выбора параметров PSS, имеющих ряд ограничений; приводятся различные нагрузочные режимы генератора и режим трехфазного КЗ во внешней сети. В зависимости от режима подбираются параметры PSS и сравниваются колебания до настройки и после. Работы [2, 50, 167, 291, 217] посвящены вопросам регулирования и устойчивости синхронных двигателей. Таким образом, в настоящее время существует достаточно разработанный математический аппарат, позволяющий исследовать электромеханические переходные процессы с учетом систем АРВ при различных уровнях детализации. Его корректное применение позволит исследовать устойчивость в условиях ЗЭС.

#### **1.4 Особенности работы делительной автоматики при наличии распределенной генерации на промышленных электростанциях**

Основная часть существующих трудов посвящена особенностям работы делительной автоматики крупных ЭС. Основные принципы диспетчерского управления производством, распределением и реализацией электроэнергии приведены в трудах [132, 228]. Общие вопросы управления электромеханическими переходными процессами в аварийных режимах рассмотрены в труде [231]; дано оптимальное управление переходными процессами в ЭС; математические методы и критерии оптимальности. Принципы действия устройств автоматики для предотвращения возникновения и ликвидации асинхронных режимов изложены в [14]. В работе [144] дается характеристика основных устройств автоматики, в том числе при ликвидации аварийных режимов. Отмечены способы выявления асинхронного хода. Приводятся особенности асинхронного хода при невозбужденном генераторе.

В то же время делительная автоматика объектов распределенной генерации весьма специфична. Так, выход в островной режим может происходить в разных точках, с разным составом генераторов и нагрузки и в различных схемно-режимных условиях. Возникают противоречивые требования к системам АРВ и АРЧВ, у которых должна быть предусмотрена переключающаяся структура. Организация противоаварийного управления в автономных ЭС с распределенной генерацией при аварийных дефицитах мощности рассмотрена в работе [85, 86]. В [89] сформулированы методические подходы к созданию делительной автоматики на ЗЭС и отмечено, что выбор основных параметров ее срабатывания необходимо осуществлять на основе расчетов электромеханических переходных процессах в системах ВЗЭС при наиболее вероятных и нормативных аварийных возмущениях. В труде [85] показаны режимные особенности реализации делительной автоматики на собственных источниках с учетом баланса мощностей. Приведены результаты анализа расчетов режимов при отделении одного генератора с различными мощностями и составом нагрузки. Установлено влияние

устойчивости нагрузки на выбор средств противоаварийной автоматики. Сформулированы требования к быстродействию разгрузки при вынужденном отделении энергорайона с распределенной генерацией от сети. В труде [147] исследован вопрос управления режимами собственных электростанций при их отделении от ЭС с возможностью длительного островного режима. В труде [184] сформулированы принципы адаптивной делительной автоматики по частоте для энергорайонов с распределенной генерацией, приведена структурно-функциональная схема и алгоритм функционирования.

В трудах [85, 86] рассматриваются вопросы целесообразности и реализации многопараметрической делительной автоматики энергорайонов с распределенной генерацией. Также дана характеристика эффективности действия делительной автоматики и особенности выделения электростанции с нагрузкой на отдельную с ЭС работу. Отмечена необходимость совершенствования принципов и использования как делительной автоматики по частоте, так и по напряжению, а также автоматической синхронизации узла с ЭС. Показан подробный учет параметров нагрузки, влияющий на успешность выхода в островной режим. Отмечены особенности реализации многопараметрической делительной автоматики при возникновении КЗ с учетом переходных процессов в нагрузке. Требования к делительной автоматике с учетом параметров прилегающей сети и нагрузки изложены в работе [86]. В ней подробно исследуется режим выхода электростанции с нагрузкой на отдельную работу в результате действия делительной автоматики или релейной защиты после КЗ на линии связи с ЭС. Исследовано влияние двигательной нагрузки на электромеханические переходные процессы, даны рекомендации по возможности самозапуска и сохранения нормальной работы потребителей собственных нужд, по объему разгрузки при выходе на отдельную работу дефицитного узла. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы генераторов и делительной автоматики приведен в работе [160]. В труде [126] даны особенности выхода на отдельную работу парогазовой установки и ее влияние на частоту в ЭС.

Однако приведенные труды не в полной мере отражают все факторы,

которые необходимо учесть для повышения устойчивости ЗЭС при выходе в островной режим. Повышенная аварийность подобных режимов в настоящее время обусловлена значительным количеством разнородных причин.

1. Происходит непрерывная реконструкция промышленных ТЭС, которые были построены несколько десятилетий назад. В этих условиях изменяются точки подключения и установленные мощности генераторов на различных этапах реконструкции. Как правило, установленные мощности возрастают и их переводят на работу с главного распределительного устройства ЗЭС в блоки генератор - трансформатор. Одновременно изменяется состав нагрузки, подключенной на шины генераторного напряжения [343].

2. Причиной неуспешного отделения ЗЭС от ЭС является изменение состава генерирующего оборудования в результате наложения плановых ремонтов и аварийных отключений источников электроснабжения. Вероятность возникновения такой ситуации повышается в летние месяцы. При выходе в островной режим в этом случае возможно возникновение дефицита, как по активной, так и по реактивной мощности в зависимости от характера нагрузки на генераторном распределительном устройстве. Это может привести к нарушению динамической устойчивости непосредственно при отделении, или статической устойчивости при длительной автономной работе, недопустимому снижению напряжения и частоты в узле.

3. Причиной неуспешного выхода на автономную работу остается неправильное действие АРВ и АРЧВ генераторов ЗЭС. Если на отдельную работу выходит группа источников и хотя бы одна система регулирования отказывает, то вероятность успешного отделения существенно снижается.

4. Точки выхода ЗЭС на автономную работу не всегда можно спрогнозировать. При возникновении КЗ на шинах промышленных ТЭС сложной конфигурации срабатывает дифференциальная защита шин, при этом состав генерирующего оборудования и нагрузки существенно изменяются. Данные точки не совпадают с точками действия делительной автоматики [277].

5. И в качестве последней причины необходимо упомянуть особенности

нагрузки промышленных ТЭС [340]. Обычно несколько турбогенераторов, имеющих поперечные связи по пару и электроэнергии, работают как на тепловую, так и на электрическую нагрузки. И каждый блок турбина-генератор выдает одновременно не только электрическую, но и тепловую энергию. При этом необходимо учитывать, что одна машина может работать либо только по тепловому, либо только по электрическому графику. На таких промышленных ТЭС часть машин работают по электрическому графику, другая часть по тепловому. У второй части регуляторы скорости турбин могут быть переключены на поддержание давления в паропроводе или работать на постоянство выдаваемого количества пара в общий паропровод. В первом случае режим будет наиболее тяжелым, поскольку система регулирования по сути не связана с электрическими параметрами сети. Поэтому при выходе на автономную работу создается ситуация, в которой некоторые блоки не будут участвовать в регулировании уровня частоты а будут выдавать определенное количество пара для поддержания заданных параметров давления в общем паропроводе. Эти машины не смогут отработать по своим статическим характеристикам и даже в случае избытка активной мощности в узле не произойдет их разгрузки. Более того, вследствие разгрузки по активной мощности, а следовательно, по пару, других синхронных генераторов, данные машины начнут увеличивать подачу пара с общей паропровод и, следовательно, произойдет дополнительный рост активной мощности, выдаваемой на шины. Опасность такого режима заключается в том, что с учетом нагрузочной диаграммы с целью ограничения тока обмотки статора начнется снижение тока возбуждения. В силу изложенных причин при возникновении дефицита реактивной мощности в автономно работающей ЗЭС может произойти нарушения статической устойчивости данных генераторов и машин всего узла.

С целью повышения эффективности функционирования ВЗЭС принципы действия делительной автоматики требуют существенного усовершенствования. Также необходим учет тепловой нагрузки с целью обеспечения бесперебойности теплоснабжения ответственных потребителей тепла.

## 1.5 Исследование статической устойчивости промышленных синхронных генераторов

Одним из основных требований к ведению нормальных и утяжеленных режимов ЗЭС, в том числе островных, является требование обеспечения статической устойчивости генераторов. Для ее исследования применяется большое количество различных принципов, в том числе основанных на использовании методов расчета установившихся режимов и их сходимости. Использование методов подразумевает применение определенных математических моделей объектов распределенной генерации, элементов электрической сети и нагрузки. Поэтому принятие решений по методу анализа статической устойчивости, по сути, является комплексной задачей и должно учитывать необходимую точность при моделировании.

Основные методы расчета установившихся режимов сложных ЭС изложены в работах В.А. Веникова [229], [230], А.А. Глазунова [49], Л.А. Жукова [71], В.И. Идельчика [76] и ряде других. Они основываются на решениях уравнений состояния цепи по законам Ома и Кирхгофа. Непосредственное решение основных уравнений состояния производится матричным методом и позволяет сразу определять все параметры режима. Могут применяться принцип наложения и метод разрезания контуров [71]. Однако такие методы не являются удобными при разветвленных сетях, поскольку требуют составления значительного числа уравнений. Применяются методы, позволяющие упростить расчеты.

Во-первых, это методы, основанные на преобразовании уравнений, составленные по законам Кирхгофа. Преобразования носят формальный характер и учитывают особенности конфигурации сети. Целью преобразований является уменьшение операций с нулевыми элементами, что снижает время расчетов. К таким методам расчета относятся методы исключения контуров сети, определяющих величин, узлового анализа и ряд других.

К другой группе относятся методы, в основу которых положено разбиение сложной системы на отдельные подсистемы, а схемы – на подсхемы. Такие

методы применяются при расчетах режимов сложных схем и требуют составления уравнений как для отдельных выделенных подсхем, так и связей между этими подсхемами. Впервые такая идея была сформулирована С.А. Лебедевым [114], после чего нашла широкое применение. Недостатком таких методов является то, что разбиение на подсистемы желательно выполнять не произвольно, а с учетом положения магнитных и индуктивных связей. В противном случае расчеты усложнятся. Разбиение системы на подсистемы, по сути, является одним из частных случаев эквивалентирования. Методы, использующие эквивалентирование, выделяются в отдельную группу и позволяют упростить расчет параметров установившихся режимов [71]. При этом уменьшается число элементов в расчетной схеме замещения и, следовательно, уменьшается количество уравнений состояния. Эквивалентирование элементов схем может быть произведено по различным критериям. Их количество определяется задачей расчета. Так, к наиболее простому виду эквивалентирования может быть отнесена замена нагрузок постоянными проводимостями. Другим критерием, служащим для упрощения нелинейных моделей, может быть отнесена синфазность движения роторов генераторов [15]. Эквивалентирование может производиться как без объединения и объединения ветвей генераторных станций [229]. Применяются точные и приближенные методы. Работа [45] посвящена эквивалентированию и упрощению сложных систем по частям. В труде [171] показан метод определения внешнего индуктивного сопротивления генератора как обобщенного параметра, характеризующего ЭС. Недостатками является снижение точности расчетов из-за упрощения и нелинейности уравнений состояния.

В отдельную группу могут быть вынесены и методы расчетов, основанные на теории многополюсников. При этом сложная сеть заменяется эквивалентной ей более простой; принцип такого метода изложен в [164].

Для реализации перечисленных методов расчета необходимо применение ряда математических подходов, в том числе и методов численного решения уравнений. К наиболее распространенным математическим подходам, применяемым при расчетах установившихся режимов, относятся простое

обращение матриц, что связано с громоздкими преобразованиями; обращение методом разбиения на клетки; обращение квазидиагональных матриц; обращение методом окаймления и ряд других [71], [229]. Задача определения параметров установившихся режимов связана с решением систем как линейных, так и нелинейных алгебраических уравнений. Для решения линейных уравнений могут быть применены методы упорядоченного исключения переменных, например, Гаусса; простой итерации; ускоренной итерации Зейделя. Решение систем нелинейных уравнений, необходимое по причине нелинейности характеристик большинства элементов электрической цепи, может быть осуществлено методом Ньютона, имеющего хорошую сходимость; минимизации; Гаусса-Зейделя; градиентным методом и рядом других [229]. В этом случае расчеты имеют итерационный характер, параллельно исследуются вопросы существования, единственности или многозначности решений, а также сходимости итерационного процесса [230]. Кроме того, для расчетов параметров режима могут применяться топологические методы [71], [230], к которым относятся метод графов сети, сигнальных графов и графов потока. Элементы теории графов применительно к расчету сетей изложены в [229]. При сложноразветвленных схемах применение таких методов затруднено.

Очевидно, что большинство представленных методов требуют составления ряда сложных, и, чаще всего, нелинейных уравнений, а также предполагают наличие балансирующего узла. При этом нагрузки учитываются приближенно, без учета их статических характеристик. При расчете режимов автономной работы ЗЭС необходимо определение установившейся частоты, поскольку первоначально генерирующие и потребляемые мощности могут быть несбалансированы. Вопросы расчетов установившихся режимов с учетом изменения частоты рассмотрены в трудах Р.С. Рабиновича [179], И.М. Марковича [127], М.Г. Портного [173]. Однако предложенные в этих работах способы учета частоты делают необходимым эквивалентирование источников и нагрузки, что не позволяет учитывать ряд особенностей отдельных генераторов и потребителей в расчетах режимов в сложных сетях ВЗЭС.

К отдельной группе могут быть отнесены методы, ориентированные на оперативный расчет; они позволяют определять параметры без переработки всех характеристик элементов. Это метод последовательных приближений и коэффициентов распределения, используемый для приближенных расчетов распределения нагрузок [127]. Вместо метода коэффициентов распределения, дающего приближенный результат, может быть применен метод коэффициентов токораспределения (точный метод), также приведенный в [127].

Способы устранения данных недостатков предложены в работе Е.К. Лоханина [117], где отмечается эффективность применения для расчета установившихся режимов многошаговых алгоритмов, обладающих большой надежностью, а также в работах Д.А. Арзамасцева, В.А. Игуменцева [75], А.В. Малафеева [125], где предложено использование метода последовательного эквивалентирования. Метод позволяет учитывать статические характеристики нагрузок и генераторов без громоздких уравнений и их решений. Таким образом, разработка метода расчета режимов при отсутствии балансирующего узла и определения новой установившейся частоты остается актуальной.

Выбор метода расчета установившегося режима неотъемлемо связан с математическим моделированием источников питания, элементов сети и нагрузки. Построению статических моделей генераторов по экспериментальным данным с целью сохранения заданной точности и повышения быстродействия расчетов посвящена работа [87]. Принципы вероятностного моделирования электрических нагрузок крупных промышленных предприятий изложены в работе [7]. При исследовании статической устойчивости промышленных ТЭС особую актуальность приобретает математическое моделирование промышленной нагрузки в виде индивидуальных и комплексных статических характеристик. Вопросам получения регулирующего эффекта нагрузки посвящено значительное число работ; в [133] изложены общие подходы к построению статических характеристик нагрузки, в [57] дана полная теория по способам получения регулирующего эффекта, в том числе с учетом распределительной сети и объектов распределенной генерации, как вычислительным, так и

экспериментальным путем. Особое внимание уделено регулирующему эффекту синхронных и асинхронных двигателей, подключенных непосредственно к сети. Работы [146, 254] посвящены разработке методики определения статических характеристик нагрузки по напряжению путем обработки данных пассивного эксперимента с учетом вероятностного изменения нагрузки и напряжения питающей сети, а также корреляционных связей между ними. В труде [115] в результате активного эксперимента получены статические характеристики бытовой, промышленной и коммерческой нагрузки. В работе [13] приведено определение регулирующего эффекта нагрузки по напряжению в электрических сетях с комплексной нагрузкой в результате активных и пассивных экспериментов на реальном энергообъекте, а также вычислительных экспериментов с применением специализированных ПК. Работа [64] посвящена методу определения регулирующего эффекта нагрузки по напряжению с учетом ограничений по режимным параметрам при проведении активного эксперимента и изменении состава потребителей. Оценке регулирующего эффекта нагрузки предприятия черной металлургии по данным пассивного эксперимента посвящена работа [44]. В ней на основании полученного модернизированного алгоритма оценки статических характеристик можно исключать случайные измерения, уменьшать размерность данных. Работа [145] показывает принципы определения статических характеристик крупных узлов нагрузки по напряжению; приведено описание экспериментальных исследований на реальных подстанциях ЭС. Ряд трудов посвящен анализу влияния регулирующего эффекта нагрузки на режимы работы. Так, в статье [168] предлагается снижать в аварийных ситуациях перетоки мощности за счет кратковременного снижения напряжения в отдельных узлах ЭС. За счет статических характеристик нагрузки это позволит ввести режим в допустимую область и избежать отключения потребителей. Работы [35, 36] посвящены сравнению полученных уравнений статических характеристик современных бытовых нагрузок с типовыми; показано, что внедрение энергосберегающих технологий и применение современных типов электроприемников ведет к необходимости изменения типовых характеристик.

Доказана необходимость использования полных моделей статических характеристик из-за влияния на сходимость расчета установившихся режимов.

Одной из задач эффективного управления режимами является обеспечение запаса по статической устойчивости. Это связано с тем, что в общем случае режимы ЭС никогда не бывают полностью установившимися. При этом обеспечение достаточного запаса по статической устойчивости гарантирует надежное электроснабжение потребителей в нормальном и утяжеленном режимах работы. Вопросы исследования и расчета статической устойчивости исследуют на протяжении длительного отрезка времени. Основные положения теории изложены в работах отечественных и зарубежных ученых В.А. Веникова [43], [134], [166], [229], А.А. Горева [54], П.С. Жданова [70], Ю.Е. Гуревича [60], Э. Кимбарка [96], В.А. Барина [15], А.М. Ляпунова [215], Е.И. Ушакова [210], В.А. Строева [196], К.А. Смирнова [192], Мелешкина Г.А. [129], Меркурьева Г.В., Шарыгина Ю.М. [133], [257], [265], [400]. Расчеты статической устойчивости зависят от их целей и могут проводиться в различном объеме с различной точностью. Основным показателем статической устойчивости является коэффициент запаса [208]. Различают коэффициенты запаса по передаваемой мощности и напряжению. В условиях ЗЭС электрические машины должны отвечать напряженческой устойчивости. В работе [190] произведен обзор регламентирующих документов по обеспечению устойчивости ЭС, которые продолжают корректироваться, и даны рекомендации по способам утяжеления. Необходимый запас должен быть обеспечен оперативно-диспетчерским персоналом ЭС и систем ВЗЭС, имеющих промышленные ТЭС [174, 175, 176] в различных режимах.

Все методы расчета статической устойчивости могут быть подразделены на практические методы и метод малых колебаний [70]. При ориентировочных расчетах, необходимых при проектировании, допускается ряд упрощений при моделировании и допускается эквивалентирование. На последующих стадиях проектирования и эксплуатации, как правило, проводится полный анализ системы линеаризованных дифференциальных уравнений электромагнитных и

электромеханических переходных процессов, основные способы составления которых приведены в работе В.А. Веникова [134]. Кроме того, разработан ряд практических критериев статической устойчивости, приведенный, в частности, в работе И.М. Марковича [127].

Разработке рационального математического описания в расчетах устойчивости посвящены работы, в том числе Е.Д. Карасева [93], Ю.В. Морошкина [136], Э. Бросманна [23]. Особенности применения пакета MATLAB/Simulink для анализа статической устойчивости генераторов в ЭС посвящена работа [72]. Моделирование ориентировано на повышение точности расчетов и увеличение числа факторов, принимаемых во внимание. Уравнения, описывающие состояние ЭС, носят нелинейный характер, поэтому для упрощения расчетов производится линеаризация дифференциальных уравнений. Для анализа систем линеаризованных уравнений используется значительное число математических методов, изложенных в работе В.А. Веникова [229]. В их основу положено составление характеристического уравнения систем с последующей оценкой его корней. Используемые критерии могут быть разделены на алгебраические и частотные. К алгебраическим критериям относятся критерий Гурвица, критерий Рауса, критерий Лъенара-Шипара [15]; они применяются для предварительной оценки устойчивости. К частотным критериям относятся критерий Михайлова, критерий Найквиста и методы D-разбиения. Недостатком методов является составление характеристического уравнения, что затруднительно в разветвленной цепи.

Достоинством практических методов, приведенных в работах П.С. Жданова [70], И.М. Марковича [127], является их простота. При исследовании ими статической устойчивости необходимо определить изменение знака выбранного критерия из заведомо устойчивой зоны. Недостатком подхода является то, что может быть оценена только апериодическая устойчивость. Принципиально иным является графоаналитический метод, изложенный в работе О.М. Костюка [108], основанный на построении статических характеристик и предназначенный для оценочных расчетов.

Кроме вышеизложенных методов с целью оценки статической устойчивости возможно применение итерационных методов расчета установившихся режимов. Анализ статической апериодической устойчивости можно провести по сходимости итерационных процессов с помощью методов, приведенных в работе В.И. Тарасова [201]. Аналогичный подход изложен в работе С.А. Совалова [194]. Устойчивость анализируется при расчете режимов методом Ньютона, методами минимизации ньютоновского типа, двухпараметрическими методами минимизации, методами криволинейного спуска.

Для определения предельных по статической устойчивости режимов распространен метод последовательного утяжеления. В статье [46] рассмотрены различные методы поиска предельных режимов в ЭС по условию статической апериодической устойчивости. Основное внимание уделяется таким методам, как последовательное утяжеление электрического режима, метод аналитических уравнений предельных режимов и оптимизационный поиск предельного режима. Рассматривается метод поиска предельного режима с помощью последовательного утяжеления, применяемый в настоящее время в оперативно-диспетчерском управлении. Работа В.В. Овсеенко [142] посвящена выбору рационального метода утяжеления для расчетов устойчивости. Он используется в работе Н.Г. Филипповой [211], посвященной поиску предельных по условиям статической устойчивости режимов и в работе Н.Ш. Чемборисовой [219] с целью оценки допустимых режимов в дефицитных ЭС. В труде [73] использован метод последовательного утяжеления для определения колебательной статической устойчивости в системах с кольцевой структурой с учетом действия АРВ. В труде [190] исследована тема нормирования запасов статической устойчивости при многокоординатных утяжелениях, что актуально ввиду усложнения систем управления режимами ЭС.

Кроме теоретических расчетов, известны и экспериментальные исследования по определению пределов передаваемой мощности, которые изложены в работах Л.М. Горбуновой [227], М.Г. Портного, Р.С. Рабиновича [179]. Однако в настоящее время в условиях рыночной экономики проведение

такого рода экспериментов является затруднительным, поскольку такие режимы небезопасны с точки зрения надежности и, следовательно, могут потребовать значительных затрат. Большинство методов расчета требует составления системы нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих систему электроснабжения, и последующего её решения, определяющего в некоторых случаях и запас статической устойчивости. Очевидно, что для определения запаса по статической устойчивости и предельных по устойчивости режимов необходимо применение метода расчета устойчивости, учитывающего нелинейность характеристик элементов. При этом значительная часть работ посвящена исследованию вопросов устойчивости применительно к крупным ЭС. На этом фоне особый интерес представляет исследование вопросов статической устойчивости автономных ЗЭС. Такие исследования изложены в работах [12, 123]. В работе [30] получена методика, обеспечивающая оперативное определение запасов статической апериодической устойчивости в системах электроснабжения с объектами распределенной генерации. Показано, что альтернативный подход к решению задачи оперативного определения запасов апериодической устойчивости может быть реализован на основе уравнений предельных режимов с повышенной нелинейностью. Методика позволит реализовать мультиагентную систему противоаварийного управления объектами распределенной генерации, размещенными в распределительных электрических сетях. В работе [118] для автономных и выделившихся частях ЭС с сильными электрическими связями между генераторами наряду с неустойчивостью по углу показана возможность нарушения устойчивости по частоте и предложена методика ее анализа, основанная на распознавании характера переходного процесса при малых возмущениях. В работе [33] изложены принципы противоаварийного управления распределенной генерацией с целью ввода узла в область устойчивости за счет разгрузки машин и согласования настроек АРВ и АРЧВ. Этим же вопросам посвящена работа [83], учитывающая большое количество факторов для сохранения устойчивости.

К работам, посвященным устойчивости нагрузки, относятся исследования

Ю.Е. Гуревича [59], [60], Л.М. Горбуновой [52], В.И. Михайлива [135], М.П. Костенко [107], М.В. Грейсуха [56]. Работа [221] посвящена способам, методам и алгоритмам определения критических параметров двигателей в режиме реального времени. Работа Л.М. Горбуновой [52] посвящена статическим характеристикам и устойчивости городской и промышленной асинхронной нагрузки и основана на экспериментальных исследованиях. В.И. Михайлив [135] в своих исследованиях особое внимание уделил усовершенствованию методики расчета регулирующего эффекта с учетом влияния температуры проводящих частей, активного сопротивления цепи намагничивания. В работе К.Е. Кононенко [103] рассмотрены вопросы устойчивости синхронных двигателей. В исследованиях В.А. Веникова [43], Кубаревой Т.С. [110] предполагается единый подход к вопросам статической и динамической устойчивости, использующий единые алгоритмы.

Особенностью расчетов режимов систем ВЗЭС является необходимость определения коэффициентов запаса статической устойчивости не только по передаваемой синхронными генераторами мощности, но и отдельных синхронных и асинхронных двигателей, поскольку мощность последних соизмерима с мощностью источников. Важно оценить влияние технических характеристик оборудования распределительной сети и электроприемников и их режимов работы, на анализ показателей устойчивости нагрузки.

## **1.6 Исследование динамической и результирующей устойчивости промышленных синхронных генераторов**

Неотъемлемой частью задач, решаемых при управлении ЗЭС, являются анализ динамической устойчивости. Управление электромеханическими переходными процессами в промышленной системе электроснабжения приводит к необходимости прогнозирования таких режимов. В настоящее время актуальна разработка метода расчета переходных режимов, в системах любой сложности, при любом виде возмущения, в том числе и при выходе узла на отдельную с ЭС работу, с учетом нелинейных характеристик нагрузки.

Основные подходы к расчету переходных режимов изложены в работах В.А. Веникова [42, 41], [190], А.А. Горева [53, 54], П.С. Жданова [70], С.А. Ульянова [209], Г.А. Мелешкина [128], Е.Я. Казовского [88], Р. Рюденберга [183], В.А. Щедрина [226]. Их особенностью является то, что одновременно рассматриваются электромагнитные, электромеханические и механические процессы, происходящие в элементах системы, генераторах, преобразователях и нагрузке. Учтено действие автоматических регуляторов, установленных как на синхронных генераторах, так и на некоторых двигателях. Должен быть охвачен широкий ряд физических явлений и выстроены соответствующие взаимосвязи.

Аналитические решения электромеханических переходных процессов в общем случае сводятся к решению сложной системы дифференциальных уравнений, описывающих процессы в отдельных элементах. К наиболее точным методам расчета переходных процессов относятся методы, основанные на уравнениях Горева-Парка. Они позволяют учесть максимальное число факторов, но довольно сложны и трудоемки для сложных систем. В этом случае используют различные методы численного интегрирования, например изложенные в работе Ю.Е. Гуревича [59], в том числе методы Рунге-Кутты, Эйлера и ряд других.

Одним из распространенных методов исследования является метод последовательных интервалов, изложенный в работах В.А. Веникова [42], Ю.А. Куликова [113]; данный метод имеет в своей основе численное интегрирование дифференциального уравнения движения ротора генератора и позволяет учесть особенности как источников и их автоматических регуляторов, так и нагрузки путем коррекции последних на каждом шаге расчета. В работе Э. Кимбарка [96] предложенный метод раскрывается более полно вследствие учета изменения не только поперечной, но и полной переходной электродвижущей силы в ходе процесса, что существенно повышает точность расчетов. Способы учета АРЧВ приведены в [42], [41]. Дифференциальные уравнения, могут быть получены согласно соотношениям, приведенным в работе В.Н. Веллера [40]; данный метод относится к наиболее точным.

В работе [186] исследованы алгоритмы, основанные на явном методе Рунге—

Кутты и неявных методах Эйлера, трапеций, Эйлера с подгоночными коэффициентами. Показано, что по условиям устойчивости и точности преимущество имеет метод трапеций, не уступающий методу Рунге–Кутты 4-го порядка. В работе Лоханина Е.К. [119] о расчете длительных электромеханических переходных процессов в ЭС выявлено, что при численном интегрировании системы дифференциальных уравнений синхронного генератора увеличение расчетного интервала возможно после устранения жесткости в уравнениях демпферных контуров. Методика расчета длительных переходных процессов удовлетворяет требованиям промышленного применения.

С целью практических расчетов нашли распространение упрощенные методы. Расчет переходных процессов традиционно используется при определении токов КЗ и при решении вопросов устойчивости. В зависимости от решаемой задачи вводятся те или иные допущения. Так, при расчетах токов КЗ преимущественно рассматриваются электромагнитные процессы, что отражено в работе С.А. Ульянова [209], а при расчетах устойчивости часто пренебрегают изменением частоты. Ряд упрощенных методов расчета переходных процессов основан на допущении о неизменности переходной или сверхпереходной электродвижущей силы, что приводит к существенным погрешностям. Нашел распространение ряд упрощенных методов, приведенный в работе В.А. Веникова и Л.А. Жукова [41]. При их использовании, как правило, выявляются факторы, влияющие на протекание переходного процесса; они могут изменяться совместно или отдельно. При необходимости определения углов роторов генераторов после отключения повреждения с целью учета дополнительных моментов, возникающих при КЗ, могут применяться типовые кривые, что вносит значительную погрешность.

В таких расчетах большое значение имеет точность и правильность представления элементов ЭС. Основные методы моделирования отдельных элементов, которые могут быть использованы при исследовании переходных процессов, изложены в трудах С. Бернаса и З. Цёка [19], П. Андерсона и А. Фуада [5] и Ю.Е. Гуревича [59]. Возможные методы упрощения расчетных

электрических схем приведены в работе Ф.Г. Гусейнова [62], а также в работах зарубежных ученых [254]. Следует отметить, что в большинстве методов есть балансирующий узел, что упрощает расчет, но несколько искажает результат. Если же расчет режима ведется для системы, не имеющей связи с источником бесконечной мощности, то необходимо составление уравнений, отражающих связь между каждым из генераторов попарно, что затрудняет расчет. Такой подход изложен в работе П.С. Жданова [70]. В труде [203] разработаны и усовершенствованы методы математического моделирования турбоагрегатов с генераторами, которые оснащены современными системами возбуждения. В работе [57] приведены математические модели разнородной нагрузки и обосновано их применение в различных аварийных режимах. Работа [8] посвящена моделированию и расчету нестационарных режимов в системах ВЗЭС с резкопеременными нагрузками. В статье [24] описана концепция построения цифрового двойника генератора, учитывающая взаимное влияние АРВ и АРЧВ, а также корректировку из настроек при значительных изменениях режимов работы электроэнергетической системы. В работе [181] исследовано влияние отклонений параметров моделей генераторов на динамическую устойчивость ЭС. Показано, что отклонения параметров моделей от их эталонных значений оказывают существенное влияние на результаты расчета предельного времени существования КЗ по условию сохранения устойчивости, влияют на результаты расчета предельной загрузки в доаварийном режиме и составляет около 20 %.

Одним из важных требований при расчете электромеханических переходных процессов с целью анализа динамической устойчивости является учет действия АРВ и АРЧВ. Анализ влияния регуляторов изложен в работах В.А. Веникова [42], [134], Э. Кимбарка [96], Ю.Е. Гуревича [59], Л.А. Жукова [71], а также в трудах зарубежных ученых [245, 236, 249, 255, 252, 241]. В работе [11] предложена концепция настройки АРВ с применением программноаппаратных средств моделирования электромагнитных переходных процессов, позволяющих достоверно учесть влияние специфики и динамики функционирования современных ЭС. Влияние согласованной настройки систем АРВ и АРЧВ

генераторов электростанций на устойчивость ЭС показано в [25]. Влияние ограничителя перевозбуждения генераторов на динамическую устойчивость приведено в [242]. В статье [109] представлена математическая модель источника с учетом насыщения магнитной цепи в среде MATLAB/SIMULINK.

С целью упрощения вышеизложенных расчетов может применяться эквивалентирование, чаще всего представляющее собой объединение электрически неудаленных машин, что вносит определенную погрешность. Другим методом является замена нескольких генераторов или электростанций двумя или тремя эквивалентными. Такой подход безусловно упрощает вычисления и может быть применен при значительной электрической удаленности групп генераторов друг от друга, однако, его применение затруднено при расчете режимов сосредоточенной системы электроснабжения, где генераторы и электродвигатели имеют незначительную электрическую удаленность. Эквивалент ЭС глобального энергетического объединения для расчётов динамической устойчивости приведен в работе [111] О.Н. Кузнецова. Динамический эквивалент ЭС большой размерности, полученный с помощью метода эквивалентирования генераторов когерентных групп и эквивалентирования электрической сети позволяет существенно сократить размер решаемой задачи и получить решение с помощью известных программно-вычислительных комплексов. Подробное рассмотрение методов эквивалентирования, находящихся применение при расчете переходных процессов, сопровождающихся значительными возмущениями, изложены в работе Ф.Г. Гусейнова [62]. К ним относятся аппроксимационные методы и методы, основанные на оценке качественных показателей эквивалентруемой системы. Данные методы требуют применения допущений, что снижает точность расчета. В работе [214] разработана система последовательно упрощаемых математических моделей ЭС для расчета электромеханических переходных процессов, определены области применения упрощенных моделей и критерии перехода на эти модели. Метод эквивалентирования асинхронных двигателей для расчетов тока КЗ в системе собственных нужд приведен в работе [122].

Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени ЭС изложены в работе А.С. Гусева [61]. В работе [197] приведен подход достоверной всережимной верификации расчетов динамической устойчивости ЭС любой размерности и конфигурации с гарантированной приемлемой точностью на основе информации, получаемой от модельного эталона, например, Всережимного моделирующего комплекса реального времени ЭС.

Задачи динамической устойчивости и методы их решения сформулированы в работах В.А. Баринаова [15], В.А. Веникова [42], [41], [166], П.С. Жданова [70], Э. Кимбарка [96], И.М. Марковича [127], а также в работах зарубежных ученых [240, 239, 258, 253]. С целью анализа устойчивости применяются упрощенные и более точные расчеты. Основным критерием устойчивой работы системы при больших колебаниях параметров, является характер изменения углов роторов во времени. В труде [222] описан мониторинг устойчивости ЭС при низкочастотных колебаниях на основе динамического эквивалента, определенного по векторным измерениям. При упрощенных расчетах пользуются методом численного интегрирования уравнений относительного движения ротора, изложенного в работе В.А. Веникова [134]. При этом принимают в учет наличие только двух моментов – механического момента вращения турбины и электромагнитного момента генератора. Другим упрощенным методом является правило площадей, применимое большей частью к простым схемам, имеющим балансирующий узел. Уточненный расчет тем же методом требует учета знакопеременного асинхронного момента и аperiodических моментов, обусловленных потерями мощности в активных сопротивлениях статора и ротора. Подробно расчет устойчивости уточненным методом изложен в работе Р.А. Лютера [120]. Использование методов машинного обучения для анализа динамической устойчивости малоинерционных энергосистем приведены в труде [260].

Отдельно изучались вопросы динамической устойчивости нагрузки, изложенные в работах Ю.Е. Гуревича [57], [59], [60] и ряда других ученых. Вопросы динамических свойств электродвигателей, представляющих собой основную часть промышленной нагрузки, изложены в работах П. Андерсона [5],

А.И. Важнова [38], И.Л. Осина [164], И.А. Сыромятникова [200] и др.

Характерной чертой вышеперечисленных методов является наличие в расчетной схеме балансирующего узла, что не всегда приемлемо для реальных систем ВЗЭС, тем более не имеющих связи с ЭС, например, островные режимы объектов распределенной генерации. Расчеты переходных процессов в отсутствие балансирующего требуют вычисления взаимных углов, сопротивлений и проводимостей всех машин относительно друг друга. Для таких расчетов составляется громоздкая система уравнений, что при значительном числе машин не приемлемо. Особенности возникновения и протекания аварийных режимов в сетях с распределенной генерацией представлены в работе [80]. Учет параметров нагрузки при анализе электромеханических переходных процессов в сетях с собственными источниками подробно изложен в труде [82]. Показано, что распределенная генерация приводит к приближению источников питания к потребителям. В связи с этим эквивалентирование нагрузки в общем случае не допустимо, поскольку на переходные процессы существенно влияют динамические характеристики потребителя. В [246, 236] с помощью ПК «ЕТАР» исследована динамическая устойчивость в случаях многомашинной системы, изолированной или подключенной к ЭС бесконечной мощности. В труде [29, 116] рассмотрены вопросы создания интеллектуальных распределительных сетей, в том числе подключение источников с помощью вставок постоянного тока. В статьях [104, 105] выполнен обзор способов поддержания параметров режима системы электроснабжения с объектами распределенной генерации в допустимых пределах при резкопеременном характере нагрузки, в том числе маневрирование графиками нагрузки, автоматическое регулирование напряжения на шинах электростанций и подстанций.

Очевидно, что при прогнозировании электромеханических переходных процессов систем ВЗЭС актуальной является разработка ПК, максимально учитывающая особенности источников и потребителей. В целях исследования возможных режимов необходимо производить расчет устойчивости как параллельно с ЭС, так и отдельно от нее.

## 1.7 Выводы по главе

1. Дана общая характеристика задач управления эксплуатационными режимами ЗЭС, показавшая, что особенности объектов распределенной генерации, конфигурации сетей и нагрузки требуют адаптации существующих принципов управления.

2. Анализ способов регулирования частоты и активной мощности на ЗЭС выявил, что существующие принципы управления не учитывают машины, работающие по тепловому графику на поддержание давления в паропроводе и возможности групповой ресинхронизации после островного режима.

3. Известные законы индивидуального и группового АРВ синхронных генераторов, прежде всего, ориентированы для применения на крупных ГРЭС; они не учитывают особенностей ЗЭС, поэтому требуют адаптации к рассматриваемым условиям.

4. Исследованы особенности работы делительной автоматики ЗЭС. Показано, что для таких объектов необходимо применять многопараметрическую делительную автоматику с учетом большого числа факторов, в том числе, особенностей нагрузки и возможности отключения от ЭС в результате КЗ на шинах.

5. Доказано, что применяемые методы анализа статической, динамической и результирующей устойчивости источников питания ориентированы на крупные ГРЭС и не учитывают особенности ЗЭС, такие как действие АРВ, АРЧМ и электрически близкая энергоемкая нагрузка.

6. Анализ трудов показал необходимость адаптации алгоритмов работы известных систем автоматики регулирования к схемно-режимным условиям ЗЭС и реализации на современном научно-техническом уровне.

## **Глава 2 Разработка методики анализа статической устойчивости генераторов ЗЭС при параллельной и раздельной работе с энергосистемой**

### **Постановка задачи**

При эксплуатации систем ВЗЭС в зависимости от режима перед оперативно-диспетчерским персоналом ставится задача поддержания требуемого уровня напряжения и частоты. Во всех установившихся нормальных и утяжеленных режимах необходимо обеспечить достаточный запас статической и динамической устойчивости. С другой стороны, современные условия функционирования систем ВЗЭС требуют со стороны оперативно-диспетчерского управления обеспечения экономически выгодных показателей. Поэтому с целью снижения затрат на электроэнергию предприятия осуществляют максимальную загрузку своих генераторов по активной мощности, порой не обеспечивая при этом необходимый запас как по статической, так и по динамической устойчивости. Как правило, в таких режимах снижена выдача реактивной мощности с целью ограничения уровня напряжения и тока статора. Отсюда вытекает задача поддержания оптимального уровня устойчивости с сохранением удовлетворительных экономических и технических показателей режима. Поэтому необходимо разработать методику анализа статической устойчивости при параллельной и раздельной работе с ЭС, позволяющую учесть особенности работы ЗЭС и существующие нормативные документы. С учетом разработанной методики необходимо получить область допустимых значений параметров, в частности, напряжений, активных и реактивных мощностей, при которых машина сохраняет статическую устойчивость.

При разработке методики анализа статической устойчивости одним из определяющих факторов является выбор метода расчета установившихся режимов систем электроснабжения при параллельной и автономной работе с энергосистемой, а также траектория утяжеления режима. Исходя из этого ставится задача математического моделирования источников электроэнергии, элементов сети и промышленной разнородной нагрузки.

Для расчета установившихся нормальных и автономных режимов в работе принят модифицированный метод последовательного эквивалентирования. Его применение позволяет учесть статические характеристики автоматических регуляторов синхронных генераторов, а также регулирующий эффект нагрузки в условиях сложнзамкнутой многоуровневой системы ВЗЭС.

Математические модели элементов определяются принятым методом расчета установившегося режима. Для определения параметров конкретных элементов исследуемой системы ВЗЭС и ЗЭС составлена база данных, содержащая эксплуатационные и паспортные характеристики оборудования системы ВЗЭС, сведения об её конфигурации и условия связи с ЭС. Для расчета параметров установившихся режимов работы промышленной системы электроснабжения параллельно или автономно с ЭС необходимо разработать математические модели источников и потребителей электроэнергии систем ВЗЭС, учитывающие регулирующий эффект нагрузки и статизм автоматических регуляторов возбуждения и скорости генераторов при изменении параметров режима, или обосновать использование существующих.

Разработанные методики расчета положены в основу алгоритмов анализа статической устойчивости генераторов ЗЭС при параллельной и отдельной работе с ЭС. С учетом их особенностей выбраны пути утяжеления.

Существующие подходы анализа статической устойчивости, как правило, либо упрощенно учитывают законы АРВ, либо не учитывают вовсе. С другой стороны, выбор закона АРВ на генерирующих установках не связывается напрямую с расчетами статической устойчивости, иногда учитывает ее косвенно. Поэтому данная работа обладает актуальностью.

С целью обеспечения статической устойчивости ЗЭС необходимо выбрать или адаптировать соответствующие законы регулирования возбуждения, активной мощности и скорости синхронных генераторов, и с их учетом оценить запас устойчивости в различных установившихся эксплуатационных режимах. При этом необходимо учитывать влияние ЭС большой мощности, значительно определяющей режимы работы генераторов местной сети.

## **2.1 Расчет режимов параллельной работы с энергосистемой модифицированным методом последовательного эквивалентирования**

Эффективное управление эксплуатационными установившимися режимами невозможно без предварительного их планирования. При этом встает задача расчета нормальных и утяжеленных установившихся режимов. Согласно «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей» [176] и «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» [175], при эксплуатации электроустановок оперативно-диспетчерский персонал ЗЭС должен решать ряд задач, к которым в том числе относятся:

- разработка нормальных режимов работы систем ВЗЭС, обеспечивающих заданные условия энергоснабжения потребителей;
- производство переключений, пусков и остановов;
- разработка ремонтных режимов работы систем ВЗЭС;
- прогнозирование возможных аварийных режимов с целью уменьшения возможного ущерба от простоев;
- обеспечение устойчивости работы синхронных машин.

Большинство разработанных на данный момент алгоритмов в основном ориентированы на расчет режимов крупных ЭС и не учитывают ряд факторов, не существенных для последних, но являющихся актуальными для систем ВЗЭС. Характерной особенностью расчетов эксплуатационных режимов систем ВЗЭС является электрическая близость ЗЭС относительно друг друга, что делает некорректным их эквивалентирование постанционно. Присутствует энергоемкая резкопеременная нагрузка, в ряде случаев подключенная электрически близко к собственным источникам генерации. Поэтому эквивалентирование электроприемников не всегда допустимо, что отмечается в трудах Илюшина П.В. [81, 82]. С другой стороны, как показал в своей работе Ю.Е. Гуревич [58], современные условия работы систем ВЗЭС не исключают возможности выхода на отдельную с ЭС работу. Таким образом, дополнительно возникает задача расчета установившегося режима при отсутствии балансирующего узла. В этом случае

небаланс между потребляемой и генерируемой мощностью должен быть ликвидирован за счет автоматических регуляторов генераторов, устройств автоматического отключения нагрузки и ее регулирующего эффекта.

С целью прогнозирования режимов систем ВЗЭС, имеющих в своем составе ЗЭС, к разрабатываемым методам расчета предъявляются такие требования, как возможность определения параметров режима без узла бесконечной мощности и фиксированных напряжений; показателей устойчивости с учетом действительных пределов передаваемых мощностей, действия автоматических регуляторов скорости и возбуждения в установившихся и переходных режимах и регулирующего эффекта нагрузки.

Для расчета установившихся режимов систем ВЗЭС при параллельной работе с ЭС разработана методика, основанная на применении модифицированного метода последовательного эквивалентирования [75]. В большинстве случаев применение эквивалентирования сводится к упрощению части электрической схемы для дальнейших операций с эквивалентом. Такой подход изложен в трудах [62], [230]. В отличие от него, метод последовательного эквивалентирования основан на представлении разнородных элементов сети идентичными схемами замещения, имеющими в своем составе только ЭДС и проводимости. Основные положения метода изложены в работе А.В. Малафеева [125]. Параметры установившегося режима определяются по эквивалентным ЭДС и проводимостям каждого шага свертывания схемы. Полученный эквивалент схемы любой сложности аналогичен схеме замещения любого из элементов. Процесс свертывания и развертывания схемы при использовании метода последовательного эквивалентирования производится согласно общим законам электротехники, без использования каких-либо приближений и допущений, что исключает как накопление систематической погрешности, так и погрешности при эквивалентировании. Метод расчета позволяет избежать необходимости составления громоздких алгебраических и дифференциальных уравнений, описывающих состояние системы.

Программное обеспечение, разработанное на базе указанного метода,

основано на принципах объектно-ориентированного программирования. Программный алгоритм дает возможность определения связей между элементами согласно расположению последних на диспетчерской схеме, отображаемой на мониторе. При этом автоматизируется наиболее трудоемкая работа по выбору пути эквивалентирования и развертывания расчетной схемы при изменении положения коммутационных аппаратов, включении и отключении потребителей и генераторов. Каждый из элементов относится к экземплярам соответствующего класса. Все элементы наследуют общему классу элементов схемы. К свойствам классов относятся как технические характеристики элемента, так и его диспетчерская расцветка, порядковый номер, наличие связей с другими элементами [125]. Разработанная программа «КАТРАН 10.0» учитывает особенности эксплуатационных режимов систем ВЗЭС и предназначена для расчета установившегося режима в схеме любой сложности, содержащей любое количество балансирующих узлов, сложнзамкнутые сети, собственные электростанции, устройства регулирования напряжения на трансформаторах. Параметры установившихся режимов определяются в том числе и действием автоматических регуляторов скорости и возбуждения. Основным достоинством предложенной выше методики является возможность учета статических характеристик источников питания по напряжению [268] путем коррекции величины вырабатываемой генератором реактивной мощности. Расчет при учете статических характеристик целесообразно вести в несколько итераций. Разработанная программа «КАТРАН 10.0» прошла государственную регистрацию в Федеральной службе «Роспатент».

## **2.2 Расчет установившихся режимов отдельной работы с учетом статических характеристик генераторов и нагрузок**

Прогнозирование режимов, имеющих место при выходе в островной режим, представляет особый интерес, поскольку данные расчеты приходится проводить при отсутствии балансирующих узлов и возможности изменения частоты в

рассматриваемой сети. Одной из особенностей систем ВЗЭС является то, что мощности генераторов ЗЭС в ряде случаев соизмеримы с мощностью крупных электродвигателей. Этот факт обуславливает сильное взаимное влияние машин и необходимость детального учета статических характеристик потребителей.

В условиях ремонтных ситуаций и в связи с плановой выработкой электрической энергии иногда возникает необходимость дополнительной загрузки генераторов. В ряде случаев коэффициент загрузки по активной мощности превышает единицу, так как турбина допускает загрузку на 10 % больше номинальной. При этом встает вопрос о генераторах, наиболее подходящих для этих целей с точки зрения устойчивости. Однозначно не подходят генераторы, работающие с турбиной на поддержание давления в паропроводе, так как они выдают активную мощность по остаточному принципу. Остальные генераторы должны быть проверены при предполагаемой загрузке по статической устойчивости с целью выявления наиболее устойчивых в условиях изменяющегося уровня напряжения, положения РПН и принятого закона регулирования возбуждения. Как правило, это не должны быть электрически удаленные от шин связи с ЭС генераторы, так как по мере удаления запас по статической устойчивости у них снижается.

К другой категории машин, которые могут быть потенциально перегружены, относятся турбогенераторы, работающие на поддержание давления в паропроводе. При параллельной работе, когда на паропровод работают все агрегаты, вопросы с перегрузкой у таких машин не возникают. При выходе на отдельную работу в умеренно дефицитном или сбалансированном узле увеличение нагрузки на машину не произойдет. При выходе на отдельную работу в избыточном по активной мощности узле возможно перераспределение нагрузок с перегрузкой машины. Таким образом, с точки зрения статической устойчивости на ЗЭС можно выделить две потенциально неустойчивые группы синхронных генераторов; в нормальном режиме это перегруженные машины по экономическим соображениям, в автономном – турбогенераторы, работающие на поддержание давления в паропроводе в избыточном узле.

Для оценки статической устойчивости первую группу машин при параллельной работе необходимо задавать в расчет своими фактическими завышенными активными мощностями с учетом ограничений, приведенных ранее. Вторую группу машин задают фактической мощностью, соответствующей вырабатываемой тепловой. При раздельной работе предварительно необходимо перераспределить мощности на оставшиеся машины. При этом необходимо учесть, что другие генераторы будут работать со своими статическими характеристиками на нагрузку выделенного узла. Машина, работающая на поддержание давления, условно может быть представлена как нерегулируемая, ее фактическая мощность будет определяться паровой нагрузкой по остаточному принципу, а частота – скоростью работающих машин.

На основании вышеизложенного разработана методика, позволяющая определить потенциальную загрузку по активной мощности турбогенератора, работающего по тепловому графику на поддержание постоянства давления в паропроводе. Расчет имеет итерационный характер. При выходе на раздельную работу машины, работающие по электрическому графику, задаются своими статическими характеристиками, машины, работающие на поддержание постоянства давления пара, неизменными в первый момент мощностями. Предварительно определяется суммарная нагрузка паропровода и эквивалентная ей электрическая. При первом шаге расчета определяется суммарная активная нагрузка узла, которая распределяется между неизменной нагрузкой блока турбина-генератор, работающего по тепловому графику, и остальными машинами, работающими по электрическому графику и представляемыми своими статическими характеристиками регуляторов. В результате первой итерации выявляется количество активной мощности, вырабатываемой генераторами, работающими по электрическому графику, и эквивалентное ей количество тепла. Разность ложится на блок, работающий по тепловому графику, с учетом ограничений. Далее делается несколько пересчетов. По полученной мощности определяется статическая устойчивость генератора при автономной работе.

В основу разработанной методики (рисунок 2.1) для расчета установившихся

островных режимов также положен метод последовательного эквивалентирования [269]. При раздельной работе ЗЭС с ЭС возникает необходимость учета изменения частоты, что может быть осуществлено по методике, аналогичной вышеописанной. Расчет ведется в несколько итераций. Все генераторы замещаются балансирующими узлами и вводятся в расчет своими номинальными напряжениями. На первой итерации частота принимается равной номинальной. Нагрузки в расчет вводятся своими математическими ожиданиями, после чего производится первая итерация расчета режима, по результатам вычисления которой определяется мощность, фактически выдаваемая генераторами. По данным мощностям в соответствии со статическими характеристиками генераторов рассчитываются частота и напряжение. В связи с тем, что величина частоты в установившемся режиме одинакова для всех машин, то определяется эквивалентная статическая характеристика генераторов. Принципы получения статических характеристик изложены в работах [127], [173], [179]. Поскольку напряжение в рассматриваемой сети во всех точках будет различаться по величине и фазе, то статические характеристики генераторов по напряжению учитываются индивидуально. Наряду со статизмом генераторов, для более точного моделирования установившихся режимов систем ВЗЭС необходимо задавать регулирующий эффект нагрузки. В разработанном ПК имеется возможность учитывать его по частоте и напряжению. По полученным параметрам корректируются величины потребляемых активных и реактивных мощностей потребителей согласно статическим характеристикам последних. Полученные таким образом новые значения активных и реактивных мощностей нагрузки задаются в расчет во время второй итерации. На последующих итерациях расчет ведется аналогично. Предложенная методика расчета позволяет определить параметры установившегося режима без значительных упрощений, не прибегая к составлению громоздких систем нелинейных уравнений. В современных условиях при анализе устойчивости автономных энергоузлов это актуально. Очевидно, при параллельной работе с ЭС необходимым является учет статических характеристик по напряжению, а при раздельной работе – как по напряжению, так и по частоте.

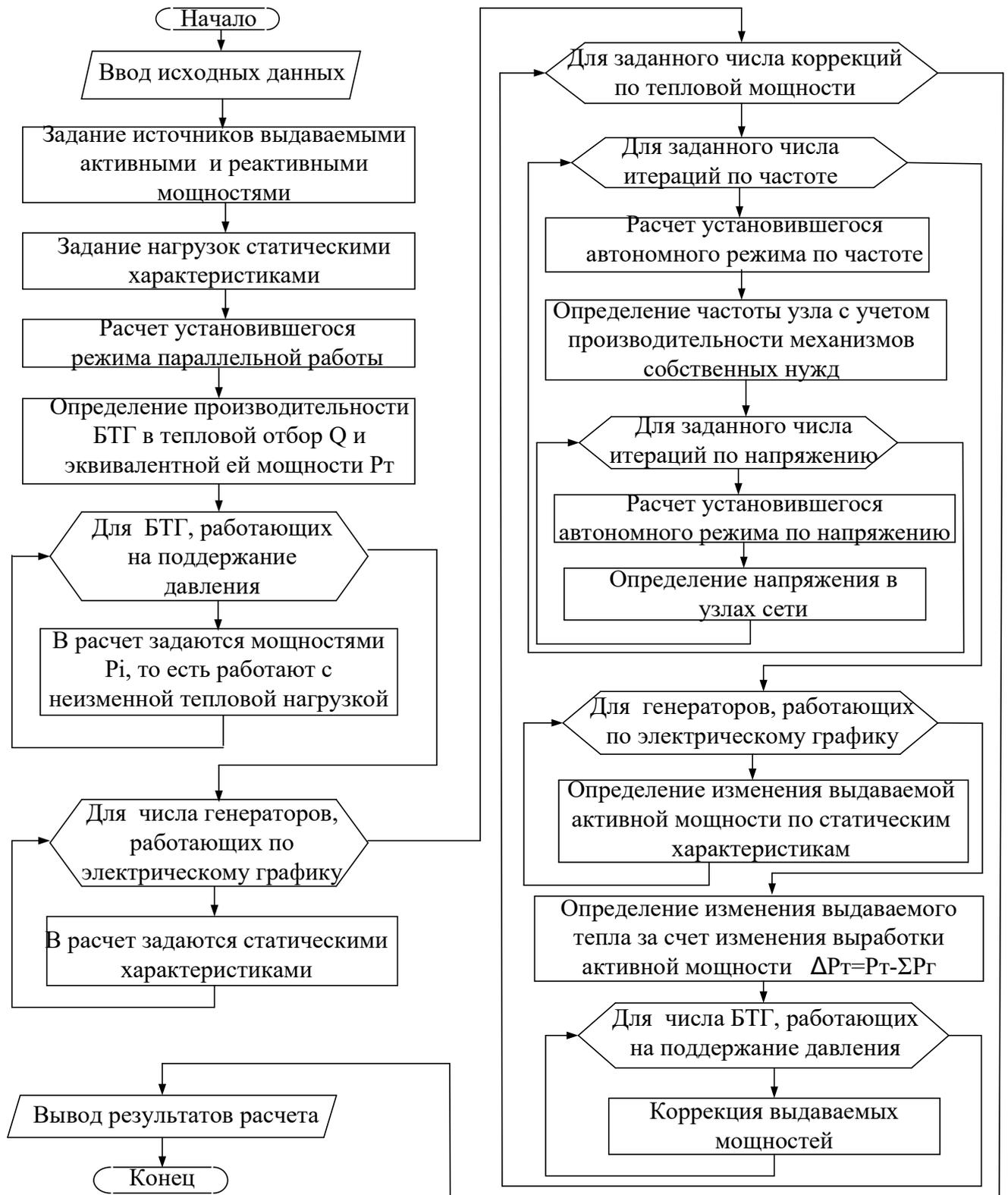


Рисунок 2.1. Методика расчета установившегося режима раздельной работы с ЭС

Расчет статических характеристик отдельных приемников ведется согласно моделям, как разработанным автором, так и в соответствии с соотношениями, приведенными в литературе в зависимости от вида потребителя. Корректировка

мощностей, потребляемых нагрузкой, в зависимости от параметров режима производится аналогично корректировке мощностей, выдаваемых генераторами. Разработана методика определения статических характеристик комплексных нагрузок по характерным индивидуальным зависимостям нагрузок от частоты и напряжения для отдельных видов электроприводов и электротехнологических установок. На каждой ступени расчета проводится коррекция электрических нагрузок:

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left( 1 + K_U \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} - 1 \right) \right), \quad P(f) = P_{\text{ном}} \left( 1 + K_f \left( \frac{f}{f_{\text{ном}}} - 1 \right) \right). \quad (2.1)$$

если регулирующий эффект задан коэффициентом крутизны характеристики  $K_U$ ,  $K_f$ , или

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{S_U}, \quad P(f) = P_{\text{ном}} \left( \frac{f}{f_{\text{ном}}} \right)^{S_f}. \quad (2.2)$$

если регулирующий эффект задан показателем степени  $S_U$ ,  $S_f$ .

Реактивная нагрузка учитывается аналогичными зависимостями.

В разработанном ПК расчета автономных режимов была произведена корректировка мощностей, выдаваемых генераторами и, следовательно, ЭДС, в соответствии с изменением производительности механизмов собственных нужд. Расчеты на примере ЗЭС крупного металлургического предприятия показали, что при незначительных уменьшениях частоты относительно номинальной, например, в дефицитных по активной мощности узлах, производительность котлов падает и наступление установившегося режима при данной нагрузке не представляется возможным даже при учете регулирующего эффекта нагрузки по частоте.

Таким образом, разработанный ПК позволяет выявить установившиеся режимы, недопустимые из-за недостаточной производительности механизмов собственных нужд, в частности питательных насосов, и определить, какую часть нагрузки необходимо отключить для обеспечения установившегося режима работы, а также выявить область установившихся режимов, которые могут наступить при пониженной частоте при благоприятном характере статических характеристик нагрузки.

Особенностью итерационного подхода, принятого при разработке методики расчета автономного режима, является проблема сходимости, напрямую связанная с определением возможности существования установившегося режима. На скорость сходимости оказывают влияние такие факторы, как учет или неучет регулирующего эффекта нагрузки, точность задания генераторов своими статическими характеристиками по напряжению и частоте. При проведении расчетов установившихся островных режимов в разработанной программе на каждой итерации производится корректировка основных параметров – напряжения и частоты, согласно которым по своим статическим характеристикам уточняются мощности, потребляемые нагрузками. В свою очередь, мощности нагрузок определяют уровень напряжения и частоты в сети согласно статическим характеристикам регуляторов генераторов. Анализ сходимости расчета установившегося автономного режима произведен на примере выбранной ЗЭС. В ходе исследования рассматривался выход всего узла на отдельную с ЭС работу как один из наиболее вероятных режимов, имеющий место при эксплуатации. Из полученных при исследовании сходимости результатов можно сделать вывод, что учет регулирующего эффекта генераторов и нагрузки увеличивает скорость сходимости расчета. Так, при вводе источников питания конечной мощности и электроприемников в схему замещения своими статическими характеристиками сходимость достигается за 5 – 6 итераций, то есть довольно высока, тогда как расчет, при котором регулирующий эффект нагрузки не учитывался, сходится за 13 – 15 итераций. Наиболее быстрая сходимость имеет место при одновременном учете регулирующего эффекта как источников питания, так и потребителей. Однако неучет статических характеристик синхронных генераторов по напряжению не оказывает значительного влияния на результаты расчета, поскольку мощности нагрузок продолжают корректироваться по напряжению. В то же время, в силу принятого упрощения, имеет место значительное отклонение частоты по сравнению с действительным значением. В случае же упрощенного ввода в расчетную схему как генераторов, так и электроприемников, режим не обладает сходимостью, при этом напряжение начинает неограниченно

увеличиваться, а мощности нагрузок падают. Следовательно, упрощенное представление приемных и генерирующих мощностей неприемлемо для выбранного итерационного метода расчета [278].

### **2.3 Математическое моделирование элементов систем ВЗЭС для расчета установившихся режимов**

Режим работы системы ВЗЭС с собственными электростанциями во многом определяется техническими и эксплуатационными характеристиками генераторов. Следовательно, вопрос моделирования синхронных машин является одним из основных. В настоящей работе исследуются неявнополюсные турбогенераторы промышленных теплоэлектроцентралей с паровыми турбинами. Поэтому дальнейшие рассуждения приводятся относительно них.

Наиболее простым способом моделирования генераторов при расчете установившихся режимов параллельной и раздельной работы с ЭС является их представление статическими характеристиками, определяемыми автоматическими регуляторами возбуждения и скорости. Вопросы построения частотных статических характеристик турбоагрегатов и особенности их работы в установившихся режимах изложены в работах Р.С. Рабиновича [179], Л.М. Горбуновой [52]. В данных трудах акцент делается на получение эквивалентных статических характеристик генераторов, что более применимо при рассмотрении режимов работы крупных ЭС, а не сосредоточенных систем ВЗЭС. Принципы построения статических характеристик генераторов по напряжению изложены в работах А.Б. Барзама [14], И.И. Соловьева [195]. Коэффициенты статизма таких характеристик, уставки по напряжению и скорости определяются наладочными работами и в ходе их эксплуатации могут быть изменены. Регулирование тока возбуждения и скорости вращения турбины может осуществляться регуляторами сильного и пропорционального действия. В соответствии с ПТЭ, генераторы, работающие на ЗЭС, должны иметь коэффициент статизма по частоте и напряжению 0,04-0,05, чтобы обеспечить равномерную загрузку по активной и

реактивной мощности.

При расчетах установившихся режимов при параллельной работе с ЭС генераторы могут задаваться своими активной и реактивной мощностями, так как небаланс мощности нагрузки будет покрыт ЭС. Также при необходимости учитывается коэффициент статизма регулятора напряжения. В процессе расчета после разворачивания схемы они преобразуются в неизменную ЭДС  $E_q$  за синхронным сопротивлением генератора  $x_d$ . Согласно статическим характеристикам по напряжению, корректируется выдаваемая генератором реактивная мощность, определяющая напряжение на зажимах генератора. Поскольку предполагается связь с довольно мощной энергосистемой, то частота поддерживается номинальной и вводить в расчет статические характеристики по частоте нет необходимости. Очевидно, что при раздельной с энергосистемой работе могут иметь место отклонения частоты от номинальной. При этом при расчете установившихся режимов генераторы следует вводить своими статическими характеристиками, как по напряжению, так и по частоте.

В ряде случаев при раздельной работе может возникнуть снижение частоты, которое либо будет характеризовать новый установившийся режим, либо приведет к дальнейшему лавинообразному снижению частоты. В обоих случаях будет наблюдаться уменьшение производительности механизмов собственных нужд, в частности, питательных насосов, что, в свою очередь, повлечет за собой снижение вырабатываемой активной мощности и, как следствие, продолжение снижения частоты. При этом турбина уже не имеет возможности работать в соответствии со статическими характеристиками регулятора и поддерживать заданную скорость. Таким образом, при некотором дефиците активной мощности в выделившемся на работу узле необходимо учитывать снижение производительности собственных нужд путем корректировки выдаваемой генераторами активной мощности. С другой стороны, снижение частоты в сети, возникающее при раздельной работе с ЭС, влечет за собой уменьшение потребляемой механизмами активной мощности согласно характеру статических характеристик, что в результате приводит к снижению потребляемой активной

мощности в целом и должно привести к увеличению частоты. Например, активная мощность, потребляемая питательными насосами, пропорциональна кубу частоты. Скорость роторов синхронных машин, очевидно, будет снижаться пропорционально частоте, а скорость роторов асинхронных – в соответствии с изменением скольжения. При незначительных изменениях параметров режима на начальной стадии изменение скольжения для асинхронных двигателей определяется в зависимости от изменения напряжения, частоты и характера момента сопротивления на валу. По найденному скольжению может быть получено изменение скорости вращения ротора по отношению к номинальной.

В свою очередь, изменение скорости ротора приводит к пропорциональному изменению производительности механизмов собственных нужд. Применительно к питательным насосам это означает, что подача воды в котел уменьшается пропорционально частоте участка сети, работающего отдельно с энергосистемой. Тогда, руководствуясь материальным балансом нагреваемой среды, можно с некоторыми допущениями предположить, что одновременно с уменьшением поступающей в котел питательной воды уменьшается пропорционально количеству питательной воды расход пара на турбину. Расход пара на турбину приводит к уменьшению момента, развиваемого турбиной. Причем последний момент, зависит от двух составляющих: перемещения поршня сервомотора и непосредственно скорости вращения ротора. Изменение момента турбины в зависимости от положения поршня сервомотора может быть определено из диаграммы режимов, которые строятся при номинальных параметрах с некоторым коэффициентом пропорциональности. Следовательно, полученную величину необходимо скорректировать с учетом действительной скорости вращения. Причем момент турбины зависит от увеличения угловой скорости линейно и с уменьшением окружной скорости увеличивается. Активная же мощность в относительных номинальных единицах представляет собой произведение момента на частоту. Таким образом, изменение момента турбины может быть определено согласно диаграмме режимов с учетом пропорционального частоте сети изменения расхода пара на турбину  $\Delta M$  и

некоторого коэффициента пропорциональности  $\frac{\Delta V}{\Delta M}$ . Анализ большого числа диаграмм режимов показал, что данный коэффициент может быть принят в относительных единицах:

$$\frac{\Delta V}{\Delta M} = 0,9 \quad (2.3)$$

Полученный таким образом момент должен быть скорректирован по действительной частоте вращения:

$$M_{нов} = (M_{норм} - \Delta M) \left( 2 - \frac{f}{f_{ном}} \right), \quad (2.4)$$

где  $M_{норм}$  – момент турбины в нормальном режиме работы,

$f$  – текущая частота, Гц.

В свою очередь, активная мощность, выдаваемая генератором в сеть, должна быть скорректирована по действительной частоте вращения. После ряда преобразований получаем, что активная мощность, выдаваемая генераторами в сеть при пониженной частоте с учетом производительности механизмов собственных нужд, определяется:

$$P = -0,2 \frac{f}{f_{ном}} + 2,3 \left( \frac{f}{f_{ном}} \right)^2 - 1,1 \left( \frac{f}{f_{ном}} \right)^3 \quad (2.5)$$

Таким образом, снижение частоты в сети относительно номинальной приводит к снижению вырабатываемой активной мощности. Причем максимальное значение вырабатываемой мощности в автономно работающей сети зависит от мощности турбины при номинальной частоте. При повышении частоты в автономно работающей системе электроснабжения производительность собственных нужд повышается, производительность котлов также возрастает, однако, работа регуляторов скорости позволяет поддерживать частоту в соответствии со статическими характеристиками регуляторов.

Отдельным случаем являются генераторы, работающие по тепловому графику на поддержание давления в паропроводе. У них при автономной работе

активная мощность будет изменяться в соответствии с тепловой нагрузкой, вырабатываемой турбиной. При этом при выходе на раздельную работу и избытке активной мощности в узле у группы генераторов может начаться сложный электромеханический процесс. В ходе него генераторы, работающие по электрическому графику, будут сбрасывать мощность, а оставшиеся - набирать до максимально допустимого значения. Блоки турбина- генератор, работающие на постоянство давления в паропроводе, в избыточном узле упрощенно могут быть представлены максимально допустимой активной мощностью, а остальные - статическими характеристиками. В приближенных расчетах необходимо параллельно считать режим общей тепловой сети, на которую работают турбогенераторы. В точных расчетах необходимо определить перераспределение тепловых и электрических нагрузок в автономной работе, как указано ранее.

Энергосистемы большой мощности представляются шинами неизменного напряжения. При необходимости мощность короткого замыкания может быть учтена соответствующим сопротивлением связи с энергосистемой, а постоянная времени его активной и реактивной составляющей.

Математическое моделирование элементов сети приведено в литературе [18, 50, 76]. Там представлены схемы замещения трансформаторов и линий с сосредоточенными параметрами. На величину активных сопротивлений и проводимостей уровень напряжения и частоты практически не влияет. Реактивные сопротивления и проводимости должны учитывать уровень частоты в сети. Величина напряжения на них оказывает меньшее влияние.

## **2.4 Моделирование промышленных нагрузок для расчета установившихся режимов при параллельной и раздельной работе с энергосистемой**

Регулирующий эффект нагрузки, характеризующийся статическими характеристиками потребителей по частоте и напряжению, неоднократно исследовался отечественными и зарубежными учеными. Математические модели, позволяющие получать статические характеристики, приведены в работах [35, 36,

60, 95, 135]. Неоднократно проводились экспериментальные исследования регулирующих эффектов нагрузки, результаты которых изложены в трудах [44, 52, 66, 115, 145, 13, 146, 199]. Однако в вышеуказанных исследованиях методики получения регулирующего эффекта нагрузки приводятся для отдельных электроприемников, как правило, в обобщенном виде. При расчете режимов систем ВЗЭС, особенно при отдельной работе с энергосистемой, возникает необходимость более точного учета регулирующего эффекта нагрузки [326].

В связи с этим для получения статических характеристик электроприемников были выделены их основные группы, оказывающие влияние на характер нагрузки и произведено их математическое моделирование. С этой целью на примере потребителей крупного металлургического предприятия с полным технологическим циклом был проведен анализ нагрузок и выделены основные группы потребителей:

- асинхронные двигатели,
- синхронные двигатели,
- выпрямительная нагрузка,
- осветительная нагрузка,
- электротехнологические установки.

Другой задачей при исследовании регулирующего эффекта потребителей электроэнергии является определение комплексных статических характеристик для отдельных производств. Такие характеристики могут быть построены на основе базовых статических характеристик отдельных электроприемников с учетом состава потребителей узла. Интерес представляет получение комплексных статических характеристик узла с учетом источников питания и параметров распределительной сети.

Для исследования характера регулирующего эффекта как отдельных электроприемников, так и комплексной нагрузки, проведен анализ факторов, влияющих на их электропотребление. К таким факторам отнесены технические данные и режим работы двигателей, характеристики распределительной сети и питающих понижительных трансформаторов, а также параметры режима работы

питающей ЭС. Разработанная программа позволяет получить как комплексные, так и индивидуальные статические характеристики основных потребителей металлургического предприятия и использовать их в дальнейших расчетах.

С целью оценки устойчивости ЗЭС проведен анализ характера нагрузок металлургического предприятия, питание которых осуществляется с шин генераторного напряжения. Рассмотрим каждый из цехов более подробно.

Листопрокатные цеха имеют разнородный состав электроприемников, который в общем случае делится на две категории. Это основные привода прокатных станов, а также вспомогательные механизмы. В настоящее время основные привода представляют собой либо синхронные двигатели, либо двигатели постоянного тока, питающиеся через тиристорные преобразователи, либо синхронные и асинхронные двигатели переменного тока, получающие питание через частотные преобразователи, непосредственные или с автономным инвертором. Вспомогательные механизмы таких цехов это прежде всего асинхронные, реже синхронные, двигатели насосов и вентиляторов, обладающих вентиляторным моментом сопротивления на валу, или привода крановой нагрузки с постоянным моментом сопротивления на валу.

Электросталеплавильные цеха, помимо вспомогательных механизмов, характеризуются наличием дуговых сталеплавильных печей. Данные потребители имеют нелинейную ВАХ, а также резкопеременный характер нагрузки, поэтому крайне сложны в моделировании.

Кислородно-конвертерные, доменные и коксовые цеха в качестве основных потребителей имеют синхронные и асинхронные двигатели, приводящие насосы и вентиляторы, также присутствует крановая нагрузка.

Потребители механизмов собственных нужд заводских ТЭЦ [193] в основном представляют собой синхронные и асинхронные двигатели, обеспечивающие технологический процесс электростанции и имеющие вентиляторный момент сопротивления на валу. В настоящее время наблюдается тенденция использования преобразователей частоты для регулирования приводов переменного тока, что отражается на величине регулирующего эффекта и

надежности электроснабжения электроприемников.

Таким образом, технологический процесс металлургического предприятия обеспечивает большое количество разнородных потребителей. Для анализа устойчивости промышленных генераторов, особенно в островном режиме, необходимо определение их регулирующего эффекта.

Моделирование двигательной нагрузки в общем случае зависит от степени изменения напряжения при параллельной работе и от степени изменения напряжения и частоты при выходе на раздельную от энергосистемы работу. При незначительном изменении напряжения (до 10 %) и частоты (до 2 %) нагрузки целесообразно вводить своими статическими характеристиками. Методики расчета таких характеристик изложены в [60], [200].

Вопросы моделирования синхронных двигателей с целью исследования режимов их работы и анализа устойчивости наиболее полно изложены в работах [60], [143], [191], [200], [103]. Однако в предложенных выше исследованиях недостаточно точно оценивается влияние типа регулятора и закона регулирования на регулирующий эффект потребителей. Применительно же к системам ВЗЭС учет этих факторов является актуальной задачей, поскольку выбранный закон регулирования определяет форму статических характеристик реактивной мощности синхронного двигателя по напряжению. Синхронные двигатели могут приводить в действие механизмы как требующие автоматического регулирования возбуждения, так и не требующие его. К последнему типу относятся механизмы собственных нужд электростанций, насосы, вентиляторы. В связи с этим необходимо обеспечить моделирование двигателя как с АРВ, так и без него. Влияние параметров режима сети при различных типах возбудителя синхронного двигателя наиболее подробно рассмотрено в работе И.А. Сыромятникова [200]. Основные виды возбудителей, нашедшие распространение в наши дни, рассмотрены в работах Б.Н. Абрамовича [2], И.А. Глебова [50], Э.Кимбарка [96]. Методика определения статических характеристик синхронного двигателя приведена на рисунке 2.2 с использованием следующих обозначений:  $M_C$  -

момент сопротивления на валу о.е.;  $k_{Bf} = \frac{I_{Bf}}{I_{B.H}}$  - кратность текущего тока возбуждения по отношению к номинальному;  $\varphi_H$  - номинальный угол между векторами тока и напряжения, эл. град.;  $I_{Bf}$  - ток возбуждения с учетом изменения частоты сети, А;  $I_{B.H.}$  - номинальный ток возбуждения, А;  $M_{нач}$  - начальный статический момент сопротивления, зависящий от вида механизма, о.е., принимается согласно [60, 87];  $\rho$  - коэффициент, зависящий от характера момента сопротивления на валу, принимается согласно [60, 200];  $\omega$  - текущая скорость вращения двигателя, о.е.;  $\omega_{ном}$  - номинальная скорость вращения двигателя, о.е.;  $P_{с.д.}$  - текущая мощность синхронного двигателя  $\alpha, \beta$  - реактивная и активная мощности синхронного двигателя, о.е.  $k_H$  - перегрузочная способность двигателя при номинальной ЭДС;  $a_{с.д.}, b_{с.д.}, c_{с.д.}$  - приближенные коэффициенты [59];  $f$  - частота сети, о.е.;  $f_{ном}$  - номинальная частота сети, о.е.;  $U$  - напряжение сети о.е.;  $U_{ном}$  - номинальное напряжение сети, о.е.

В зависимости от типа приводимого механизма, синхронные двигатели могут иметь тот или иной закон регулирования возбуждения. Основные законы регулирования рассмотрены в работах [50], [59], [167], [217]. В общем случае, для расчетов режимов системы ВЗЭС достаточно учитывать различия между случаями работы синхронных двигателей без АРВ, а также с АРВ некоторых видов.

С целью расчета статических характеристик синхронных двигателей металлургического предприятия автором были выделены следующие законы регулирования возбуждения:

- регулирование на постоянство напряжения на шинах подстанции;
- регулирование возбуждения на постоянство отдачи реактивной мощности;
- регулирование возбуждения на постоянство коэффициента мощности;
- регулирование возбуждения двигателя на постоянство тока возбуждения.

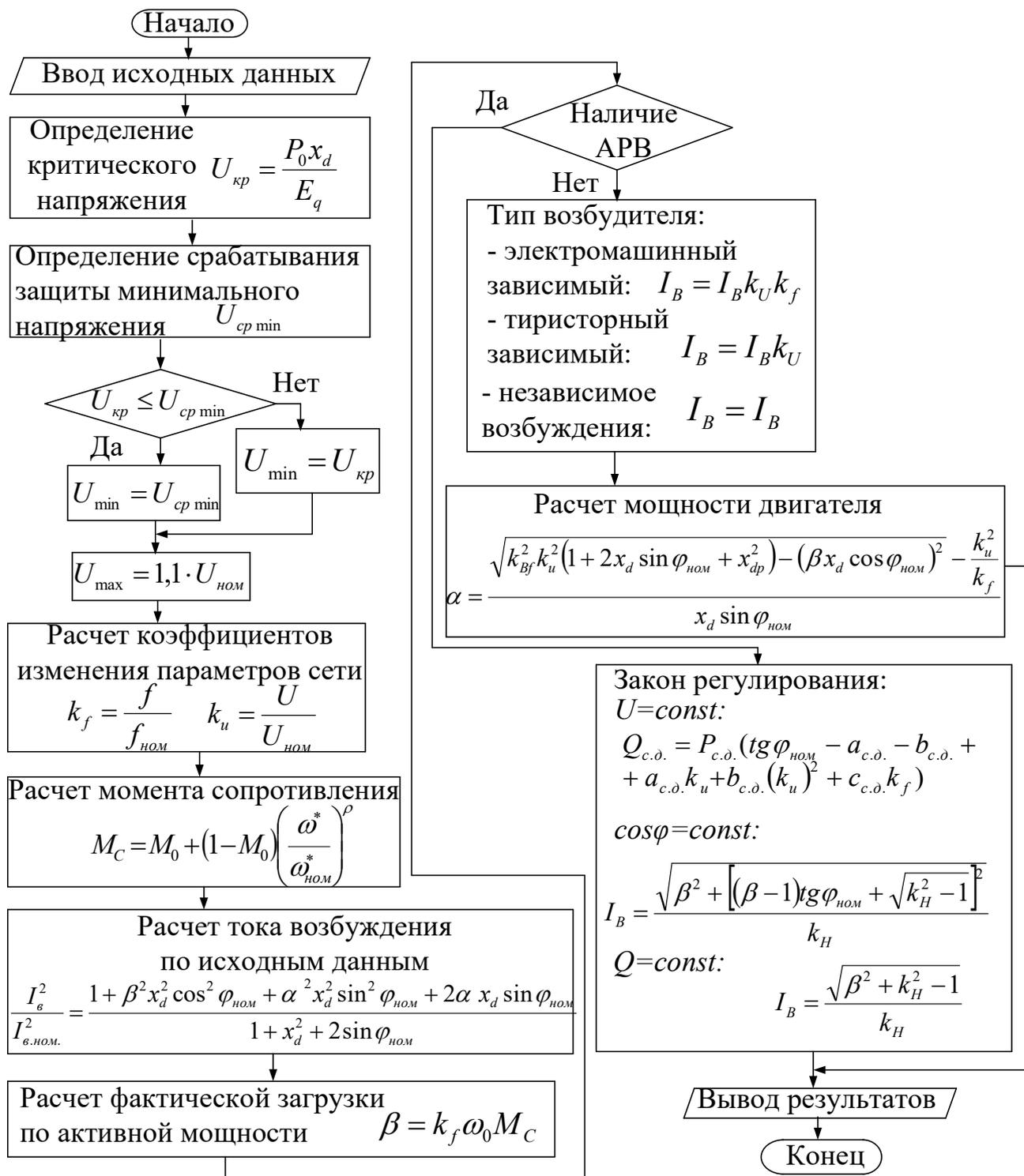


Рисунок 2.2 - Методика определения статической характеристики синхронного двигателя

Корректировка потребляемой или выдаваемой двигателем реактивной мощности в зависимости от типа возбудителя и закона регулирования возбуждения проводилась воздействием на величину кратности тока возбуждения. Алгоритм расчета регулирующего эффекта синхронных двигателей

с учетом их технических особенностей приведен в [275].

Асинхронные двигатели в настоящее время являются одними из наиболее распространенных, в связи с чем моделирование этих машин с целью получения их статических характеристик рассматривалось неоднократно такими учеными, как Ю.Е. Гуревич [59], [60], Э. Кимбарк [96], И.М. Маркович [127], И.А. Сыромятников [200]. Определению параметров схемы замещения асинхронных двигателей посвящены работы [95]. В разработанном ПК асинхронные двигатели вводятся в расчет активной мощностью, корректируемой на каждом шаге в зависимости от величины напряжения и частоты. Реактивная мощность определяется мощностью намагничивания и рассеяния. Алгоритм расчета регулирующего эффекта двигателей приведен в [275]. Статические характеристики как реакция двигателя на изменение параметров сети могут применяться при расчете установившихся режимов. Методика определения статических характеристик двигателя приведена на рисунке 2.3. На рисунке использованы следующие обозначения, о.е.:  $s$  - скольжение;  $r_2', x_k$  - параметры схемы замещения двигателя [60];  $s_{кр}$  - критическое скольжение двигателя;  $b_n$  - кратность максимального момента;  $\alpha$  - поправочный множитель, учитывающий влияние насыщения главной магнитной цепи двигателя;  $x_\mu$  - сопротивление ветви намагничивания;  $m_n$  - кратность пускового момента;  $M_0$  - начальный момент двигателя;  $M_C$  - момент сопротивления приводимого механизма;  $P, Q$  - активная и реактивная мощности;  $k_f$  - коэффициент, характеризующий изменение частоты;  $k_u$  - коэффициент, характеризующий степень изменения напряжения.

Вопросы моделирования выпрямительной нагрузки с целью получения статических характеристик рассматриваются либо на примере экспериментально полученных зависимостей, либо в виде сложных систем уравнений, полученных на базе известных соотношений, требующих для расчета длительного этапа подготовки исходной информации, что затрудняет их практическое применение [51].

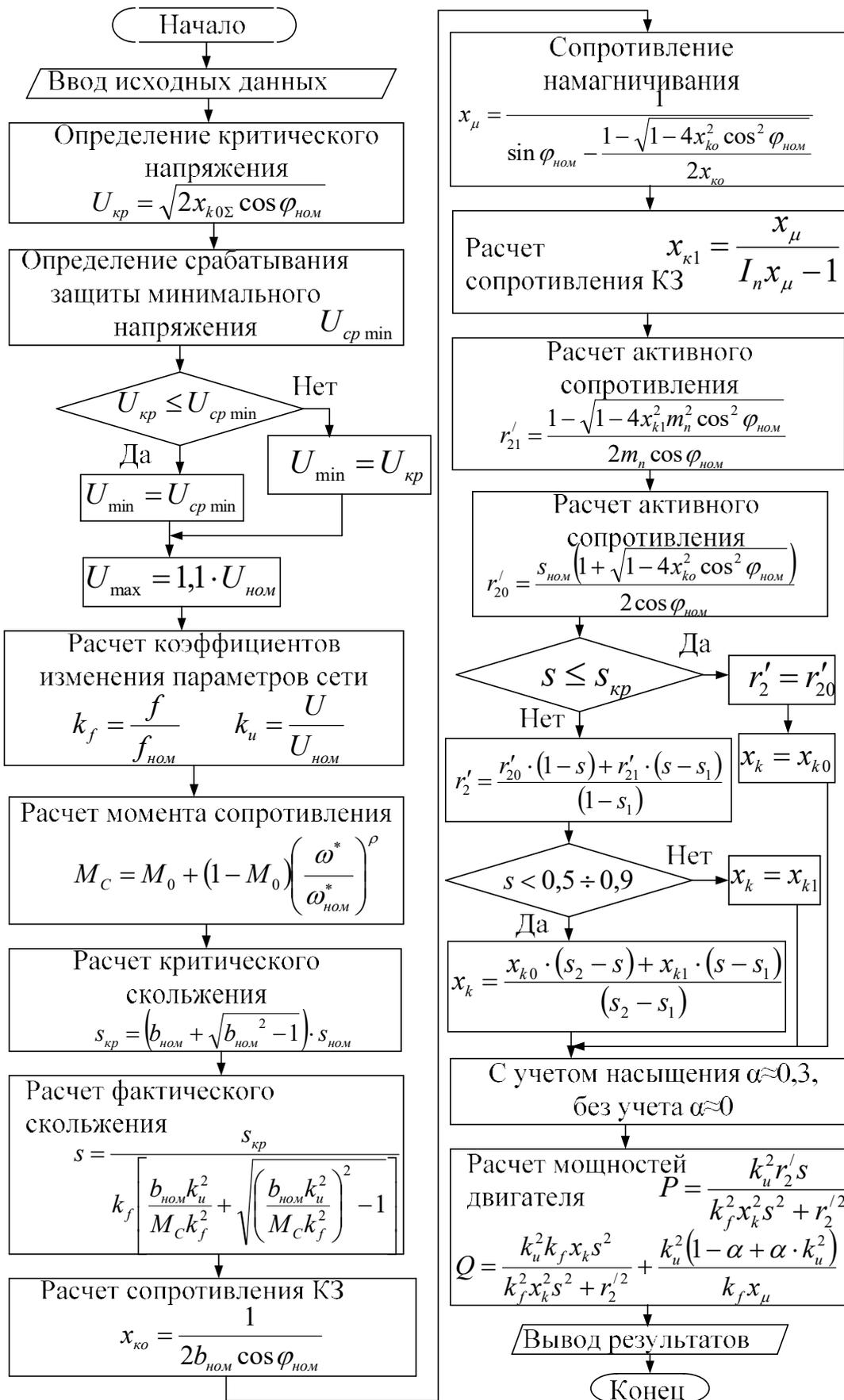


Рисунок 2.3 - Методика определение статических характеристик асинхронного двигателя

В качестве основной выпрямительной нагрузки при этом рассматриваются электролизные и гальванические установки, а вопросы моделирования привода электродвигателей постоянного тока с этой целью исследованы недостаточно.

В настоящее время находят широкое распространение частотно-регулируемые привода переменного тока, как синхронные, так и асинхронные [34], [185]. Причем регулирование частоты может осуществляться как от преобразователей частоты с промежуточным звеном постоянного тока, так и от преобразователей частоты с непосредственной связью [212], [20]. Другой тенденцией такого развития является повышение энергоемкости выпрямительной нагрузки, оказывающей влияние на величину регулирующего эффекта. Моделированием выпрямительной нагрузки с целью получения ее статических характеристик занимался С.Р. Глинтерник [51]. Однако представленные в его работе характеристики носят обобщенный характер и поэтому их практическое применение затруднено. В труде Г.С. Зиновьева [74] приведен прямой метод расчета показателей энергетических преобразователей, применимый при определении энергетических показателей отдельных электроприемников, но сложный для практических расчетов. Рядом указанных недостатков лишен интегральный метод определения энергетических показателей, исследуемый в работе О.А. Маевского [124], в основу которого было положено понятие приведенной реактивной мощности нелинейных электрических цепей, что упрощает его практическое применение. На базе предложенного О.А. Маевским интегрального метода получения [124] энергетических характеристик выпрямительной двигательной нагрузки разработана методика определения статических характеристик.

Выпрямительные установки были разбиты на следующие категории:

- двигатели постоянного тока, получающие питание от нерегулируемого выпрямителя, имеющие такие схемы выпрямления, как нулевая, мостовая, сдвоенная с уравнительным реактором;
- двигатель постоянного тока, получающие питание от регулируемых тиристорных преобразователей;

- частотно-регулируемые синхронные и асинхронные привода переменного тока, получающие питание от непосредственных преобразователей частоты;
- частотно-регулируемые синхронные и асинхронные привода переменного тока, получающие питание от преобразователей частоты с инверторным звеном.

При моделировании двигателя постоянного тока, питающегося от неуправляемых трехфазных выпрямителей была взята за основу методика расчета, предложенная в [124]. Однако эта методика не учитывает ряд характеристики механизма, и, в основном, базируется на схемах выпрямления и законах регулирования углов. Данное упущение было устранено путем учета механических и скоростных характеристик машин постоянного тока. Основной проблемой при расчете зависимости активной мощности, потребляемой двигателем постоянного тока от напряжения, является зависимость скорости вращения якоря как от подводимого напряжения, так и момента сопротивления на валу, который может определяться частотой вращения. Данная проблема была решена использованием итерационного счета. Как показали расчеты, для сходимости достаточно трех итераций. Методика расчета регулирующего эффекта двигателя постоянного тока приведен на рисунке 2.4 [293].

На рисунке приняты следующие обозначения в относительных единицах:  $k_U, k_{cx}$  - коэффициенты напряжения и схемы;  $I = I_d$  - выпрямленный ток;  $U_d$  - напряжение на выходе выпрямителя;  $E_{2m}$  - вторичная ЭДС трансформатора;  $m$  - число фаз;  $U_{d0}$  - номинальное напряжение на зажимах двигателя;  $k_e$  - конструктивная постоянная двигателя;  $\Phi_{ном}$  - магнитный поток;  $R$  - сопротивление якорной цепи;  $M_0, M_C$  - моменты начальный и сопротивления;  $\omega_{ном}^*, \omega^*$  - номинальная и текущая частота вращения якоря;  $P, Q$  - активная и реактивная мощности, потребляемые из сети установкой;  $n$  - скорость вращения якоря;  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности.

При получении математических моделей двигателей постоянного тока, питающихся от тиристорного преобразователя, для определения регулирующего эффекта учитывалось изменение угла управления тиристора.

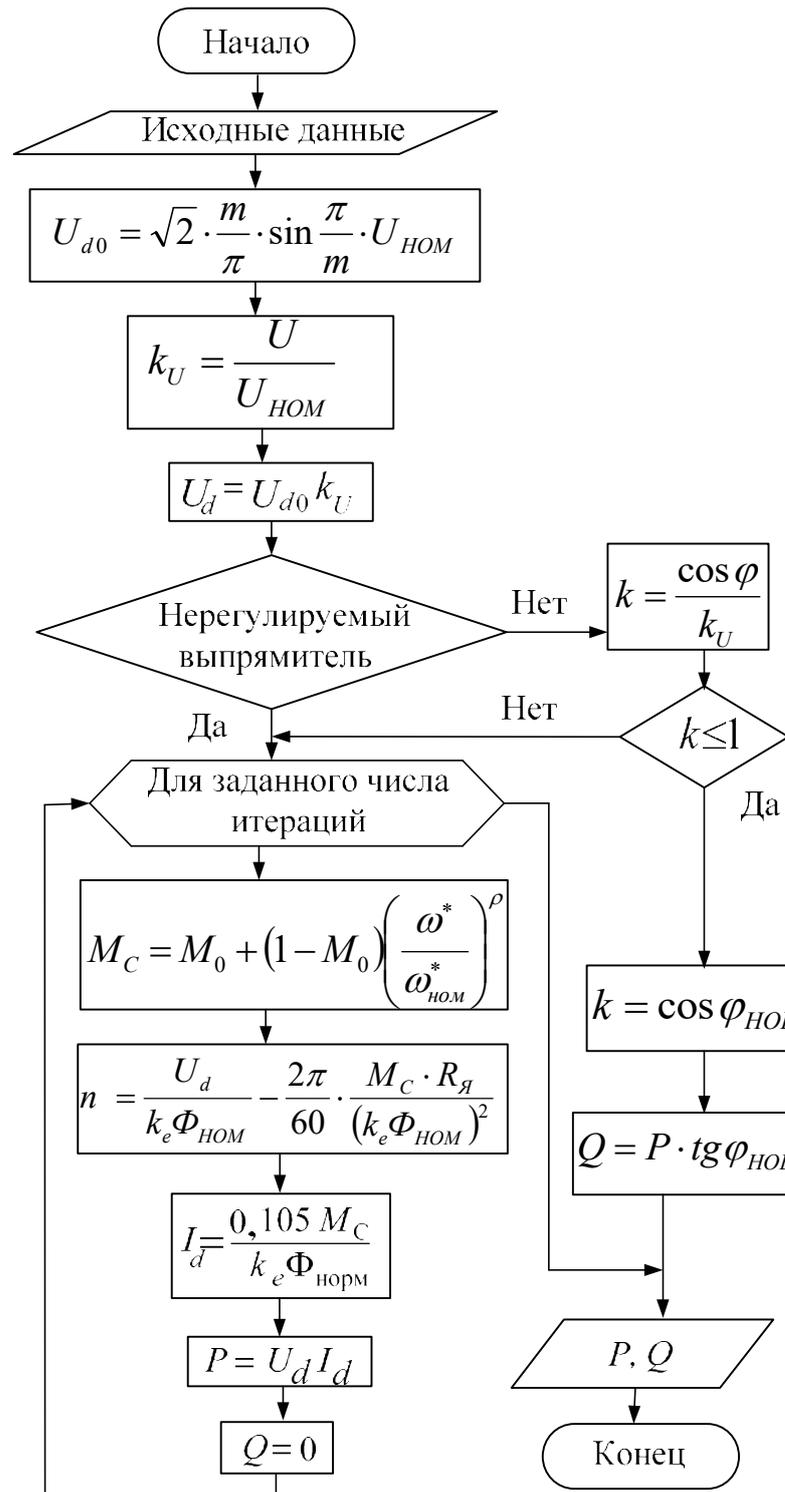


Рисунок 2.4 - Методика расчет регулирующего эффекта выпрямительной нагрузки при диодном и тиристорном выпрямлении

При этом для исследования был принят установившийся режим работы электроприводов, не сопровождающийся изменением момента сопротивления на валу, так как математические модели создаются для расчета установившихся

режимов систем электроснабжения при параллельной или раздельной работе с энергосистемой. Изменение угла открытия тиристорov позволяет поддерживать необходимое напряжение на выводах двигателя постоянного тока. В этом случае при изменении напряжения в сети будет изменяться потребляемая реактивная мощность, тогда как активная останется неизменной. При значительной просадке тиристоры откроются полностью, однако не исключено, что это не позволит сохранить на выходе преобразователя заданный уровень напряжения. При таких условиях потребление реактивной мощности установкой упадет до нуля, а регулирующий эффект активной мощности по напряжению будет такой же, как у двигателя, получающего питание от нерегулируемого выпрямителя. Частота сети при незначительных отклонениях от номинальных значений практически не влияет на потребляемые мощности (рисунок 2.4).

Моделирование асинхронных двигателей, питающихся от установки с частотным регулированием с преобразователем с непосредственной связью, с целью получения энергетических характеристик потребителей приводится в работе О.А. Маевского [124]. Основные характеристики таких приводов и их преимущества изложены в [16]. В целом математические модели для получения регулирующего эффекта выпрямительной нагрузки показаны в диссертациях [275], [202]. Рассмотрим математическую модель двигателя переменного тока, получающего питание от преобразователей частоты с непосредственной связью (рисунке 2.5). В начале осуществляется ввод исходных параметров элементов системы электроснабжения и двигателя переменного тока. Производится расчет исходного установившегося режима и рассчитываются коэффициенты установки, необходимые для определения выходного напряжения преобразователя частоты, требуемого по нагрузочной диаграмме. На этой же стадии производится расчет максимально возможного значения выходного напряжения преобразователя. Далее определяется возможность поддержания непосредственным преобразователем частоты требуемого напряжения и в зависимости от этого перерасчет выходных параметров преобразователя.

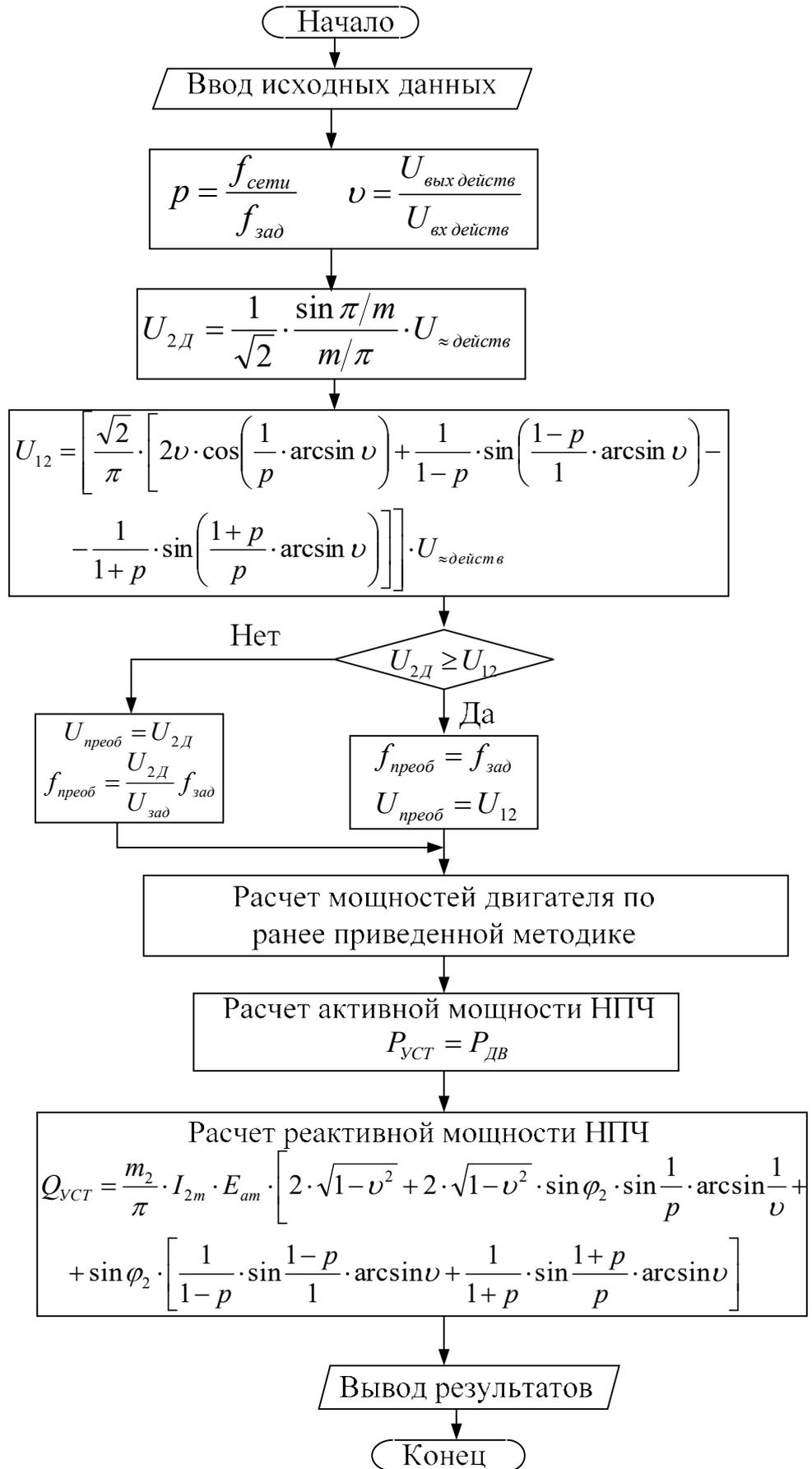


Рисунок 2.5 - Методика расчета параметров синхронных и асинхронных двигателей, питающихся от непосредственных преобразователей частоты

Затем в зависимости от типа питающегося двигателя и с учетом наличия резкопеременной нагрузки на валу определяются мощности, потребляемые двигателем из сети. В конце вычисляются активная и реактивная мощности всей установки. Особенности работы данного преобразователя являются невозможность превышения выходной частоты преобразователя частоты питающей сети, а также прямая зависимость частоты преобразователя от выходного напряжения. В математической модели использованы следующие обозначения, о.е.:  $f_{сети}$  – частота сети;  $f_{ТАХ}$  – частота двигателя, заданная по тахограмме;  $f_{ПР}$  – выходная частота преобразователя;  $U_{ТАХ}$  – напряжение на выходе преобразователя, требуемое по нагрузочной диаграмме;  $U_{МАХ}$  – максимальное значение напряжения на выходе преобразователя;  $m$  – пульсность схемы НПЧ;  $U_{\approx действ}$  – действующее значение напряжения сети;  $U_{ПР}$  – выходное напряжение преобразователя;  $P_{УСТ}$ ,  $Q_{УСТ}$  – активная и реактивная мощности установки;  $P_{ДВ}$  – активная мощность двигателя;  $I_{2m}$  – амплитудное значение выходного тока преобразователя;  $E_{ам}$  – амплитудное значение анодного напряжения;  $\varphi_2$  – угол нагрузки.

При разработке математических моделей приводов переменного тока, получающих питание от частотных преобразователей с инверторным звеном, необходимо учитывать, что изменение частоты сети в незначительных пределах не повлияет на потребление мощностей, тогда как изменение напряжения будет оказывать влияние на потребление активной мощности. Потребляемая из сети реактивная мощность при полностью открытых вентилях будет равна нулю. Поведение асинхронного двигателя при частотном управлении полностью и однозначно определяется тремя независимыми переменными: частотой напряжения статора, его амплитудой и моментом (рисунок 2.6). В разработанной математической модели используются следующие обозначения, о.е.:  $U_d$  – выходное напряжение выпрямителя,  $U_{\approx ДЕЙСТВ}$  – действующее напряжение питающей сети,  $U_{ПР}$  – выходное напряжение преобразователя  $U_{ПРmax}$  – максимальное выходное напряжение преобразователя,  $U_{ДВ}$  – напряжение, подводимое к двигателю требуемое по нагрузочной диаграмме,  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение двигателя,  $f_{ТАХ}$  – частота двигателя по тахограмме,  $f_{НОМ}$

– номинальная частота двигателя,  $f_{ПР}$  – частота выдаваемая преобразователем,  $P_{УСТ}$  и  $Q_{УСТ}$  – активная и реактивная мощности установки,  $P_{ДВ}$  и  $Q_{ДВ}$  – активная и реактивная мощности,  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности,  $\operatorname{tg}\varphi$  – тангенс угла нагрузки.

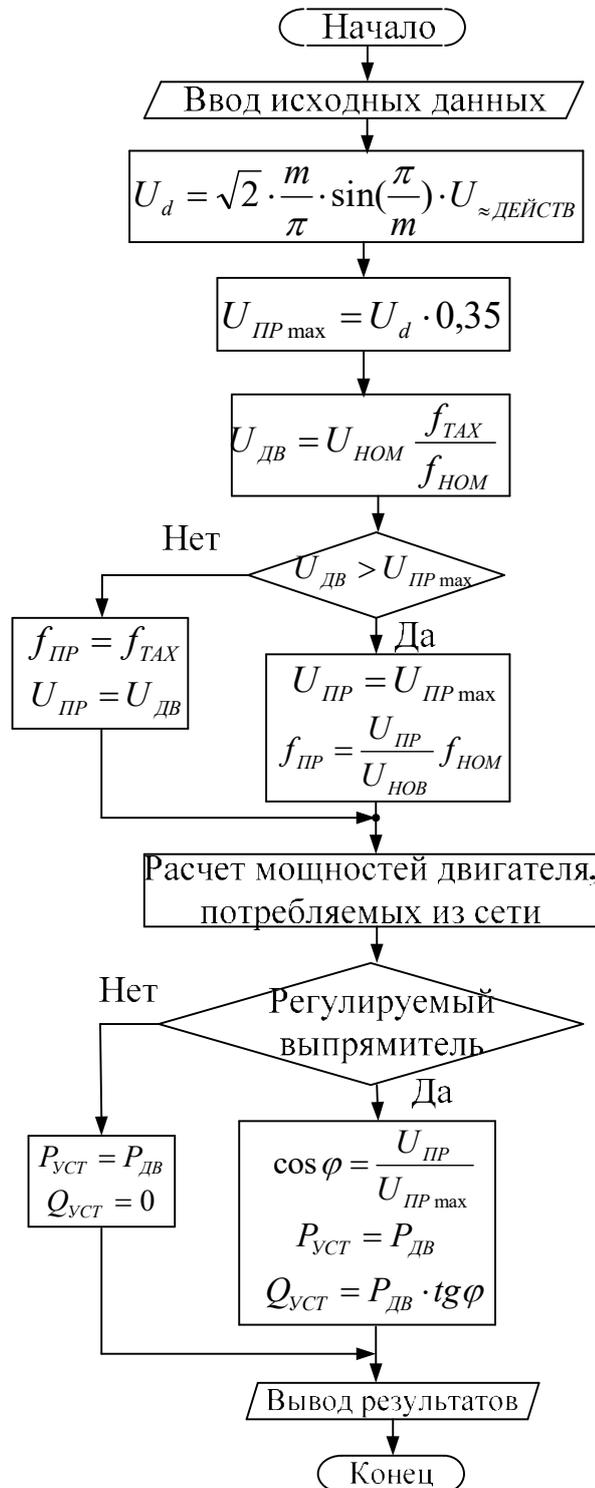


Рисунок 2.6 - Методика расчета параметров двигателя переменного тока, питающегося от преобразователя частоты с автономным инвертером

Полученные математические модели выпрямительной нагрузки вошли в состав алгоритма расчета установившихся и переходных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий. Алгоритм базируется на сочетании модифицированного метода последовательного эквивалентирования и метода последовательных интервалов и положен в основу оригинального программного обеспечения, предназначенного для расчета установившихся и переходных эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий, имеющих собственные электростанции.

Одним из наиболее характерных потребителей электроэнергии является осветительная нагрузка, исследованием ее статических характеристик занимались Ю.Е. Гуревич [60], И.М. Маркович [127], Р.С. Рабинович [179].

Однако, моделирование осветительной нагрузки с целью получения статических характеристик на данный момент не получило достаточного развития. Как правило, модели разработаны только для ламп накаливания. Зависимости, приводимые для газоразрядных ламп, носят эмпирический характер, базирующийся на проведенных экспериментальных исследованиях, без достаточных теоретических обоснований, что вполне приемлемо для крупных энергосистем, но неприемлемо при исследовании систем ВЗЭС.

Лампы накаливания потребляют только активную мощность, о.е.:

$$P = P_{\text{ном}} \left( \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{1,6}, \quad (2.6)$$

В общем случае схема замещения люминесцентной лампы представляет собой последовательно включенное активное сопротивление дуги и реактивное сопротивление индуктивного балласта. В этом случае параллельно включается конденсатор. Дуга имеет нелинейную падающую вольт-амперную характеристику, конденсатора – восходящую, а дроссель – восходящую с учетом насыщения при больших напряжениях. При построении статических характеристик люминесцентных ламп при двухламповой схеме включения в состав схемы замещения одной из ветвей также войдет конденсатор. К рассмотрению следует принять одноламповую и двухламповую схемы включения

как наиболее распространенные. С учетом вышеприведенных закономерностей, получаем, что при индуктивном характере балласта ток пропорционален напряжению в степени 1,7, а при индуктивно – емкостном балласте – напряжению в первой степени.

Моделирование электротехнологических установок является важной и сугубо индивидуальной задачей в расчетах установившихся режимов систем электроснабжения промышленных предприятий, поскольку состав этих нагрузок разнообразен и определяется технологическим процессом. К электротехнологическим установкам, находящим применение на предприятиях черной металлургии, относятся, прежде всего, различные виды электрических печей: дуговых, индукционных, сопротивления. Основные технические показатели печей и особенности их электроснабжения приведены в работах Б.П. Борисова [22, 232], А.В. Егорова [66], А.Д. Свенчанского [233].

При расчете статических характеристик сама индукционная печь (индуктор) может быть приближенно представлена последовательно включенными активными и реактивными сопротивлениями. При этом учитываются вид источника питания и мощность батареи статических конденсаторов.

Зависимость потребляемой активной мощности от напряжения печей сопротивления имеет вид [22], о.е.:

$$P = P_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^2, \quad (2.7)$$

где  $P_0, U_0$  - потребляемая печью активная мощность и напряжение на зажимах в нормальном режиме.

Для дуговых электрических печей, сварочных установок методика построения статических характеристик принята аналогичной построению характеристик дуговых ламп и регулирующий эффект может быть определен по выражениям, приведенным в [275]. Аналогичным образом определяются статические характеристики и сварочных агрегатов.

Полученные математические модели положены в основу ПО «КАТРАН» расчета установившихся режимов параллельной и отдельной работы с ЭС.

## 2.5 Расчет комплексных статических характеристик узлов промышленной нагрузки с учетом генераторов и параметров сети

Очевидно, что при расчете установившихся режимов крупных энергоузлов, к которым относятся систем ВЗЭС как при параллельной работе с энергосистемой, так и отдельно от нее, пользоваться статическими характеристиками отдельных электроприемников крайне неудобно. В связи с вышеизложенным, актуальным является получение статических характеристик комплексной нагрузки промышленного предприятия. Регулирующий эффект комплексной нагрузки может быть представлен в следующей форме:

- коэффициентом статизма, то есть отношением приращения изменения мощности к изменению частоты или напряжения;
- степенью регулирующего эффекта;
- квадратным уравнением с последующим определением коэффициентов.

Последний вид является наиболее точным, поскольку в подавляющем большинстве случаев кривые имеют форму, близкую к параболической.

Как правило, в существующей литературе приводятся статические характеристики электроприемников по частоте и по напряжению. Однако, при выходе на раздельную работу электростанции на ее шинах одновременно изменяется как частота, так и напряжение. При этом появляется необходимость построения статических характеристик по напряжению и частоте с учетом параметров питающей сети и источников питания, если таковые имеются [321, 322]. Другим фактором, оказывающим влияние на характер статических характеристик, является ограничивающее их критическое напряжение. Также статические характеристики могут быть ограничены действием защит минимального напряжения. В связи с вышеизложенным создана методика определения статических характеристик, приведенная ниже. В ее основе учтено, что для характерных электроприемников металлургического предприятия уже разработаны статические характеристики. Дополнительно к ним необходимо определить критические напряжения электроприемников.

Двигатели постоянного тока и двигатели переменного тока, питающиеся через частотные преобразователи, как правило, а имеют защиту минимального напряжения, существенно превышающего критическое, и срабатывающую при напряжении 80-90 % от номинального. Поэтому ограничение данных характеристик зависит от этого параметра. Двигатели переменного тока, если не предназначены для самозапуска, имеют защиту минимального напряжения 60 % от номинального напряжения. Согласно имеющийся литературе, критическое напряжение для синхронных и асинхронных двигателей может колебаться в широких пределах, от 60 до 80% в зависимости от загрузки двигателя по активной мощности и других параметров. Общие формулы для определения критического напряжения двигателей переменного тока приведены в [60]. Однако, в них не учитывается фактор изменения частоты и его влияние на критическое напряжение. Кроме того, в достаточной мере не уделено внимание влиянию параметров распределительной сети на характер статических характеристик.

В связи с этим, была разработана методика определения комплексных статических характеристик, представленная на рисунке 2.7. Для рассматриваемого диапазона частот определяются критические напряжения характерных электроприемников и их них выбирается большее. Для заданного диапазона частот и напряжений рассчитывается установившийся режим с учетом распределительной сети и определяются потребляемые активные и реактивные мощности. На основе полученных результатов строятся статические характеристики. Характеристики могут быть приравнены в виде полинома 2 степени. Вычисление производится с помощью последовательных расчетов установившихся режимов. Первоначально в расчетную схему вводится узел, включающий электроприемники или обобщенную нагрузку, которые задаются своими мощностями, соответствующими номинальным параметрам режима, а также распределительные и преобразовательные сети, от которых потребители электроэнергии получают питание. В качестве источника питания вводится в расчетную схему система бесконечной мощности. Далее производятся последовательные расчеты для выбранного диапазона частот.

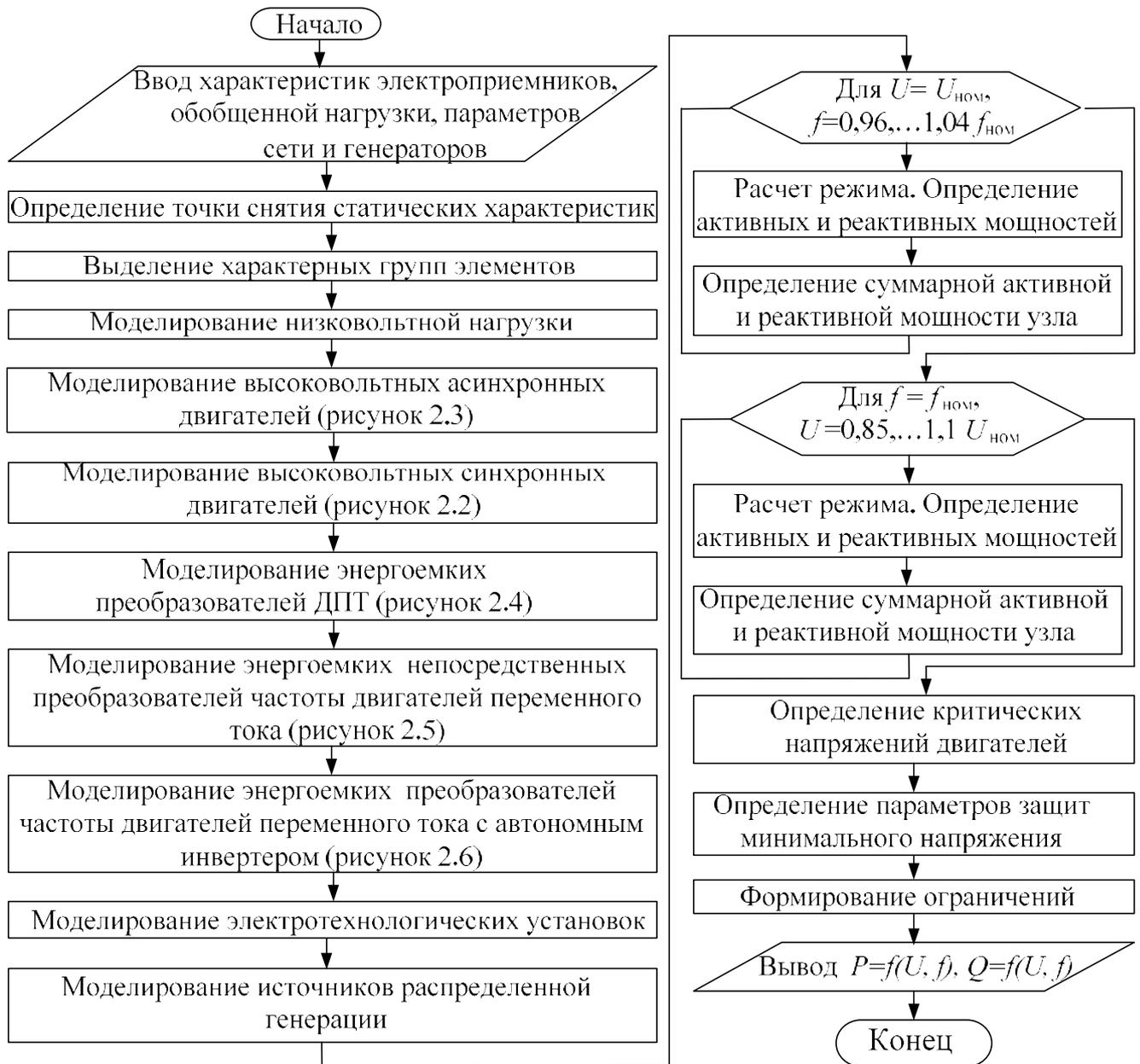


Рисунок - 2.7 Методика определения регулирующего эффекта комплексной нагрузки

Для каждой частоты производится корректировка мощностей отдельных электроприемников в соответствии с ранее разработанными алгоритмами. Мощности нагрузок корректируются в соответствии с заданными зависимостями по частоте, которые могут быть приведены в форме вышеуказанных.

Параметры схем замещения распределительных сетей также изменяются в соответствии с изменением параметра режима. После коррекции выполняется расчет установившегося режима в несколько итераций. При сравнении полученных потокораспределений со значением нормального режима можно

сделать вывод о величине регулирующего эффекта.

При определении регулирующего эффекта потребителей по напряжению текущая величина последнего задается на шинах системы бесконечной мощности. Для каждой величины напряжения производится расчет установившегося режима и по полученным потокораспределениям делается вывод о величине регулирующего эффекта. Программа организована таким образом, что имеется возможность наблюдать регулирующий эффект на каждом присоединении, в том числе на шинах распределительных устройств. Если не известен регулирующий эффект комплексной нагрузки, но известно процентное соотношение электроприемников по основным видам, то с помощью типовых кривых можно получить искомый регулирующий эффект.

Интерес представляет оценка влияния параметров распределительных сетей на регулирующий эффект комплексной нагрузки и потокораспределение при изменении частоты. Величины индуктивных сопротивлений питающих линий и продольные составляющие реактивных сопротивлений трансформаторов принимаются прямо пропорциональными частоте, а активные сопротивления поперечных ветвей схем замещения трансформаторов принимаются прямо пропорциональными частоте в степени 1,2. Емкостные проводимости линий и емкостные сопротивления конденсаторов изменяются обратно пропорционально частоте сети. Разработанный ПК позволяет учитывать влияние распределительных и преобразовательных сетей на регулирующий эффект нагрузки. Влияние напряжения будет учтено автоматически при изменении потокораспределения в сети за счет регулирующего эффекта.

При наличии источников распределенной генерации комплексная статическая характеристика узла существенно усложняется и меняет форму. Для ее получения также достаточно использовать статические характеристики систем регулирования возбуждения и скорости генераторов. Кроме того, поскольку системы АРВ и АРЧВ у таких источников могут работать по различным законам, то указанный алгоритм предусматривает этот момент.

## 2.6 Исследование статической устойчивости промышленных синхронных генераторов при параллельной и раздельной работе с энергосистемой

Как было отмечено выше, статическая устойчивость может определяться как непосредственно с помощью метода малых колебаний, так и с помощью практических критериев [70]. Вопросы анализа критериев статической устойчивости синхронных генераторов приведены в труде [171]. В нем отмечается, что можно использовать коэффициент запаса статической устойчивости как по мощности, так и по напряжению, однако, в ряде случаев, в том числе применительно к ЗЭС, критерий по напряжению, значение которого в нормальном режиме работы составляет 15 %, а в утяжеленном режиме – 10 %, имеет большее значение. Данный показатель определяется по соотношению о.е.:

$$k_{зан} = \frac{U - U_{кр}}{U_{кр}} \cdot 100 \% , \quad (2.8)$$

где  $U$  - фактическое напряжение на шинах генератора,  $U_{кр}$  - критическое напряжение синхронной машины.

С целью предварительного анализа устойчивости по эксплуатационным данным разработана методика, приведенная ниже. Как правило, известными данными в эксплуатации являются напряжение со стороны мощной ЭС с нагрузкой  $U$ , активная мощность  $P$ , соответствующая мощности турбины, реактивная мощность  $Q$  и синхронное индуктивное сопротивление  $x_d$ , о.е. Из векторной диаграммы неявнополюсного синхронного генератора можно получить соотношение, о.е.:

$$E_q = \sqrt{\left(U + \frac{Qx_d}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_d}{U}\right)^2} . \quad (2.9)$$

При определении критического напряжения генератора считаем, что максимальная электромагнитная мощность равна мощности турбины, о.е.:

$$P_T = P_{\max} = \frac{E_q U_{кр}}{x_d} . \quad (2.10)$$

Критическое напряжение при этом составит, о.е.:

$$U_{кр} = \frac{Px_d}{E_q} . \quad (2.11)$$

В нормальном режиме коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению должен составлять не менее 15 %. Это позволяет выразить  $U_{кр}$  через фактическое напряжение, поддерживаемое на шинах генератора, о.е.:

$$\frac{U - U_{кр}}{U_{кр}} = \frac{U - \frac{Px_d}{E_q}}{\frac{Px_d}{E_q}} = 0,15 \quad (2.12)$$

Данное соотношение позволяет упрощенно определить фактический запас статической устойчивости на шинах генератора, о.е.:

$$k_{зан} = \frac{U - \frac{Px_d}{E_q}}{\frac{Px_d}{E_q}} . \quad (2.13)$$

Также определяется связь между ЭДС, фактическим напряжением и активной мощностью в критическом режиме, о.е.:

$$E_q = \frac{1,15Px_d}{U} . \quad (2.14)$$

Используя ранее приведенное соотношение получаем, о.е.:

$$\left( \frac{1,15Px_d}{U} \right)^2 = \left( U + \frac{Qx_d}{U} \right)^2 + \left( \frac{Px_d}{U} \right)^2 . \quad (2.15)$$

После преобразований для нормального и утяжеленного режима зависимости минимально допустимой реактивной мощности по условиям статической устойчивости от фактической загрузки машины и напряжения на ее выводах имеют вид, о.е.:

$$Q_{норм} = 0,568P - \frac{U^2}{x_d} , \quad Q_{утяж} = 0,458P - \frac{U^2}{x_d} . \quad (2.16)$$

Следовательно, можно определить минимальную реактивную мощность для обеспечения статической устойчивости с учетом изменения активной мощности и напряжения статора и необходимого запаса устойчивости в нормальном и утяжеленном режимах.

С целью определения запаса устойчивости в условиях сложных промышленных систем электроснабжения, в том числе в островных режимах, необходим более совершенный аппарат. При этом необходимо учитывать, что определение коэффициента запаса по напряжению идентично как для параллельной, так и раздельной работы. Однако, в автономном режиме встает вопрос о действительном пределе передаваемой мощности. Поэтому можно дополнительно определять запас статической устойчивости по мощности.

Одним из методов, позволяющих определить запас статической устойчивости по активной мощности, является метод последовательного утяжеления [272, 327]. В данной работе используется прямой метод определения запаса статической устойчивости в связи с удобным его сочетанием с принятым методом расчета установившегося режима, то есть определяются параметры режима на каждом шаге утяжеления [287, 288, 306]. Существует множество путей утяжеления, часть из которых приведена в [201]. В разработанной методике анализа устойчивости при параллельной работе с ЭС (рисунок 2.8) в процессе утяжеления принимается наиболее тяжелый режим, то есть нагрузки имеют максимальное значение, генераторы загружены под номинальные мощности, что соответствует наибольшему расхождению углов роторов [291, 299, 300].

Мощность блоков генератор-турбина изменяется от технологического минимума до максимума, который может выдать турбина. На каждом шаге реактивная мощность корректируется в соответствии с действием АРВ и нагрузочной диаграммой. Производится расчет установившегося режима и определяется угол между ЭДС исследуемого генератора и сетью. По полученным параметрам определяется коэффициент запаса статической устойчивости [315].

Очевидно, что на величину запаса статической устойчивости оказывает существенное влияние ЭДС машины, обусловленная действием АРВ. В

зависимости от принятого закона регулирования возбуждения (смотреть главу 5) данная ЭДС может изменяться в широком диапазоне. Наиболее тяжелым является работа машины на поддержание постоянства напряжения, так как при повышении напряжения со стороны энергосистемы система возбуждения может перевести машину в режима недовозбуждения.

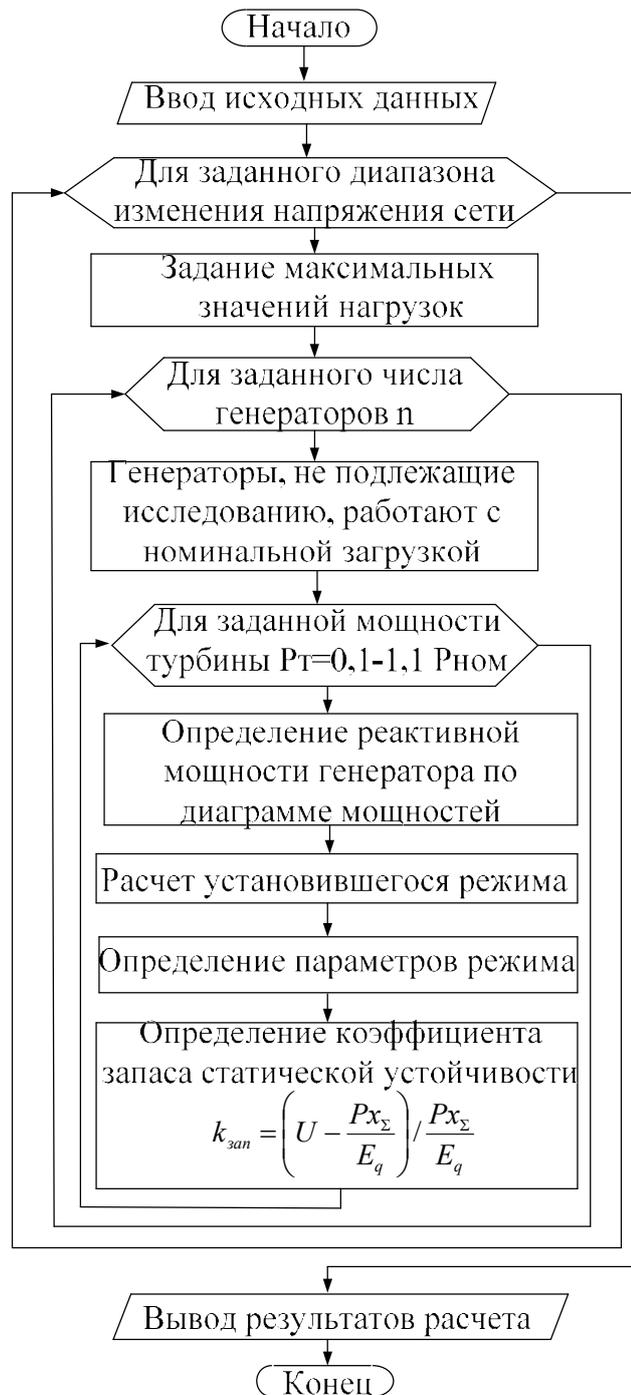


Рисунок 2.8 - Методика анализа статической устойчивости в режиме параллельной работы с энергосистемой

При этом ЭДС машины снизится гораздо значительнее, чем напряжение сети, а заданное напряжение может быть не достигнуто. В нагрузочных диаграммах генераторов приводятся предельные значения реактивной мощности, позволяющие обеспечить запас статической устойчивости. Однако, данные диаграммы строятся при поддержании номинального напряжения со стороны ЭС. При отклонении напряжения реактивные мощности, обеспечивающие сохранение устойчивости, будут изменяться. Поэтому при анализе коэффициента запаса статической устойчивости при параллельной работе с ЭС принят алгоритм, учитывающий возможную допустимую перегрузку машины, напряжение со стороны ЭС и работу системы АРВ, напрямую влияющую на ЭДС. Также необходимо учесть степень влияния генератора на уровень напряжения. Она будет определяться соотношением мощностей рассматриваемого генератора и остальных источников питания, в том числе, ЭС. Таким образом, при анализе статической устойчивости генераторов при параллельной работе должен быть внесен закон АРВ, напрямую влияющий на ЭДС машины при изменении напряжения сети и механической мощности.

При раздельной работе с энергосистемой к генераторам предъявляются иные требования, чем при параллельной [325]. Если при параллельной работе избыток или недостаток мощности покрывается энергосистемой, то в островном режиме выдаваемая генераторами активная и реактивная мощности будет обусловлена исключительно нагрузкой и потерями в сети. Поэтому для анализа статической устойчивости был применен метод последовательного утяжеления нагрузки в разных точках сети. В качестве параметра утяжеления была принята активная мощность нагрузки. Однако, устойчивость генераторов во многом определяется уровнем напряжения и ЭДС генератора, которые зависят как от работы систем регулирования возбуждения, так и реактивной нагрузки узла. Уставка по напряжению в свою очередь может зависеть от предшествующего режима работы машины параллельно с энергосистемой. Поэтому в качестве дополнительных изменяемых параметров можно использовать реактивную

нагрузку узла и изменение уставки АРВ. Поскольку одним из факторов, влияющих на запас статической устойчивости, является электрическая удаленность потребителей, то определение угла ротора возможно из координат векторов ЭДС машины и шин нагрузки, полученных в результате расчета установившегося режима. Кроме того, при анализе статической устойчивости и действительного предела мощности каждого из генераторов необходимо учесть ограничения по работе АРВ. При сложной конфигурации автономно работающего узла возникает необходимость определения предельных мощностей, вырабатываемых источниками питания. При применении метода последовательного утяжеления это осложняется тем, что нужно утяжелять нагрузки в разных узлах. Для практических расчетов было принято утяжелять нагрузки последовательно в отдельности в каждом узле и анализировать пропускную способность генератора. По итогам определить наименьшую пропускную способность. При необходимости оценить взаимные углы роторов генераторов и изменять реактивную мощность нагрузки.

Еще одним фактором, который может оказать влияние на действительный предел выдаваемой мощности, является величина уставки, с которой генератор выходит в островной режим. Зачастую в нормальном режиме при существенных напряжениях со стороны энергосистемы реактивные мощности, выдаваемые генераторами, существенно ниже номинальных. При этом обеспечивается достаточный уровень напряжения. При выходе на отдельную работу такие машины имеют пониженные уставки по напряжению, что может повлиять на невысокий действительный предел передаваемой мощности.

Особенностью расчета островных режимов при нормальном режиме параллельной работы с ЭС является необходимость учета турбогенераторов, работающих по тепловому графику нагрузки, а также возможность различия уставок АРЧВ в нормальном режиме. Эти факторы должны быть учтены при математическом моделировании синхронных генераторов. При анализе статической устойчивости генераторов при выходе на отдельную работу необходимо знать, какие турбогенераторы работают на постоянство давления.

Определить тепловую нагрузку электростанции в нормальном режиме работы, а также электрическую нагрузку при параллельной работе с ЭС. Их сравнение даст вывод о небалансе мощностей при автономной работе. Далее выявить, какая тепловая нагрузка ляжет на турбогенераторы, работающие на постоянство давления, а какая электрическая по остаточному принципу на другие генераторы. с учетом регулирующего эффекта нагрузки и коэффициентов статизма. В процессе данных расчетов также можно сделать вывод о существовании режима. Разработанный на основе методов последовательного эквивалентирования и последовательного утяжеления методика анализа статической устойчивости промышленного синхронного генератора приведена на рисунке 2.9.

## **2.7 Анализ статической устойчивости потребителей при параллельной и раздельной работе с энергосистемой**

Одной из задач успешного ведения режима является обеспечение устойчивости нагрузки. Вопросам оценки статической устойчивости потребителей посвящено большое количество работ.

В работе Ю.Е. Гуревича [60] даются основные практические критерии статической устойчивости. Методика определения критических значений параметров режима приводится в работе М.В. Грейсуха [56]. В целом в системах ВЗЭС существует большое количество способов повышения статической устойчивости за счет регулирования напряжения у потребителей [318, 323, 328, 332]. В данной работе при анализе статической устойчивости за основу расчета установившихся режимов взят метод последовательного эквивалентирования.

Предельный по статической устойчивости режим асинхронного двигателя достигается при критическом скольжении и максимальной электромагнитной мощности, то есть запас определяется по этим двум параметрам, которые могут быть рассчитаны по следующим формулам [49]:

$$s_{кр} = \frac{R_2}{x_s}, \quad (2.17)$$

$$P_{\max} = \frac{U^2}{2x_s}, \quad (2.18)$$

где  $R_2$  - активное сопротивление обмотки ротора;  $x_s$  - реактивное сопротивление рассеяния роторной обмотки.

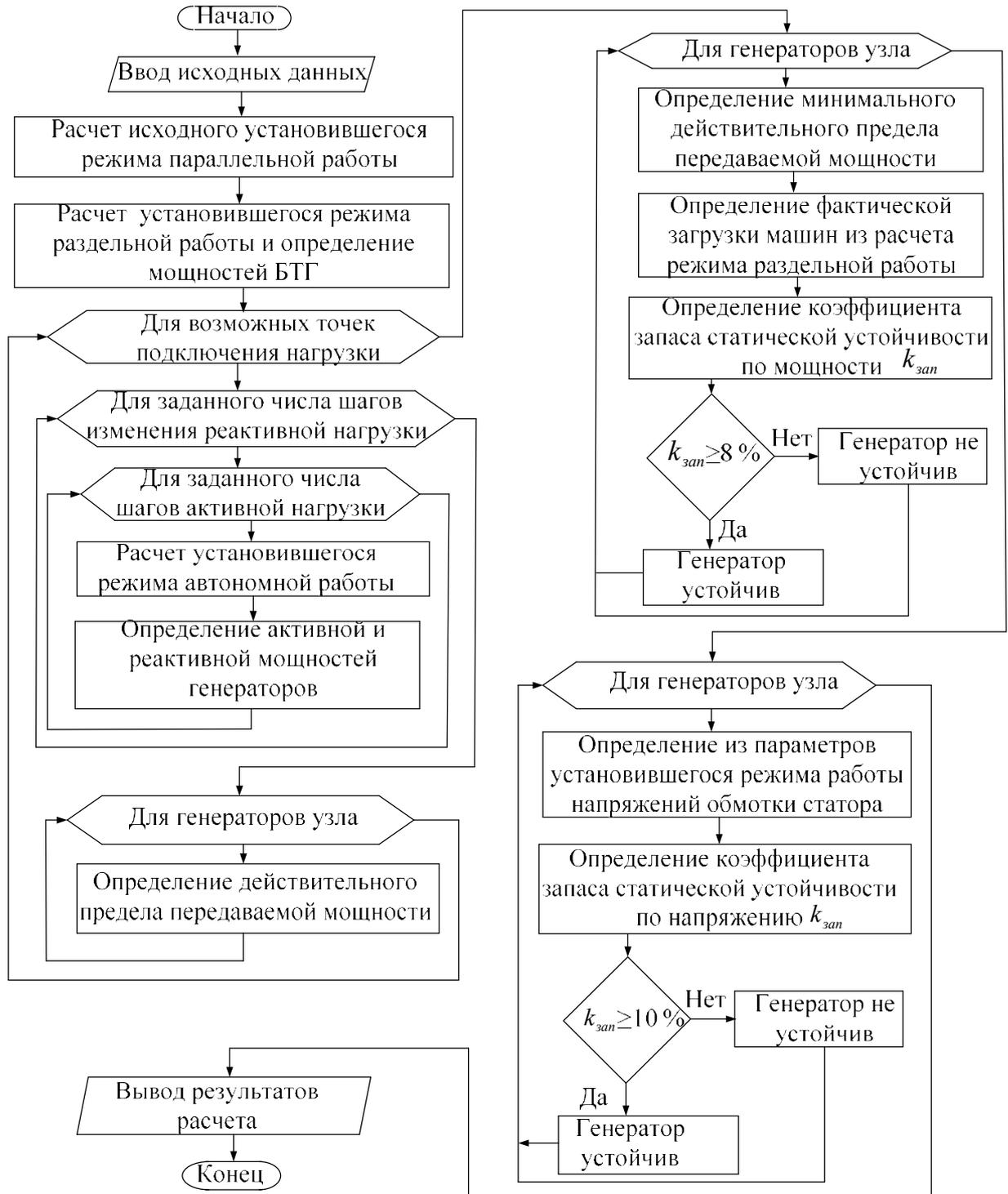


Рисунок 2.9 - Методика анализа статической устойчивости в режиме раздельной работы с энергосистемой

Для синхронного двигателя при отсутствии АРВ максимальная мощность и критическое напряжение определяются:

$$P_{\max} = \frac{E_q U}{x_d}, \quad (2.19)$$

$$U_{\text{кр}} = \frac{P_0 x_d}{E_q}, \quad (2.20)$$

где  $P_0$  - мощность, потребляемая в рассматриваемом режиме;  $E_q$  - ЭДС двигателя по поперечной оси;  $x_d$  - синхронное индуктивное сопротивление двигателя.

Разработанный ПК позволяет оценивать запас статической устойчивости по напряжению и активной мощности двигателей с учетом действительных напряжений на зажимах при параллельной и раздельной работе.

Интерес представляет анализ устойчивости нагрузки в островном режиме, когда происходит как изменение напряжения, так и частоты. Причем напряжение влияет на максимальную мощность двигателя, а частота на его сопротивление и механическую мощность. Особенностью режима является то, что определению динамической устойчивости при выходе на раздельную работу должен предшествовать расчет статической. С этой целью в исходном режиме необходимо выявить уставки регуляторов возбуждения и скорости, а также определить небаланс активной и реактивной мощностей с ЭС. За счет использования при расчете статических характеристик будет учтена частота, влияющая на момент сопротивления на валу. Методика анализа статической устойчивости синхронных и асинхронных двигателей приведена на рисунке 2.10.

Определение запаса устойчивости для других потребителей зависит от особенностей их функционирования. Так, лампы накаливания, печи сопротивления и индукционные не имеют критического напряжения. Потребители с отрицательной ВАХ, такие как ДРЛ и дуговые печи имеют определенное напряжение, при котором происходит погасание дуги, его можно отнести к критическому.

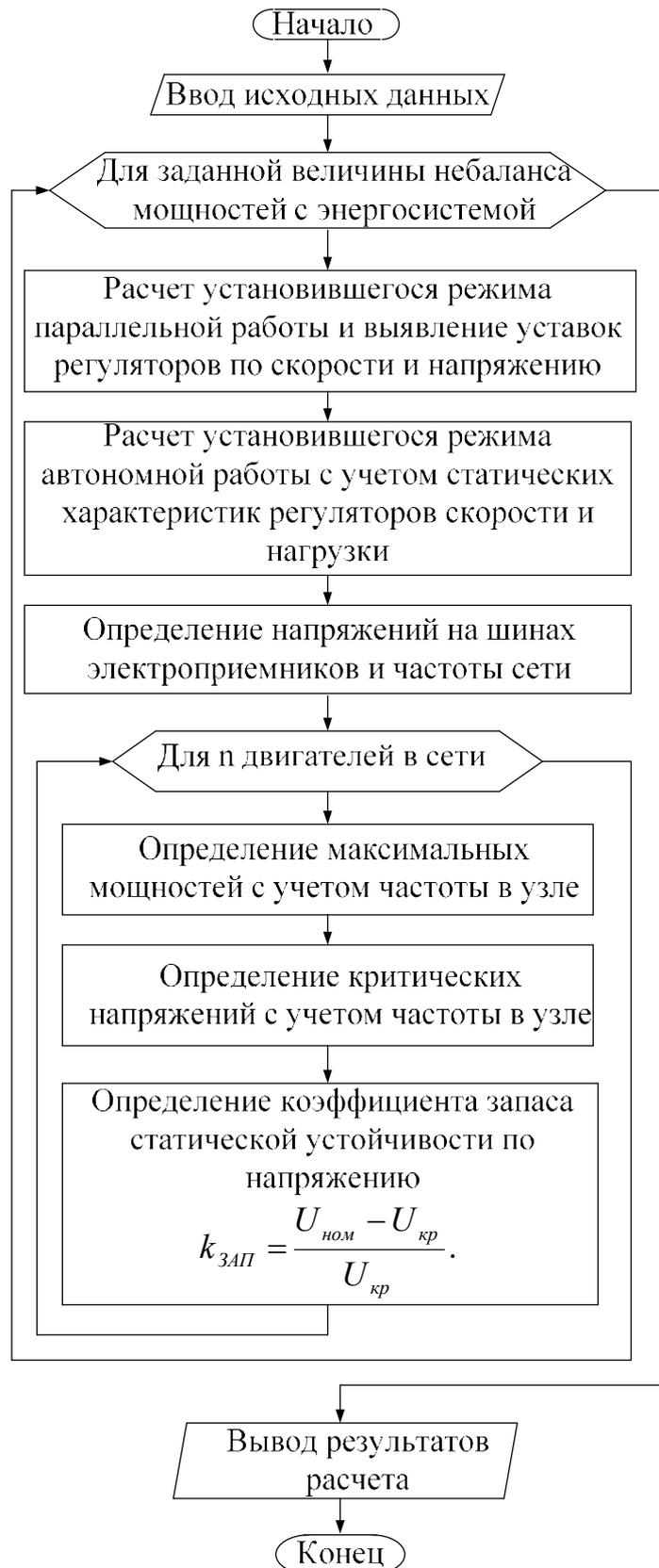


Рисунок 2.10 - Методика анализа статической устойчивости двигателей переменного тока

Двигатели постоянного тока, получающие питание от тиристорных преобразователей, позволяют поддерживать за счет системы регулирования

заданное напряжения на выходе в определенных пределах и расчет критического напряжения для них необходимо производить индивидуально. С этой точки зрения интерес представляют машины переменного тока, включенные в сеть через частотные преобразователи. Однако, на таких двигателях устанавливается защита минимального напряжения, имеющая довольно высокие значения уставок. Поэтому практически данные параметры не значимы.

Особенностью синхронных двигателей при эксплуатации является обеспечение соответствующего закона АРВ. Как правило, наличие и вид АРВ двигателей на промышленном предприятии зависит от приводимого механизма. Например, у машин, приводящих насосы и вентиляторы, АРВ отсутствует и машина работает с постоянным током возбуждения, коэффициентом мощности 0,95 и выдачей реактивной мощности в сеть. У синхронных двигателей, приводящих механизмы прокатных станов, применяется АРВ, как правило, на постоянство коэффициента мощности или реактивной мощности [304].

Таким образом, если у двигателей приводов прокатных станов статическая устойчивость в основном обеспечивается, то у синхронных двигателей, приводящих вентиляторы и насосы, она может нарушаться. Это связано с тем, что при эксплуатации может повышаться коэффициент загрузки и изменяться напряжение в сети. При этом ток возбуждения не корректируется.

Кроме того, с целью снижения потерь в сети при проведении энергосберегающих мероприятий зачастую такие двигатели работают с коэффициентом мощности, равным единице. При этом анализ их статической устойчивости не проводится. Как показывают расчеты, в подобных условиях коэффициент запаса по мощности может быть менее 15 и 10 %, [208] нормируемых методическими указаниями по устойчивости в нормальном и утяжеленном режимах. Разработана упрощенная методика анализа статической устойчивости, позволяющая выдать рекомендации по поддержанию реактивной мощности и тока возбуждения с целью сохранения устойчивости синхронных двигателей явнополюсного и неявнополюсного исполнения, приводящих «спокойную» нагрузку.

## 2.8. Выводы по главе

1. Для расчета установившихся режимов многомашинных систем сложной конфигурации с несколькими степенями трансформации принят модифицированный метод последовательного эквивалентирования.

2. На основе данного метода разработана методика расчета установившихся режимов раздельной работы ЗЭС с ЭС, учитывающая статические характеристики источников питания, индивидуальную и комплексную промышленную нагрузку и параметры сети.

3. Выполнено математическое моделирование источников питания и сетевых элементов систем ВЗЭС и ЗЭС с целью расчета установившихся режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой.

4. На основе анализа нагрузки крупного металлургического предприятия определены основные группы электроприемников и разработаны их индивидуальные математические модели для расчета установившихся режимов и построения статических характеристик.

5. Разработана методика определения комплексных статических характеристик нагрузки металлургического предприятия с учетом параметров сети, источников распределенной генерации и характеристик электроприемников.

6. Анализ показателей статической устойчивости позволил сделать вывод, что в условиях заводских электростанций определяющим является коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению. Однако, в условиях высокой реактированности сети и нескольких степенях трансформации в островном режиме может быть определяющим коэффициент запаса по активной мощности.

7. Разработаны методики анализа статической устойчивости генераторов ЗЭС в нормальных и утяжеленных режимах и при выходе на раздельную работу.

8. Предложена методика анализа статической устойчивости основных потребителей металлургического производства, позволяющая сформулировать основные рекомендации по поддержанию тока возбуждения и сохранения устойчивости синхронных двигателей со спокойной нагрузкой.

### **Глава 3 Анализ статической устойчивости действующей ЗЭС и ее элементов в нормальных и аварийных режимах**

#### **Постановка задачи**

С целью формулирования требований к системам регулирования возбуждения и скорости в установившихся эксплуатационных режимах работы произведен анализ статической устойчивости промышленных синхронных генераторов в составе ЗЭС.

К рассмотрению приняты турбогенераторы, приводимые паровыми турбинами. Это связано с тем, что подобные машины рассчитаны на работу при значительных просадках напряжения и могут функционировать при существенных небалансах активной мощности при выходе в островной режим избыточного генерирующего узла с энергоемкой резкопеременной нагрузкой. Для исследования эксплуатационных установившихся и переходных режимов собраны характеристики их систем регулирования возбуждения и скорости, а также технические характеристики сети и условия связи с энергосистемой.

Электрические сети, к которым подключаются подобные машины, как правило, включают большое количество токоограничивающих реакторов, что не позволяет их в полной мере относить к коротким сетям с хорошей пропускной способностью, а требует исследования статической устойчивости по напряжению при совместной и раздельной работе с энергосистемой.

Использование газопоршневых и газотурбинных установок в энергоемких промышленных сетях имеет место в современных условиях. Однако, на примере рассматриваемого предприятия, такие установки по возможности отделены от резкопеременной нагрузки электрически и не предусматривают совместный выход в островной режим. Фактически, действующая газопоршневая электростанция включена в сеть 110 кВ посредством трансформаторов связи, выдает активную мощность в общую сеть и при выходе в островной режим предназначена только для питания собственных нужд. Это связано с высокой чувствительностью подобных источников к провалам напряжения со стороны

разветвленной сети при параллельной работе с ЭС и сбросам нагрузки при выходе в автономный режим, так как зачастую промышленные электростанции являются существенно избыточными по активной мощности.

Таким образом, с целью разработки мероприятий по повышению устойчивости, необходимо оценить запас статической устойчивости синхронных генераторов и двигателей переменного тока при параллельной работе с энергосистемой при существующих законах регулирования возбуждения и скорости и оценить допустимость поддерживаемых режимов.

Изменяя законы регулирования возбуждения и коэффициенты трансформации трансформаторов связи, необходимо сформулировать требования к устройствам АРВ и АРЧВ при совместной работе с энергосистемой с целью обеспечения статической устойчивости.

В островном режиме при существенной реактированности сетей генераторного напряжения необходимо определить действительные пределы выдаваемых мощностей с помощью разработанной методики анализа статической устойчивости при законе АРВ на поддержание напряжения на шинах генератора. Учет закона действия регулятора турбины при этом позволит выявить недопустимые режимы при работе на поддержание давления в общем коллекторе.

С целью корректного определения параметров режимов необходимо использовать статические характеристики потребителей собственных нужд ТЭС и металлургического предприятия. Поэтому был произведен качественный и количественный анализ потребителей металлургического производства. На основе разработанных методик получены статические характеристики индивидуальных электроприемников и комплексной нагрузки. Для выявления недопустимых режимов выполнен расчет запаса статической устойчивости для асинхронных и синхронных двигателей.

Таким образом, анализ статической устойчивости источников и нагрузки при параллельной и отдельной работе с энергосистемой позволит более полно сформулировать требования к системам регулирования возбуждения и скорости, чтобы затем их адаптировать к специфическим условиям ЗЭС.

### 3.1 Характеристика объекта исследования

В работе исследована сложная многоуровневая система электроснабжения металлургического предприятия, объединяющая энергетические объекты различного функционального назначения: подстанции связи с энергосистемой, собственные электрические станции, питающие и распределительные сети 110–220 кВ, электрические сети и электроустановки внутривозовского и внутривозового электроснабжения. ЗЭС в этом случае являются весьма характерным объектом для самых разнообразных исследований, в том числе и повышения эффективности оперативно-диспетчерского управления.

Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой этими станциями, существенно ниже, чем покупаемой на розничном рынке. Электростанции наряду с природным используют попутные (утилизируемые) доменный и коксовый газы. Все электростанции имеют неблочные тепловые и комбинированные электрические схемы и предназначены для выработки как тепловой, так и электрической энергии. Оборудование станций характеризуется существенной разнородностью. Установленная мощность турбин колеблется от 4 до 60 МВт. Основную долю составляют теплофикационные паровые турбины, часть из которых работает в конденсационном режиме. Имеются турбины с противодавлением. Выдача электроэнергии осуществляется на напряжении от 3 до 110 кВ. С целью снижения токов короткого замыкания на генераторном напряжении широко применяются секционные и линейные реакторы. На всех вышеперечисленных электростанциях генераторы имеют автоматические регуляторы по напряжению и частоте. При этом для питания обмоток возбуждения применяются бесщеточные и тиристорные возбудители. Для исследования были выбраны центральная (ЦЭС) и паровоздуховная (ПВЭС-2) тепловые электростанции ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (ПАО «ММК»), представленные на рисунке 3.1. Связь рассматриваемого узла с энергосистемой осуществляется через сборные шины 110 кВ. Типы турбин, генераторов и возбудителей приведены в таблице 3.1.

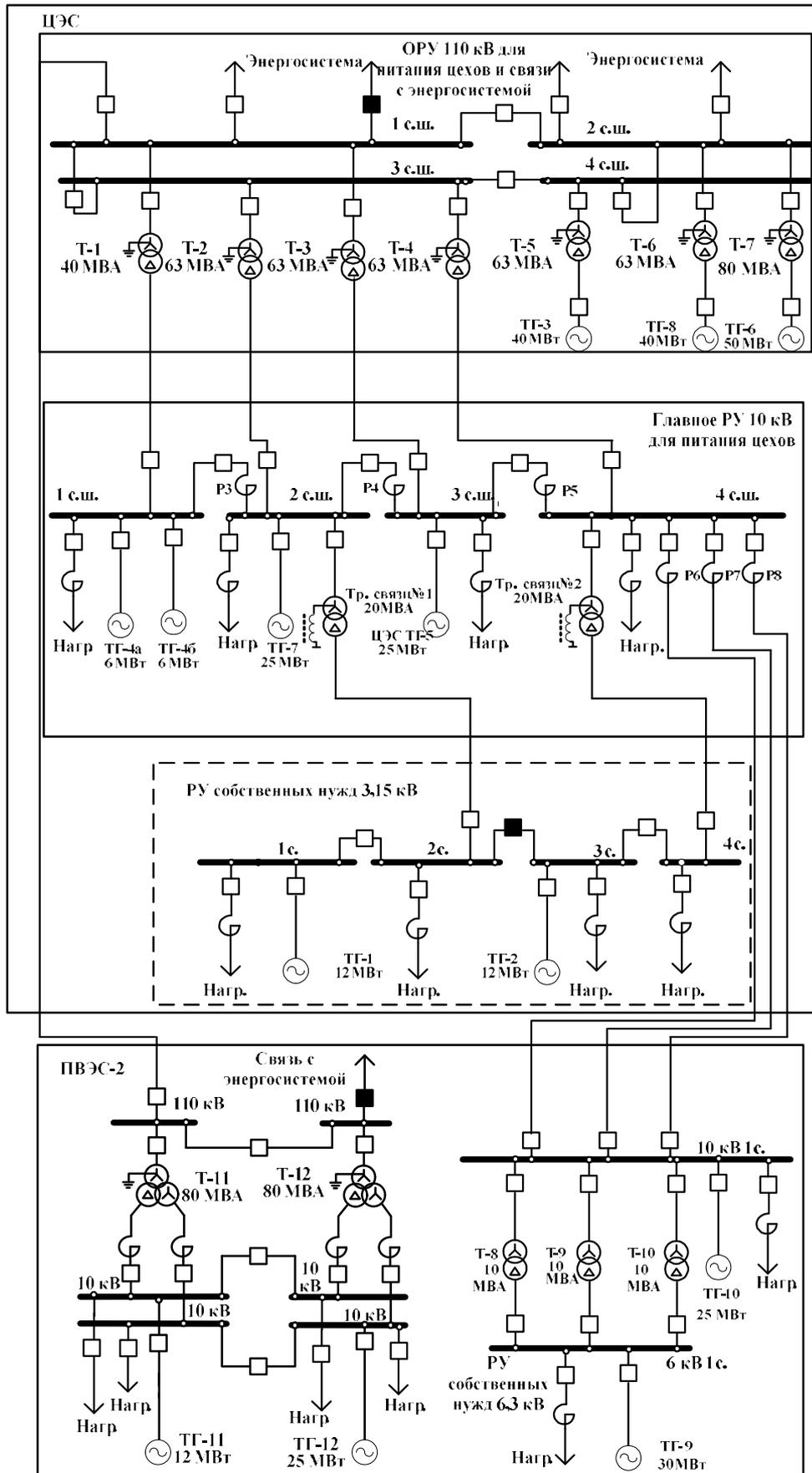


Рисунок 3.1 - Схема электрических соединений ЦЭС и ПВЭС-2

Таблица 3.1 - Основное электрооборудование исследуемых ЗЭС

№	Тип турбины	Тип генератора	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	Тип возбудителя	$n$ , об/мин	Закон регулирования	
								АРВ	АРЧВ
ТГ № 1	ПТ-12-35/10М	Т-12-2 У3	12	3,15	0,8	ВСГ-80-3000	3000	$U = \text{const}$ с ручной корректировкой при отклонении напряжения сети при параллельной работе с энергосистемой и в островном режиме	Электрический график, $P = \text{const}$ при параллельной работе, по статической характеристике в островном режиме
ТГ № 2	ПТ-12-35/10М	Т-12-2 У3	12	3,15	0,8	ВСГ-80-3000	3000		
ТГ № 3	ПТ-30-2,9	ТПФ-40-2У3	40	10,5	0,8	БВД-130-3000 У3	3000		
ТГ № 4а	Р-6-35/3М	Т-6-2 У3	6	10,5	0,8	ВСГ-80-3000	3000		Тепловой график, $p = \text{const}$ независимо от режима
ТГ № 4б	Р-6-35/3М	Т-6-2 У3	6	10,5	0,8	ВСГ-80-3000	3000		
ТГ № 5	АТ-25-1	Т2-25-2	25	10,5	0,8	СТС-ВЕЗ-400/230-322 УХЛ4	3000		Электрический график, $P = \text{const}$ при параллельной работе, по статической характеристике в островном режиме
ТГ № 6	Т-42/50-2,9	ТФ-50-2У3	50	10,5	0,8	СТС-КНФР-160-1550-2,5-10,5-11М-П-РВ	3000		
ТГ № 7	АТ-25-2	ТВС-32 У3	27	10,5	0,8	СТСТ-МПУ 340-400 -2,0 – УХЛ4	3000		
ТГ № 8	ПТ-30-2,9	ТПФ-40-2У3	40	10,5	0,8	БВД-130-3000 У3	3000		
ТГ № 9	ПТ-29	ТПФ-25-2У3	30	6,3	0,8	БВД-130-3000 У3	3000		
ТГ № 10	ВРТ-25-2	ТВС-30	25	10,5	0,8	ВСГ-80-3000	3000		
ТГ № 11	ПТ-12	Т-12-2 У3	12	10,5	0,8	БВУГ-22-У3	3000		
ТГ № 12	ПТ-25	ТПФ-25-2У3	25	10,5	0,8	БВД-130-3000 У3	3000		

Системы возбуждения настроены на поддержание заданного напряжения на шинах генераторов согласно пропорциональному закону регулирования, допускающему статизм внешних характеристик до 5 %. Работа регуляторов скорости определяется рядом технических характеристик турбин и их вспомогательных и регулирующих механизмов. В переходных режимах системы регулирования скорости в силу своей инерционности оказывают меньшее влияние на процесс, чем регуляторы тока возбуждения. Однако, при исследовании продолжительных переходных режимов, имеющих место при выходе ЗЭС на отдельную с энергосистемой работу, а также при снижениях напряжения от энергосистемы, их учет является необходимым. С целью равномерной загрузки заводских генераторов по активной мощности, коэффициент статизма регуляторов скорости поддерживается в пределах 4-5 %.

Для системы ВЗЭС характерным является большое число и разнообразие электроприемников с большим диапазоном установленных мощностей. Единичные мощности могут быть соизмеримыми или превышать номинальные мощности источников, что свидетельствует о необходимости индивидуального учета высоковольтных двигателей. Наличие крупных электроэнергетических потребителей на ограниченной территории промышленного района, короткие связи между источниками питания создают специфические условия работы электроэнергетической системы промышленного энергоузла. В электрических сетях имеют место большие мощности КЗ, низкие остаточные напряжения; создаются сложные условия для работы релейной защиты и автоматики.

В качестве примера на рисунке 3.2 приведена система возбуждения СТС установленная на турбогенераторе ТГ-5 – двухканальная с полным резервированием силовых преобразователей и АРВ. Тиристорный преобразователь (ТП) выполнен по трехфазной мостовой схеме. В процессе работы СТС одновременно работают автоматические регуляторы возбуждения обоих каналов и ТП активного (работающего) канала. Каждый канал АВ обеспечивает автоматическое и ручное регулирование возбуждения, а также непрерывное взаимное слежение автоматического и ручного регуляторов друг за

другом с целью осуществления безударных переходов из АРВ в РРВ и обратно. Система возбуждения типа СТС-ВЕЗ-400/230-322, где 400 – номинальный выпрямленный ток, А; 230 – номинальное выпрямленное напряжение, В; 2.0 – кратность форсировки по току, о.е.; 2.5 – кратность форсировки по напряжению, о.е. СТС состоит из шкафа СТС в состав, которого входят два идентичных по схеме и конструкции преобразователя – регулирующих канала АV1 и АV2; шкафа вводных автоматов рабочего и резервного возбуждения и АГП. Для питания тиристорных преобразователей СВ применяется преобразовательный трансформатор возбуждения (ТВ) типа RESIBLOC с номинальными параметрами: группа соединения обмоток – Y/Δ-11; 250 – номинальная мощность, кВА; 10,5 – номинальное напряжение ВН, кВ; 0.432 – номинальное напряжение НН, кВ; номинальный ток обмотки ВН – 13,7 А; номинальный ток обмотки нн – 334,1 А.

Система возбуждения, установленная на ТГ-3, представляет собой систему управления и регулирования бесщеточного возбуждения СУРВ (рисунок 3.3) состоящую из бесщеточного диодного возбудителя синхронного генератора БВД-130-3000, где 250 – номинальная мощность возбудителя, кВт; 3000 – номинальная частота вращения якоря, об/мин, – щита возбуждения возбудителя ЩВ-2Е-40, где 40 – номинальный выпрямленный ток источника питания обмотки возбуждения возбудителя, А; 205 – номинальное переменное напряжение источника питания тиристорного преобразователя, В; – двух силовых трансформаторов ТСЗП (далее ТЕ) для питания тиристорных преобразователей (U1 и U2), где: 12 – номинальная мощность, кВА; 380 / 205 – номинальное напряжение обмоток, В; 18,2 / 33,8 – номинальный ток обмоток, А.

Система управления и регулирования возбуждением СУРВ содержит два независимых канала регулирования возбуждения, один из которых является основным каналом автоматического регулирования (AVR-канал), другой – резервный канал ручного регулирования тока возбуждения возбудителя (ECR-канал).

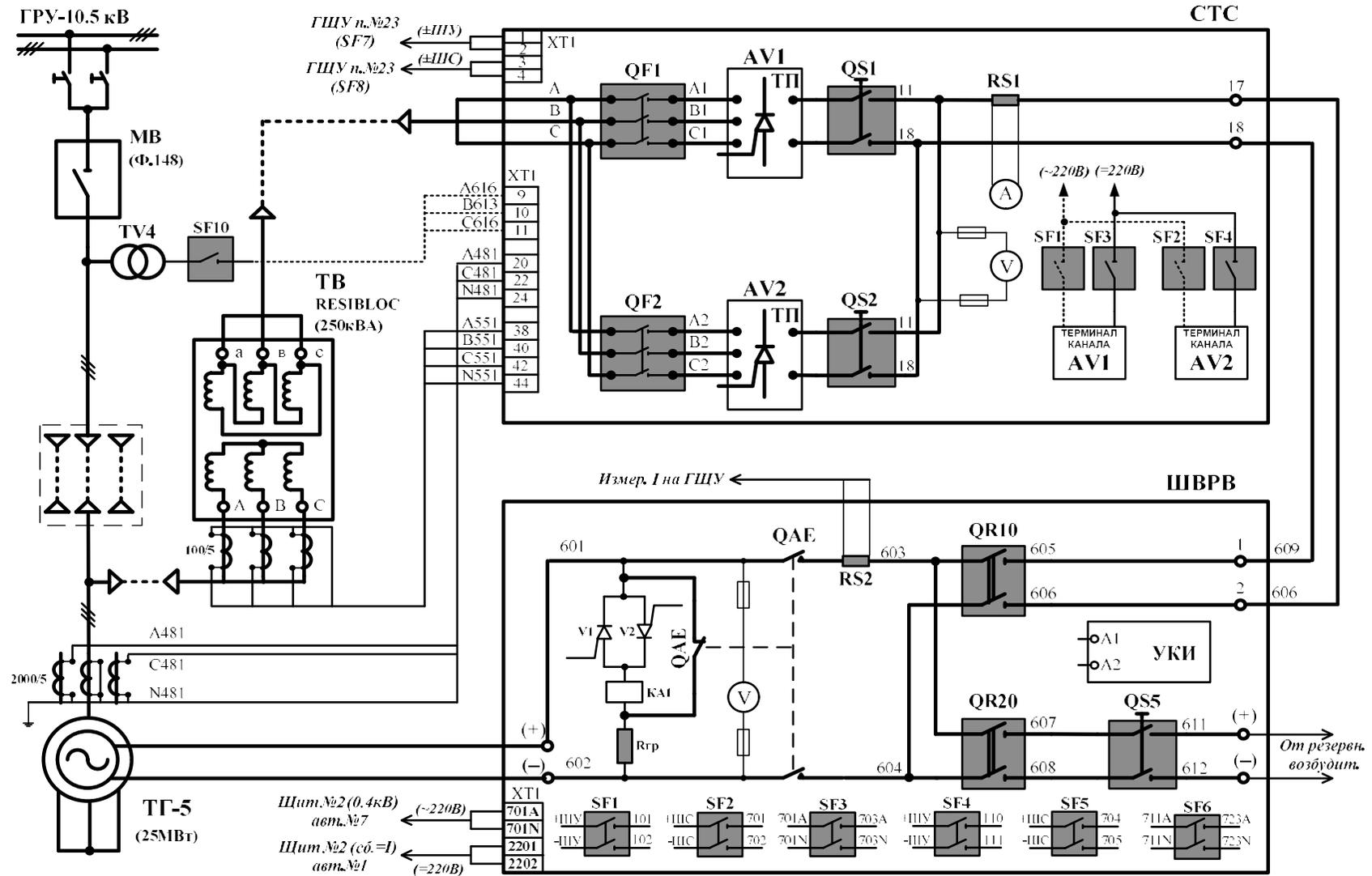


Рисунок 3.2 - Структурная схема системы возбуждения СТС

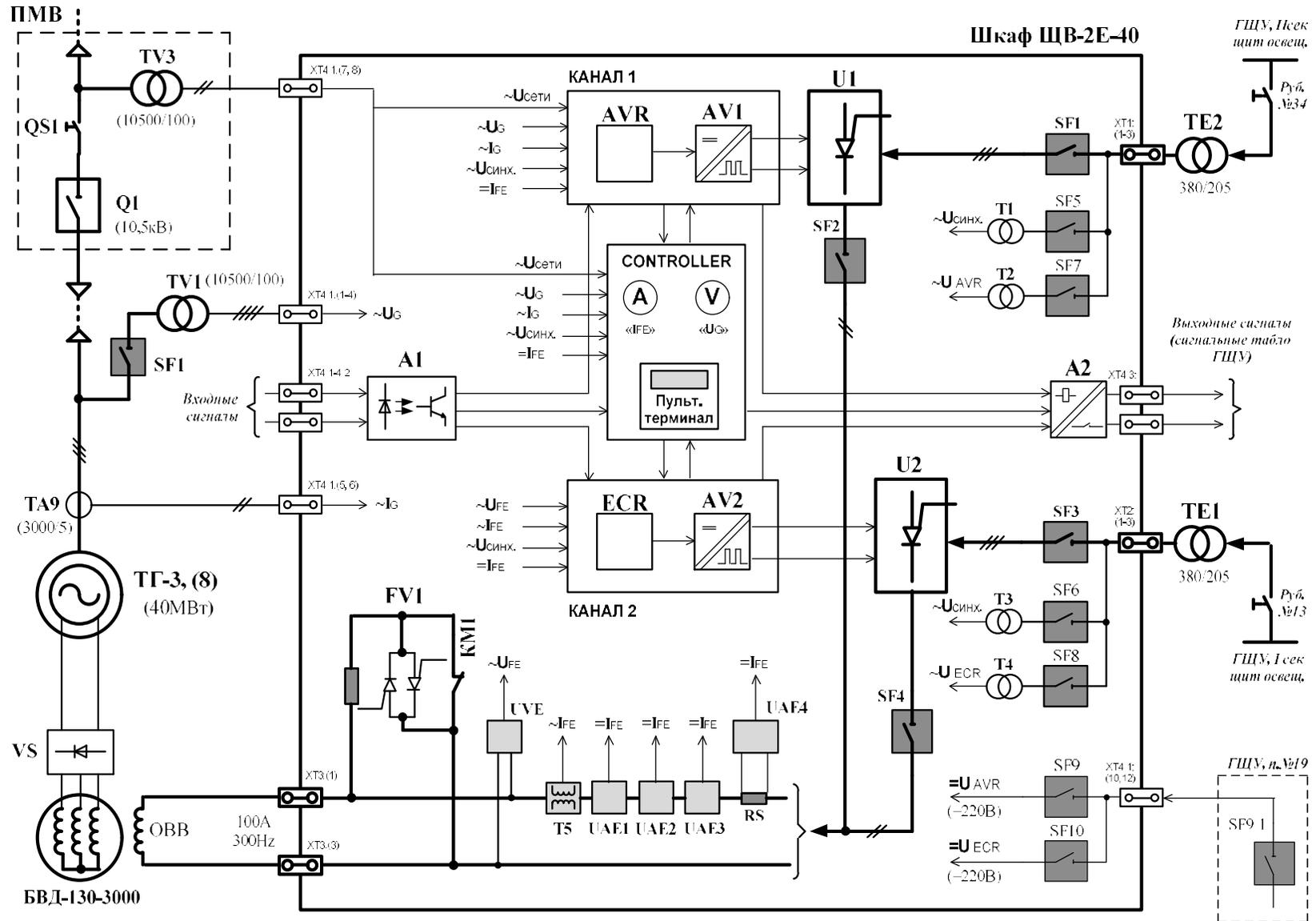


Рисунок 3.3 - Структурная схема станции управления и регулирования возбуждения СУРВ ТГ№3

Нагрузкой данной электростанции являются промышленные цеха, питающиеся с шин 10,5 и 110 кВ. Потребители собственных нужд получают питание с шин 3 кВ и 6 кВ и питаются по схемам, показанным ниже.

С целью анализа устойчивости синхронных генераторов исследовано изменение активных и реактивных мощностей за характерные зимние и летние сутки и произведен анализ показателей устойчивости при параллельной работе с энергосистемой, приведенный в таблице 3.2. Зависимости параметров режима от времени за выбранный период и показатели устойчивости приведены в п. 1.1 и приложении П.3. Изменение выдаваемой активной и реактивной мощности связано с напряжением сети. С учетом высокого тока КЗ на шинах 110 кВ (25 кА) и небольших установленных мощностей генераторов изменение напряжений и мощностей может оказывать существенное влияние на устойчивость машин. Сложная многоуровневая конфигурация электрической сети, переменная тепловая и электрическая нагрузка существенно усложняют выход на раздельную работу. Поэтому разработка мероприятий по повышению устойчивости, как статической, так и динамической, является актуальной. Схема выработки тепла приведена ниже, на рисунке 3.4. Причем часть блоков турбина-генератор вырабатывают электрическую и тепловую энергию, часть только электрическую (рисунке 3.5).

Одной из главных проблем, возникающих при расчёте режимов систем ВЗЭС, является отсутствие точной информации об электрических нагрузках в каждый момент времени. Основные графики нагрузок были получены путем регистрации показаний счетчиков активной энергии комплекса технических средств (КТС) «Энергия». Измерения проводились на исследуемых электростанциях за несколько смежных суток. Исследование вероятностно-статистических характеристик графиков активной мощности как фидеров ЦЭС, так и другой нагрузки комбината, показывает, что процесс формирования графика подчиняется нормальному закону распределения. Поэтому можно использовать закономерности нормального распределения для определения нагрузок с заданным уровнем вероятности их появления [275].

Таблица 3.2. - Фактические показатели режимов работы синхронных генераторов ЦЭС

Наименование,	$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	$Q_{\text{НОМ}}$ , Мвар	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$\cos\phi_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$x_d$ , о.е.	$\delta_{\text{НОМ}}$ , эЛ град	$k_{\text{зап}}$ , %	$I_{\text{НОМ}}$ , А
ТГ-1	12	9	15	0,8	3,15	1,85	35,05	27	2753
ТГ-2	12	9	15	0,8	3,15	1,85	35,05	25	2753
ТГ-3	40	30	50	0,8	10,5	2,65	39,30	23	2753
ТГ-4А	6	4,5	7,5	0,8	10,5	1,95	35,71	45	413
ТГ-4Б	6	4,5	7,5	0,8	10,5	1,95	35,71	63	413
ТГ-5	25	18,75	31,25	0,8	10,5	2,648	39,29	15	1720
ТГ-6	50	37,5	62,5	0,8	10,5	2,218	37,28	27	3441
ТГ-7	25	18,75	31,25	0,8	10,5	2,648	39,29	21	1720
ТГ-8	40	30	50	0,8	10,5	2,65	39,30	38	2753
ТГ-9	30	22,5	37,5	0,8	6,3	2,7	39,50	13	3441
ТГ-10	25	18,75	31,25	0,8	10,5	2,645	39,28	15	1720
ТГ-11	12	9	15	0,8	10,5	2,424	38,31	21	826
ТГ-12	25	18,75	31,25	0,8	10,5	2,9	40,26	15	1720

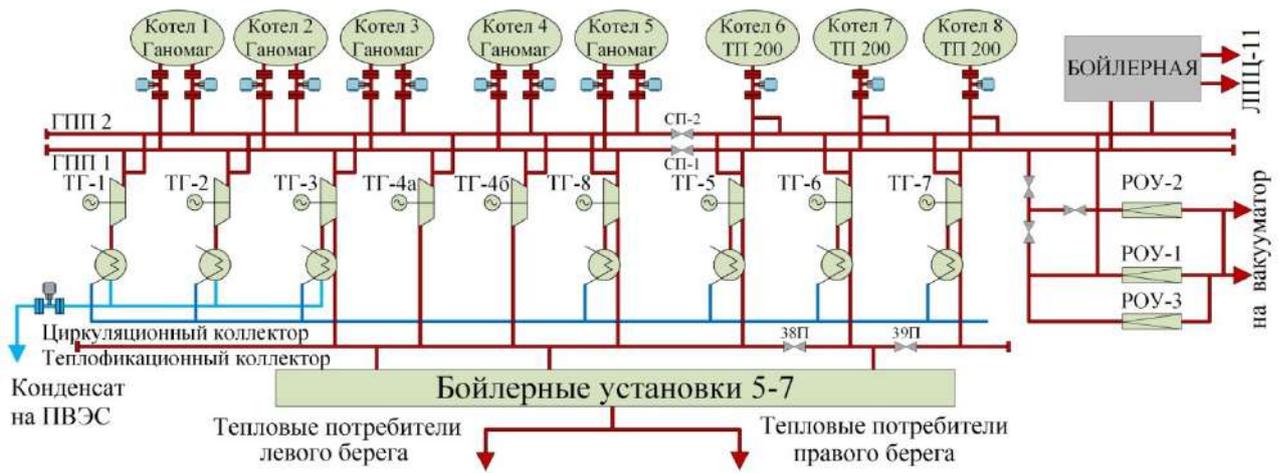


Рисунок 3.4 - Схема теплоснабжения потребителей ЦЭС

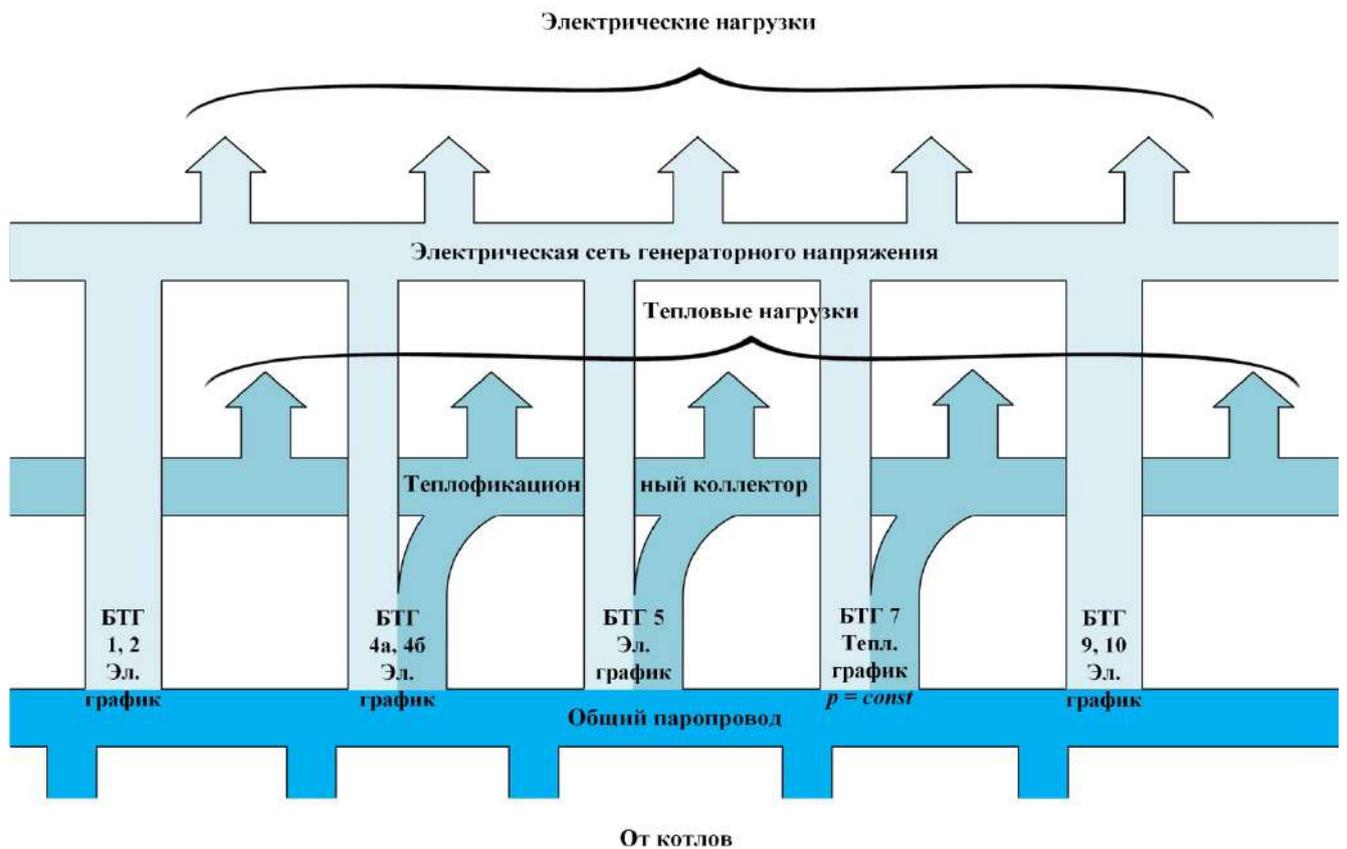


Рисунок 3.5 - Энергетическая диаграмма ЦЭС при выходе в автономный режим в результате действия дифференциальной защиты шин 110 кВ (генераторы, работающие в блоках генератор-трансформатор не показаны)

Для анализа влияния тепловых режимов на электрические сборки технические характеристики турбин и их систем регулирования.

Турбогенераторы №1 и №2 работают на собственные нужды ЦЭС. Турбина

паровая ПТ-12/35-10М, функционируют в конденсационном режиме. Представляет собой одновальный, одноцилиндровый агрегат. Имеет два регулируемых отбора пара – производственный и теплофикационный, и два нерегулируемых отбора на регенерацию. Система регулирования автоматически поддерживает на заданном уровне три параметра: частоту вращения ротора, давление в производственном и давление в теплофикационных отборах. Система гидродинамическая, однонасосная, с двумя ступенями усиления.

Турбогенераторы №3 и №8 работают в блоках генератор-трансформатор на шины 110 кВ связи с ЭС. Турбина паровая ПТ-30-2,9 конденсационная с двумя регулируемыми отборами пара: производственным и теплофикационным, предназначена для привода генератора переменного тока типа ТФП-40-2У3. Допускается длительная работа турбины под нагрузкой при отклонениях частоты вращения от 2940 до 3030 об/мин. В аварийных ситуациях допускается кратковременная работа турбины при частоте вращения: 3030 – 3060 об/мин не более 3 мин; 2940 – 2880 об/мин не более 5 мин; 2880 – 2820 об/мин не более 1 мин; 2820 – 2760 об/мин не более 10 сек. Система автоматического регулирования предназначена для управления частотой вращения при пуске, синхронизации, испытаниях автомата безопасности; автоматического поддержания частоты вращения ротора в соответствии со статической характеристикой; автоматического управления расходом пара в зависимости от тепловой нагрузки потребителей; предотвращения недопустимого повышения оборотов ротора турбины при сбросах нагрузки с отключением и без отключения генератора от сети; защиты турбины, путем прекращения подачи в нее пара при авариях.

Турбогенераторы №4а и №4б работают на шины 10 кВ. Турбина типа Р-6-35/3М, активная, с противодавлением. Отработавший пар после 9-й ступени давления поступает в теплофикационный коллектор. Система регулирования турбины предназначена для автоматического поддержания заданного числа оборотов ротора турбины при работе на индивидуальную электрическую сеть, либо для автоматического поддержания постоянного противодавления турбины при работе на индивидуальную тепловую сеть. Система однонасосная,

гидродинамическая, с двукратным усилением регулирующих импульсов (первая ступень усиления проточная, вторая – отсечная). Изменение числа оборотов турбины на холостом ходе и под нагрузкой при работе на индивидуальную электрическую сеть, а также изменение электрической мощности турбины при параллельной работе с другими источниками электроэнергии, осуществляется при помощи синхронизатора (регулятора скорости), который представляет собой устройство, изменяющее начальное натяжение пружины трансформатора давления.

Турбогенераторы № 5, 7 работают на шины 10 кВ. Турбины типа АТ-25-1, Т-25-2 двухцилиндровые, активные, конденсационные с регулируемым отбором пара на теплофикацию и двумя нерегулируемыми отборами пара на регенерацию. Впуск пара в турбину осуществляется дроссельным клапаном. Система автоматического регулирования турбины предназначена для автоматического поддержания: заданной частоты вращения с точностью  $\pm 1$  об/мин; заданной мощности с точностью  $\pm 0,5$  МВт; заданного давления в теплофикационном отборе  $\pm 0,05$  кгс/см<sup>2</sup>; регулирования частоты вращения с заданной неравномерностью (4-6,5)%. САР обеспечивает дистанционное и автоматическое управление во всех режимах работы, а также защиту в аварийных ситуациях.

Турбогенератор №6 работает в блоке генератор-трансформатор на шины 110 кВ связи с ЭС. Турбина паровая Т-42/50-2,9 (рисунок 3.6) конденсационная, с теплофикационным отбором пара, предназначена для привода генератора переменного тока. В аварийных ситуациях допускается кратковременная работа турбины при частоте вращения: 3030 – 3060 об/мин не более 3 мин; 2940 – 2880 об/мин не более 5 мин; 2880 – 2820 об/мин не более 1 мин; 2820 – 2760 об/мин не более 10 сек. Паротурбинная установка снабжена системой автоматического управления, включая автоматическую систему управления технологическими процессами, гидравлическую часть системы регулирования и защиты, а также исполнительные механизмы. Электрическая часть системы регулирования предназначена для управления частотой вращения ротора при пусках, остановках и синхронизации генератора с сетью, управления мощностью турбогенератора,

управления давлением пара в производственном и теплофикационном отборах турбины, а также температуры сетевой воды.

### Диаграмма режимов турбины ПТ-30-2.9

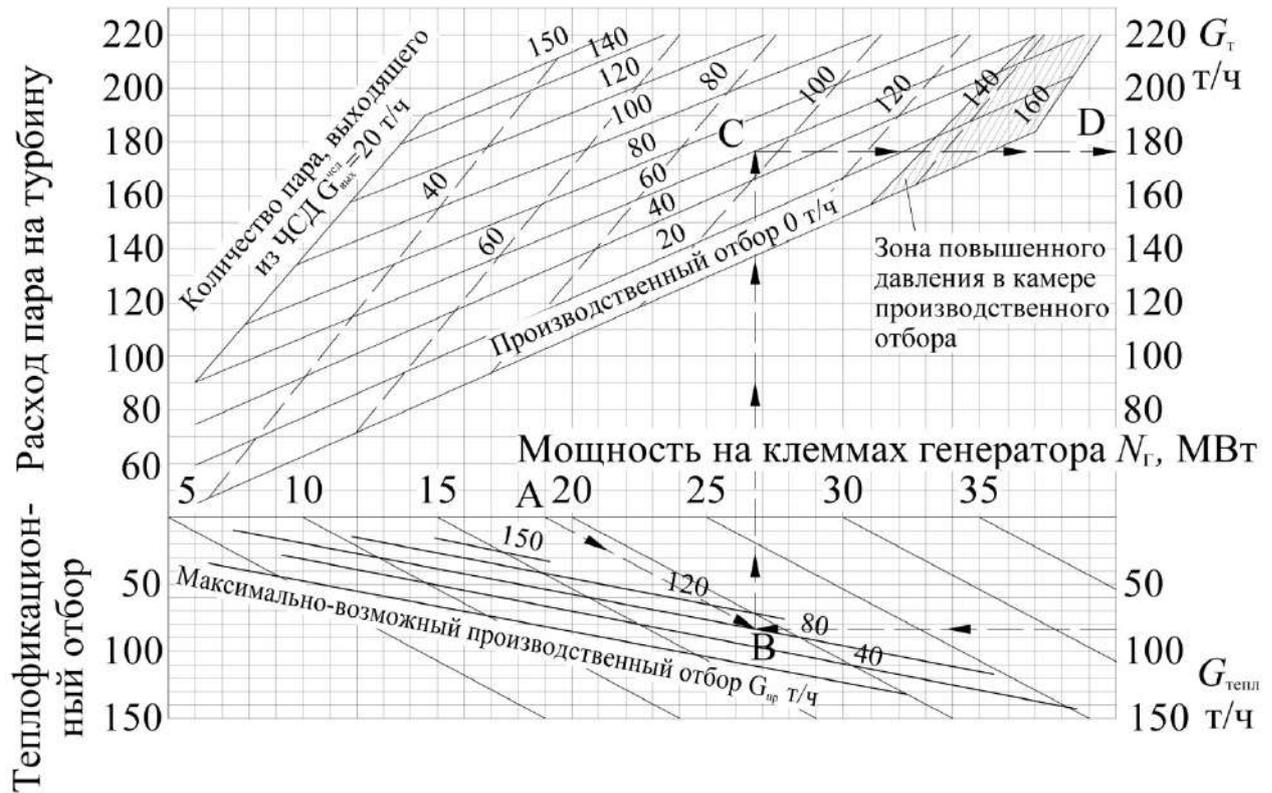


Рисунок 3.6 - Энергетическая диаграмма турбины Т-42/50-2,9

Автоматические защиты предотвращают развитие аварии в случае возникновения на турбине или другом оборудовании энергоблока аварийной ситуации. Действие защиты обеспечивается гидравлической системой регулирования. Аварийная сигнализация срабатывает при повышении частоты вращения до 3300 об/мин. Предусмотрена сигнализация при повышении частоты вращения до 3480 об/мин, означающая необходимость вскрытия и осмотра турбины. Технологическая защита автоматически прекращает подачу пара в турбину мгновенным закрытием стопорных клапанов. При повышении частоты вращения ротора турбины свыше 3360 об/мин. срабатывает автомат безопасности.

На рисунке 3.7 показаны возможные точки выхода в островной режим при действии дифференциальной защиты шин.

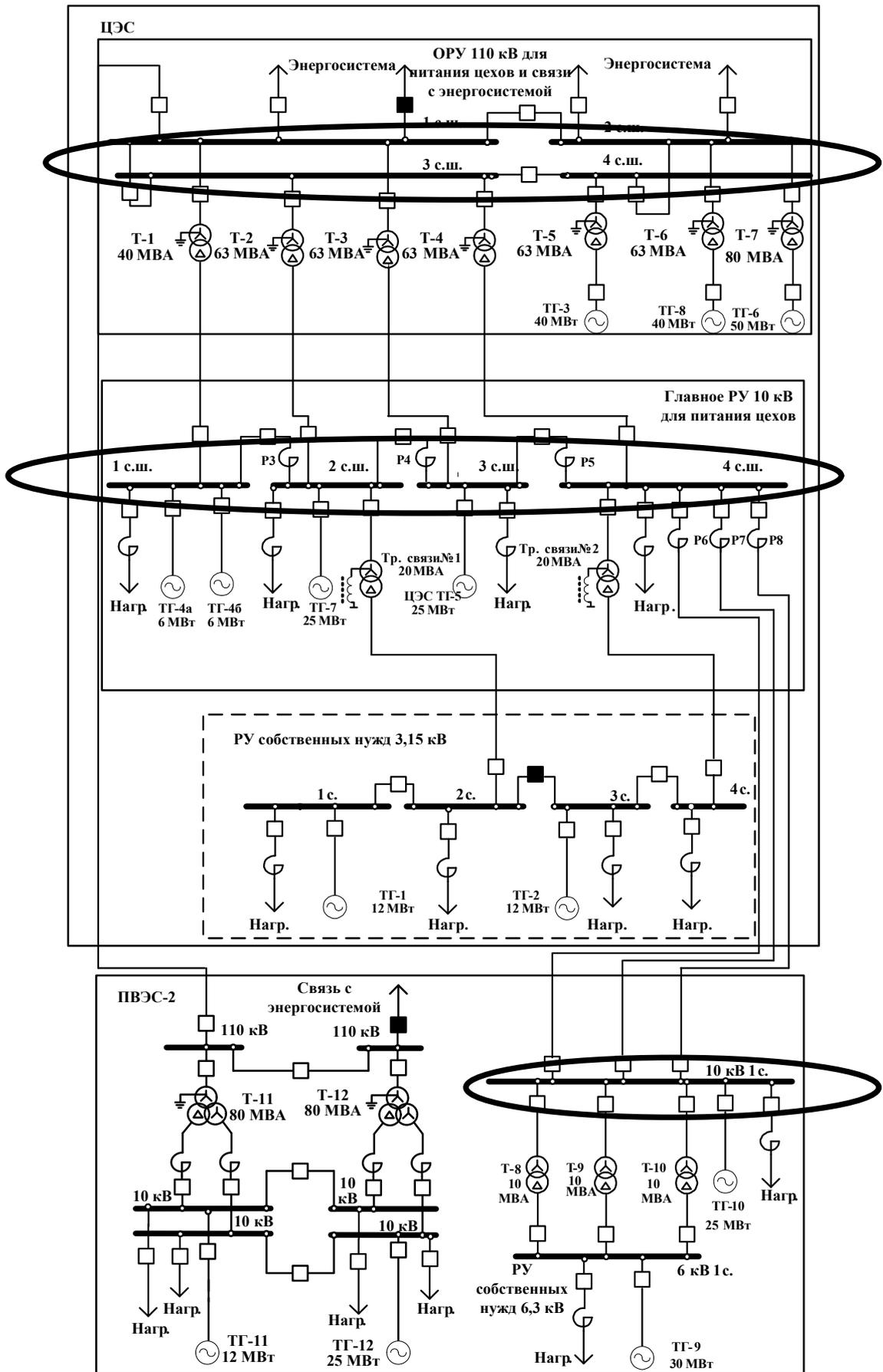


Рисунок 3.7 - Возможные точки выхода ЦЭС и ПВЭС-2 в островной режим

### 3.2 Регулирующий эффект узлов нагрузки ЗЭС

Анализ статической устойчивости промышленных синхронных генераторов не возможен без учета регулирующего эффекта нагрузки. Это связано с электрически близким расположением потребителей и источников местной генерации. Не исключены питание нагрузки непосредственно с шин генераторного напряжения и соизмеримость мощностей источников и энергоемких электроприемников. Поэтому необходимо учитывать регулирующий эффект нагрузки при выходе на отдельную с ЭС работу и длительное функционирование в островном режиме. С этой целью получен регулирующий эффект потребителей крупного металлургического предприятия с полным циклом производства. Выделены основные группы промышленных потребителей и получены комплексные нагрузки.

В общем случае зависимость активной и реактивной мощностей от частоты и напряжения для исследуемых потребителей может быть получена по следующим уравнениям регрессии:

$$P_* = a_0 + a_1 f_* + a_2 f_*^2; \quad (3.1)$$

$$Q_* = b_0 + b_1 f_* + b_2 f_*^2; \quad (3.2)$$

$$P_* = c_0 + c_1 U_* + c_2 U_*^2; \quad (3.3)$$

$$Q_* = d_0 + d_1 U_* + d_2 U_*^2; \quad (3.4)$$

где  $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2, c_0, c_1, c_2, d_0, d_1, d_2$  - коэффициенты регрессии;  $U, f$  - напряжения и частота источника питания.

При анализе статических характеристик асинхронных двигателей выявлено, что на них влияют следующие факторы: характер момента сопротивления на валу; коэффициент загрузки на валу; технические характеристики. Как правило, момент сопротивления на валу определяет регулирующий эффект активной мощности по частоте, а коэффициент загрузки - реактивной мощности по частоте и напряжению, что связано с преобладанием реактивной мощности

намагничивания или рассеяния. Регулирующий эффект активной мощности по напряжению как правило не существен. На рисунке 3.8 приведены в качестве примера статические характеристики асинхронного двигателя. Коэффициенты регрессии приведены в таблице 3.3.

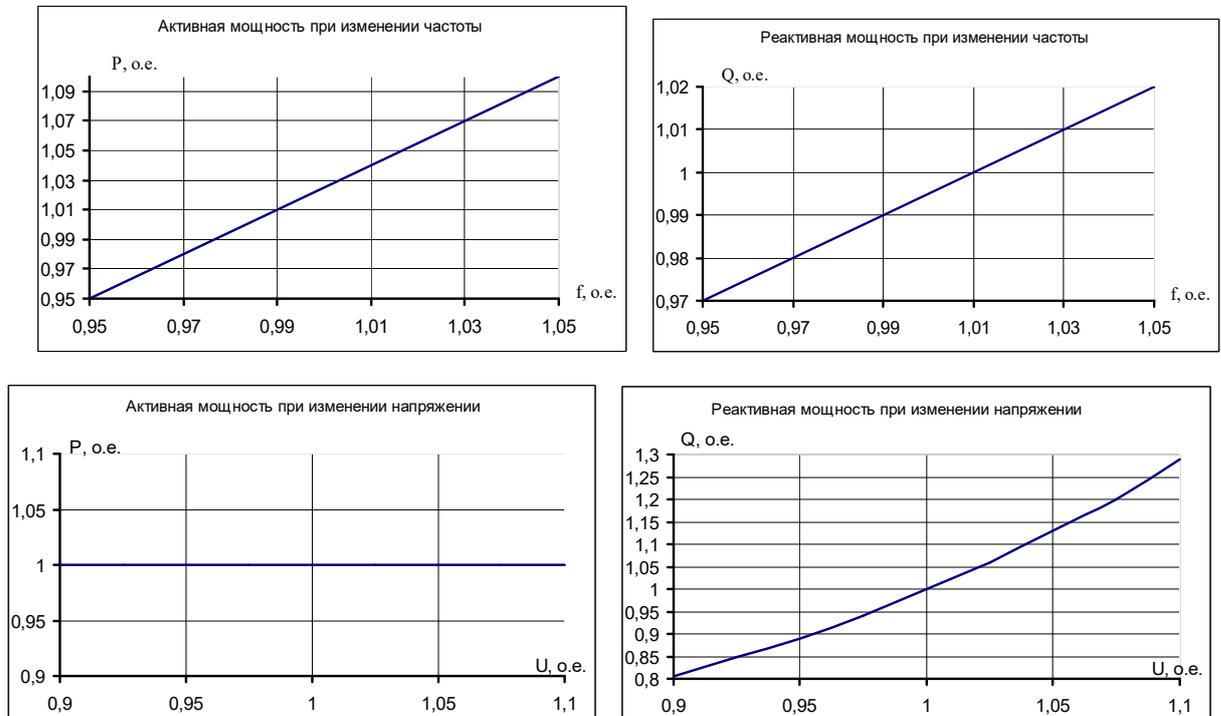


Рисунок 3.8 Статические характеристики асинхронного двигателя с коэффициентом загрузки 0,4 и постоянным моментом сопротивления на валу

Вид статических характеристик синхронных двигателей определяется большим рядом факторов:

- характером момента сопротивления на валу;
- коэффициентом загрузки на валу;
- величиной синхронного сопротивления;
- типом возбудителя синхронного двигателя;
- законом регулирования возбуждения.

Величина синхронного сопротивления обуславливает степень положительного регулирующего эффекта. Так, при синхронном сопротивлении меньше единицы, даже если двигатель без АРВ, снижение напряжения приведет к увеличению выдачи реактивной мощности и наоборот. Как правило,

тип возбудителя определяет реакцию системы возбуждения на тот или иной параметр режима и при работе без АРВ в большой степени влияет на статические характеристики по реактивной мощности. При электромашинном возбудителе ток возбуждения пропорционален как напряжению, так и частоте, а при тиристорном и бесщеточном возбуждении - только напряжению сети. При вентиляторном моменте сопротивления на валу снижение напряжения приводит к уменьшению выдачи реактивной мощности при достаточно больших коэффициентах нагрузки при законах регулирования на постоянство реактивной мощности, тока возбуждения, а также коэффициента мощности. Коэффициенты регрессии приведены в таблице 3.3.

На статические характеристики приводов постоянного тока влияют факторы:

- характер момента сопротивления на валу (в основном постоянный);
- тип преобразователя (нерегулируемый выпрямитель или управляемый тиристорный преобразователь).

При наличии нерегулируемого преобразователя реактивная мощность будет равна нулю, а активная мощность будет определяться напряжением сети. При наличии регулируемого преобразователя снижение напряжения в сети будет сопровождаться изменением угла вентиль с целью поддержания заданной частоты вращения. При этом реактивная мощность, потребляемая выпрямителем, будет уменьшаться, а активная останется неизменной. Как только вентиль откроется полностью, при дальнейшем снижении напряжения реактивная мощность потребляться не будет, а изменение активной будет носить тот же характер, как в случае с нерегулируемым выпрямителем.

Частотные преобразователи используются двух видов: непосредственный преобразователь частоты и частотный преобразователь с автономным инвертером. Питаться они могут синхронный или асинхронный двигатели. При использовании частотного преобразователя с автономным инвертером статические характеристики по активной мощности определяются степенью снижения напряжения в сети.

Таблица 3.3 - Коэффициенты регрессии двигателей переменного тока

	Асинхронный двигатель															
	Постоянный момент на валу								Вентиляторный момент на валу							
	$k_3 = 0,4$				$k_3 = 0,7$				$k_3 = 0,4$				$k_3 = 0,7$			
	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$
$a_1$	-2,26	-1,42	0,299	0,45	-2,26	-2,32	0,299	0,425	-0,606	2,615	0,973	3,632	-0,606	4,811	0,973	4,732
$a_2$	5,45	4,37	0,855	0,83	5,45	4,88	0,855	0,226	0,513	-4,244	0,0518	-7,679	0,513	-10,17	0,0518	-8,646
$a_3$	-2,18	-1,95	-1,57	-0,29	-2,18	-1,52	-1,57	0,33	1,092	2,629	-0,025	5,046	1,092	6,360	-0,025	4,913
Синхронный двигатель без АРВ, $k_3 = 0,4$																
	Электромашиный возбудитель				Электромашиный независимый возбудитель				Тиристорный возбудитель				Безщеточный возбудитель			
	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$
$a_1$	-2,26	-3,85	0,299	-0,08	-2,26	-6,6	0,299	-0,61	-2,26	-3,85	0,299	-0,08	-2,26	-6,6	0,299	-0,61
$a_2$	5,45	8,4	0,85	1,53	5,45	11,9	0,85	1,59	5,45	8,4	0,85	1,53	5,45	11,9	0,85	1,59
$a_3$	-2,18	-3,59	-0,157	-0,45	-2,18	-4,3	-0,157	0,02	-2,18	-3,59	-0,157	-0,45	-2,18	-4,3	-0,157	0,02
Синхронный двигатель с АРВ, $k_3 = 0,4$																
	$U = \text{const}$				$Q_{CM} = \text{const}$				$I_f = \text{const}$				$\cos \varphi = \text{const}$			
	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$
$a_1$	-2,55	1,098	0,36	1,01	-2,26	-2,9	0,29	0,16	-2,26	-2,9	0,29	0,16	-2,26	-8,7	0,29	-1,16
$a_2$	6,14	0,15	0,77	0,15	5,45	6,8	0,85	1,1	5,45	6,8	0,85	1,1	5,45	16,77	0,85	2,92
$a_3$	-2,58	-0,253	-0,14	-0,16	-2,18	-2,8	-0,15	-0,26	-2,18	-2,8	-0,15	-0,26	-2,18	-7	-1,5	-0,76

В общем случае, потребление активной мощности от напряжения и частоты не меняется, при просадках 10-20 % преобразователь будет отключен от сети. Потребление реактивной мощности зависит от зарегулированности выпрямителя и угла открытия тиристорov при наличии такового. У непосредственных преобразователей частоты статические характеристики по активной мощности аналогичны, по реактивной носят сложный характер в зависимости от переключения вентилей.

С помощью ПК «КАТРАН» (Приложение П.2) получены статические характеристики двигателя постоянного тока, получающего питание от неуправляемого преобразователя (рисунок 3.9), показывающие, что активная и реактивная мощность от частоты не зависят. Выпрямитель открыт полностью и потребление реактивной мощности равно нулю. Зависимости построены для двигателей постоянного тока с независимым возбуждением. На рисунке 3.10 приведены статические характеристики двигателя постоянного тока, получающего питание от управляемого тиристорного преобразователя. Рассмотрен двигатель, работающий с постоянным моментом сопротивления на валу при коэффициенте загрузки 0,8. Очевидно, активная и реактивная мощность не зависят от частоты при незначительном ее отклонении. При малом отклонении напряжения активная мощность не изменяется за счет изменения реактивной. При большем снижении напряжения тиристоры полностью открываются, реактивная мощность снижается до нуля, и двигатель работает как нерегулируемый. Активная мощность, потребляемая установкой с частотным преобразователем, определяется работой двигателя и мало зависит от напряжения. Реактивная мощность выпрямителя равна нулю. Частота сети на потребление практически не влияет. Коэффициенты регрессии приведены в таблице 3.4.

К основным электротехнологическим установкам относятся дуговые сталеплавильные печи, электрические печи сопротивления, индукционные печи. Печь сопротивления потребляет только активную мощность, зависящую от квадрата изменения напряжения. Потребляемая индукционной печью мощность будет определяться как величиной напряжения, так и частоты. Характеристики же

дуговой печи имеют сложный характер и обусловлены падающей ВАХ. Коэффициенты регрессии осветительной нагрузки и электротехнологических установок приведены в таблице 3.5.

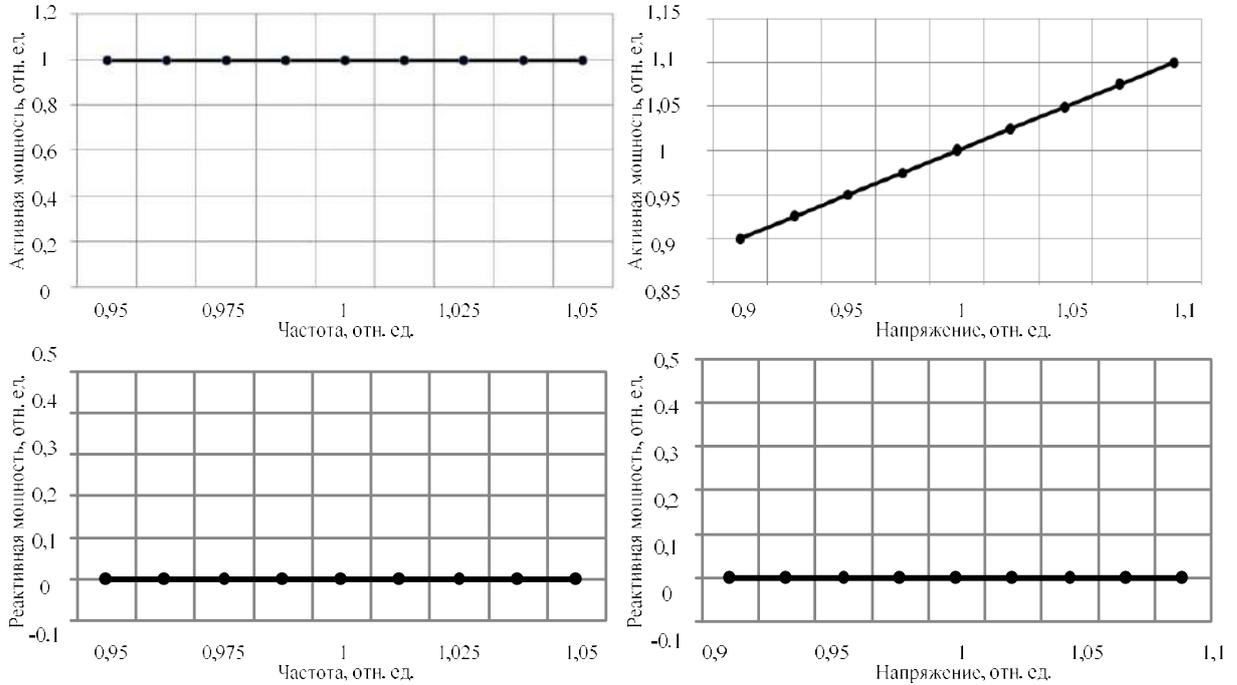


Рисунок 3.9 - Статические характеристики двигателя постоянного тока, получающего питание от нерегулируемого выпрямителя

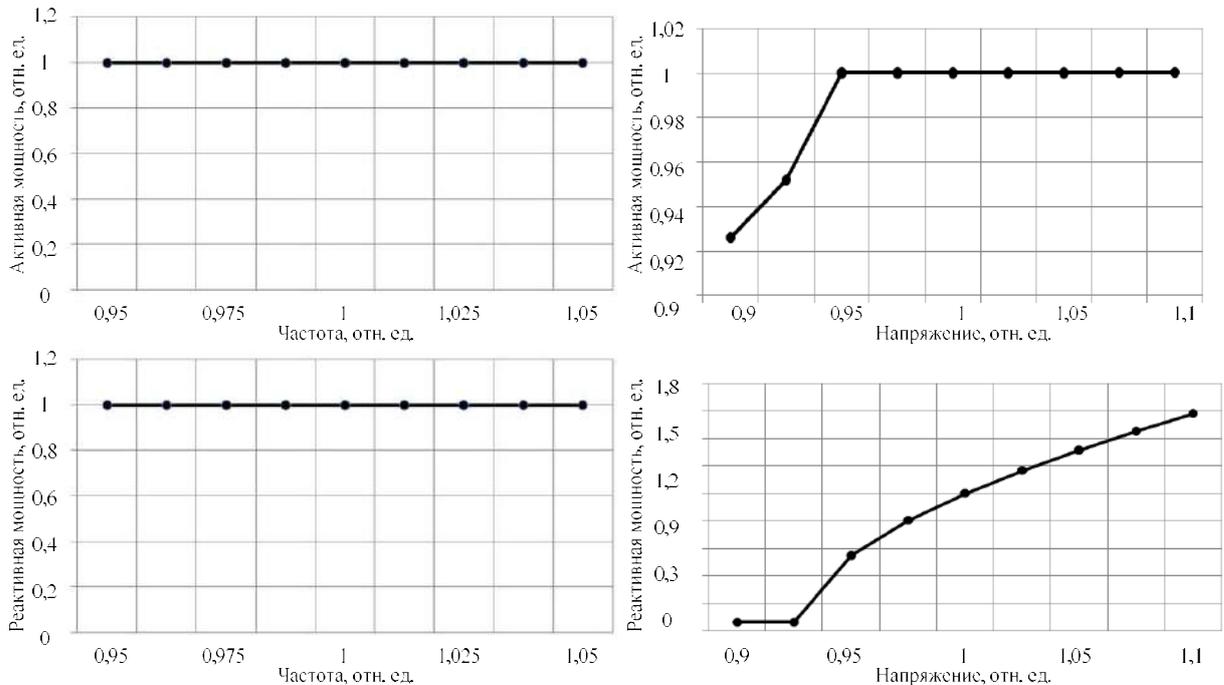


Рисунок 3.10 - Статические характеристики двигателя постоянного тока, получающего питание от тиристорного выпрямителя

Таблица 3.4 – Коэффициенты регрессии для выпрямительной нагрузки при коэффициенте загрузки  $k_3=0,7$ 

	Неуправляемый тиристор				Управляемый тиристор				АИН				НПЧ			
	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$
$a_1$	1	1	0,037	1	1	1	-3,119	-25,739	0,994	0	0,986	5,871	1	1	1	-12,08
$a_2$	0	0	0,926	0	0	0	7,948	45,317	0,012	1	0,012	-7,985	0	0	0	24,13
$a_3$	0	0	0,036	0	0	0	-3,827	-18,611	-0,006	0	0,001	3,112	0	0	0	-11,12

Таблица 3.5 – Коэффициенты регрессии для осветительной нагрузки и электротехнологических установок

	Осветительные установки															
	Лампа накаливания				Люминесцентная лампа				ДРЛ							
	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$
$a_1$	-2,26	-8,76	0,29	-1,16	4,8	4,9	1,79	1,8	4,8	4,9	1,79	1,8	4,8	4,9	1,79	1,8
$a_2$	5,45	16,7	0,85	2,9	-6,67	-6,9	-1,07	-1,17	-6,67	-6,9	-1,07	-1,17	-6,67	-6,9	-1,07	-1,17
$a_3$	-2,18	-7	-0,15	-0,79	2,8	-2,9	0,27	0,32	2,8	-2,9	0,27	0,32	2,8	-2,9	0,27	0,32
	Электротехнологические установки															
	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$	$P=f(f)$	$Q=f(f)$	$P=f(U)$	$Q=f(U)$
	$a_1$	1	1	0	1	6,55	4,6	2,27	2,27	6,55	4,6	2,27	2,27	6,55	4,6	2,27
$a_2$	0	0	0	0	-9,16	-6,28	-1,56	-1,56	-9,16	-6,28	-1,56	-1,56	-9,16	-6,28	-1,56	-1,56
$a_3$	0	0	1	0	3,6	2,65	0,29	0,29	3,6	2,65	0,29	0,29	3,6	2,65	0,29	0,29

Регулирующие коэффициенты характерных нагрузок промышленного предприятия приведены в таблице 3.6. В ходе работы проведен анализ состава потребителей ряда цехов металлургического предприятия, характерных для имеющих место переделов (таблица 3.7). Полученные статические характеристики цехов определялись характером единичных электроприемников.

Наименьшие значения регулирующего эффекта соответствуют цехам, имеющим в своем составе двигатели постоянного тока или частотно-регулируемые приводы. Наибольшее значение регулирующего эффекта активной мощности по частоте характерно для цехов, имеющих в своем составе большую долю двигателей переменного тока с вентиляторным моментом сопротивления на валу. Статические характеристики реактивной мощности по напряжению у асинхронных двигателей обусловлены преимущественно коэффициентом загрузки на валу, а у синхронных – величиной синхронного индуктивного сопротивления, фактическим током возбуждения и наличием АРВ.

После анализа характера и числа электроприемников исследован регулирующий эффект нагрузки. Определены статические характеристики отдельных цехов ПАО «ММК». В качестве примера приведены на рисунках 3.11, 3.12 статические характеристики по коксовому и паросиловому цеху. В таблицах 3.8, 3.9 представлены коэффициенты регрессии и регулирующие эффекты нагрузки основных цехов металлургического производства, а также некоторых низковольтных потребителей. В общем случае статические характеристики носят нелинейный характер и могут быть представлены уравнением второго порядка.

Однако, часто при расчетах режимов необходимы статические характеристики на шинах крупных подстанций, от которых получает питание большое число электроприемников. При этом согласно закону больших чисел появляется возможность получения обобщенных регулирующих коэффициентов комплексной нагрузки. В качестве узла, позволяющего получить статические характеристики комплексной нагрузки, выбрано главное распределительное устройство ЦЭС ПАО «ММК» ГРУ-10 кВ.

Таблица 3.6 - Регулирующие коэффициенты характерных нагрузок промышленного предприятия

Регулирующий эффект	Асинхронные двигатели					Синхронные двигатели					Регулируемые двигатели постоянного тока					Освещение (ДРЛ и ДРИ)	Электрические печи			
	Наличие автоматического регулирования параметров режима																Сопротивления	Индукционная	Дуговая	
	Нерегулируемый					Без АРВ					АРВ									Питание от нерег. выпрямителя
	Характер момента сопротивления на валу двигателя																			
	Вентил.			Пост.			Вентиляторный			Постоянный										
	Коэффициент загрузки																			
	0,3	0,7	0,9	0,4	0,8	0,3	0,6	0,9	0,8	0,4	0,8	0,4	0,9	0,5	0,8					
	$k_{PF}$	2,7	2,7	2,7	1	1	2,7	2,7	2,7	1	1	1	0	0	0		0	-0,9	0	-2
$k_{QF}$	0,63	2,5	3,5	1,3	1,38	1,54	1,54	1,54	1,7	0,45	-1,9	0	0	0	0	-0,9	0	-1	-1	
$k_{PU}$	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,7	2	2	2	
$k_{QU}$	2,9	1,5	1	2,4	1,4	2,2	3	4	4,1	-4,2	-6	0	0	1,65	1,9	3,5	0	2	2	

Таблица 3.7 - Доля характерных электроприемников рассматриваемого металлургического предприятия в общей нагрузке основных цехов ПАО «ММК»

Название цеха	Процентное соотношение рабочих электроприемников в цехе по установленной мощности																Освещение	Электрические печи
	Асинхронные двигатели					Синхронные двигатели					Регулируемые двигатели постоянного тока							
	Наличие автоматического регулирования параметров режима																	
	Нерегулируемый					Без АРВ					АРВ		Питание от нерег. выпрямителя		Питание от тиристорного преобразователя			
	Характер момента сопротивления на валу двигателя																	
	Вентил.		Пост.			Вентиляторный			Постоянный									
	Коэффициент загрузки																	
	0,3	0,7	0,9	0,4	0,8	0,3	0,6	0,9	0,8	0,4	0,8	0,4	0,9	0,5	0,8			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
1. ГОП Аглофабрика №4	-	52	-	3	16	-	-	-	26	-	-	-	-	-	1	2	-	
2. Коксовый цех №2	-	-	16	69	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	1	-	
3. Цех улавливания № 2	-	90	-	1,6	-	-	-	7	-	-	-	-	-	-	-	1,4	-	
4. Доменный цех	0,7	-	25	2	-	-	-	-	-	-	49	5	-	18	-	0,3	-	
5. ККЦ Конвертерное отделение	-	-	17	45	-	-	6	-	-	-	-	27	-	-	-	5	-	
6. ККЦ ОНРС	1	12	-	10	3	-	-	-	-	-	-	13	-	53	6	2	-	



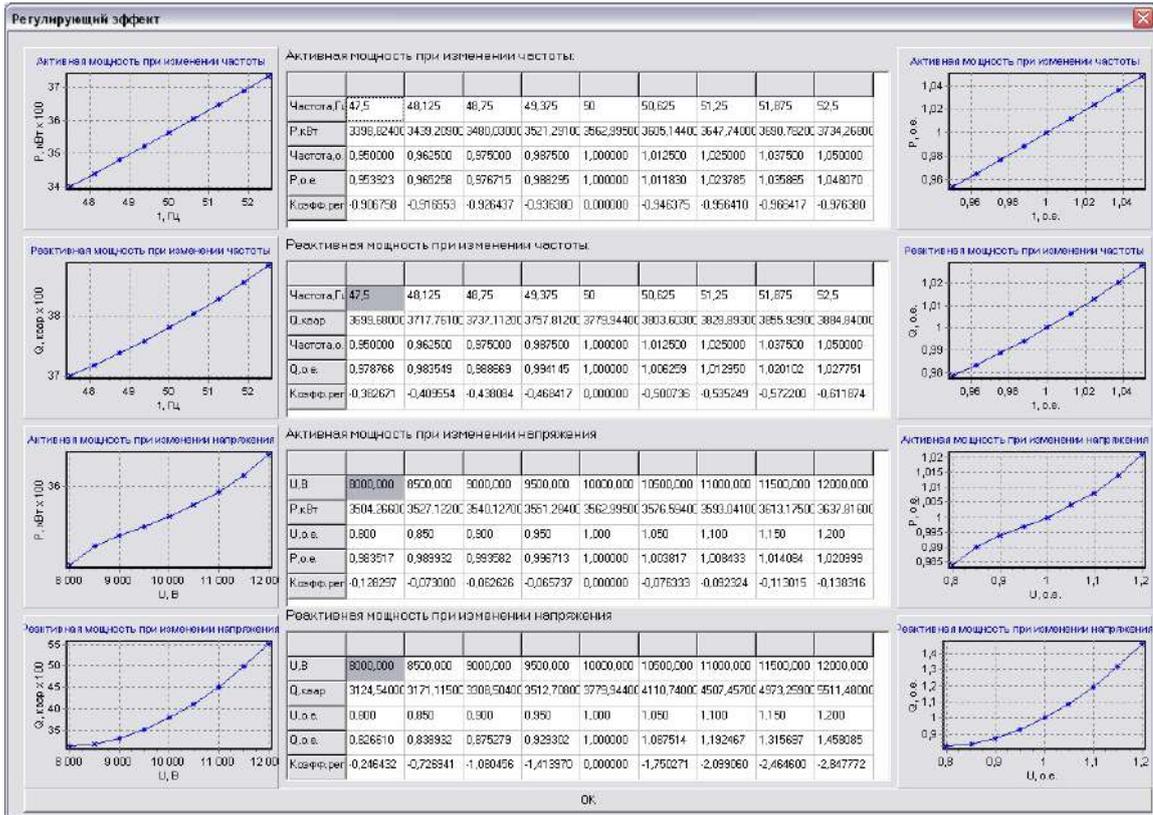


Рисунок 3.11 - Результирующие статические характеристики по коксовому цеху

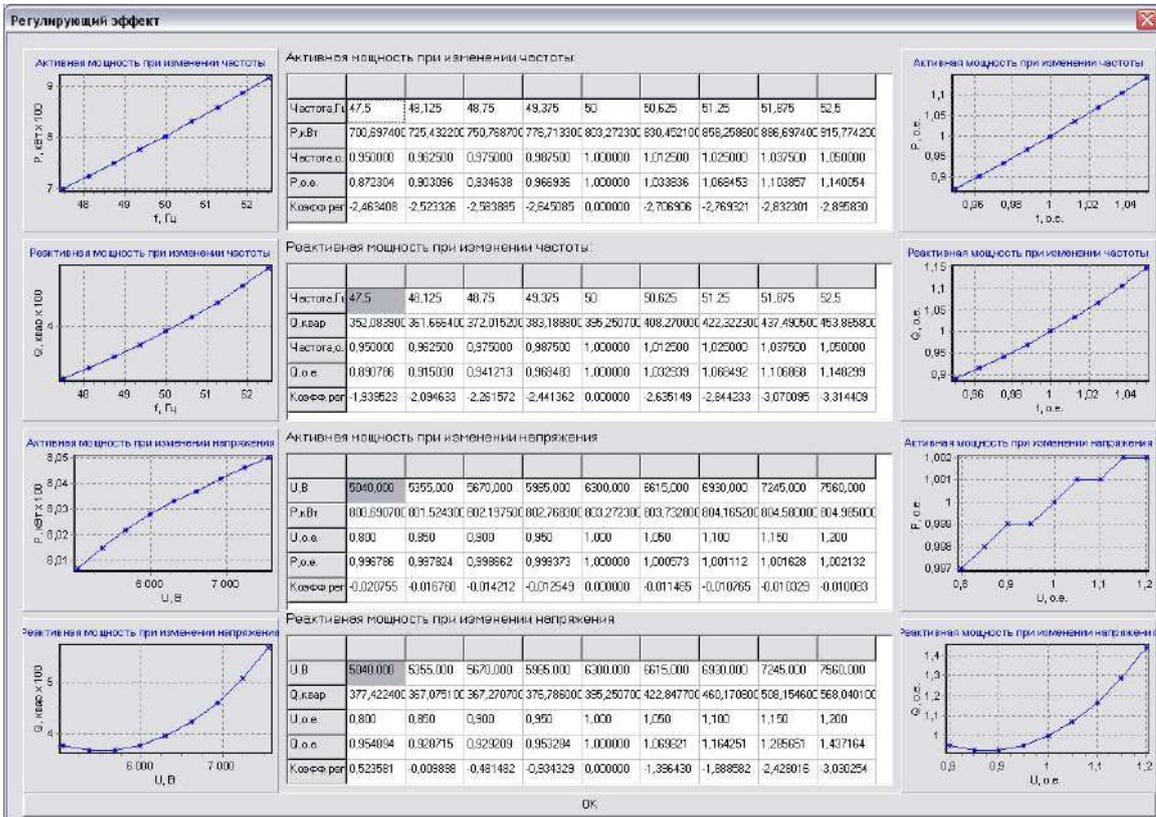


Рисунок 3.12 - Результирующие статические характеристики по паросиловому цеху

Таблица 3.8 - Коэффициенты регрессионных зависимостей статических характеристик нагрузки основных цехов ПАО «ММК»

Название цеха		Регулирующий эффект											
		$P=f(f)$			$Q=f(f)$			$P=f(U)$			$Q=f(U)$		
		$b_0$	$b_1$	$b_2$	$b_0$	$b_1$	$b_2$	$b_0$	$b_1$	$b_2$	$b_0$	$b_1$	$b_2$
1.	ГОП. Аглофабрика № 4	-0,83	1,83	0	-1,61	2,61	0	1	0	0	14,36	-24,81	11,45
2.	Коксовый цех № 2	-3,06	7,07	-3,01	0,023	0,977	0	0,8	0,2	0	4	-8,05	5,05
3.	Цех улавливания № 2	-1,69	2,69	0	-1,47	2,47	0	0,993	0,007	0	4,64	-8,55	4,91
4.	Доменный цех	-0,36	1,36	0	96,88	-95,88	0	0,969	0,031	0	-84,5	189,9	-104,4
5.	ККЦ Конвертерное отделение	-0,45	1,45	0	-1,59	2,59	0	0,77	0,23	0	8,47	-15,79	8,32
6.	ККЦ ОНРС	0,423	0,577	0	1,465	-1,213	0,748	0,9	0,1	0	-0,667	1,673	0
7.	Мартен. Внепечная обработка стали	-1,068	2,068	0	-1,34	2,34	0	0,828	0,171	0	4,7	-8,627	4,927
8.	ЛПЦ-10. Чистовая группа клетей	0,92	0,08	0	0,965	0,035	0	1	0	0	-0,849	1,849	0
9.	ЛПЦ-10. Черновая группа клетей	-0,11	1,11	0	-0,477	1,477	0	1	0	0	10,77	-9,77	0
10.	ЛПЦ-5. Прокатное отделение	0,224	0,776	0	4,128	-3,128	0	0,883	0,117	0	16,94	-15,94	0
11.	ЛПЦ 3. Отделение покрытий	-0,14	1,14	0	2,48	-3,54	2,06	1	0	0	0,57	-0,78	1,21
12.	Копровый цех	1,58	2,58	0	-5,24	6,24	0	1	0	0	13,76	-23,33	10,57
13.	Цех изложниц	3,97	-5,6	2,63	1,469	-0,469	0	-0,269	1,269	0	1,49	-2,85	2,36
14.	Фасонно-литейный цех	0,609	0,391	0	3,318	-4,624	2,306	-0,022	1,022	0	1,63	-2,88	2,25
15.	Кислородн. станция № 5	-1,69	2,69	0	-0,535	1,535	0	1	0	0	-3,259	4,259	0
16.	ПСЦ. Котельная № 2	-1,67	2,67	0	-2,47	3,47	0	0,989	0,011	0	5,8	-10,02	5,22
17.	Собственные нужды ЦЭС	-1,927	2,927	0	-0,91	1,91	0	0,993	0,007	0	5,2	-10,4	6,2
20.	ЛПЦ-8. Нагрузка 0,4 кВ	-1,112	2,112	0	8,05	-16,65	9,6	0,618	0,382	0	4,525	-7,752	4,227
21.	ЦЭС. Щит № 1 0,4 кВ	-0,963	1,963	0	-0,717	1,717	0	0,5	0,5	0	4,693	-9,457	5,764

Таблица 3.9 - Регулирующий эффект основных производственных цехов ПАО «ММК»

Название цеха		Регулирующий эффект			
		$k_{Pf}$	$k_{Of}$	$k_{PU}$	$k_{OU}$
1.	ГОП. Аглофабрика № 4	1,83	2,61	0	-1,9
2.	Коксовый цех № 2	1,09	0,98	0,2	2,03
3.	Цех улавливания № 2	2,69	2,48	0,01	1,28
4.	Доменный цех	1,36	-10	0,03	-9
5.	ККЦ Конвертерное отделение	1,45	2,59	0,23	0,84
6.	ККЦ ОНРС	0,58	0,28	0,1	1,67
7.	Мартен. Внепечная обработка стали	2,07	2,34	0,17	1,23
8.	ЛПЦ-10. Чистовая группа клетей	0,08	0,03	0	1,85
9.	ЛПЦ-10. Черновая группа клетей	1,11	1,48	0	-5
10.	ЛПЦ-5. Прокатное отделение	0,78	-3,13	0,12	-8
11.	ЛПЦ 3. Отделение покрытий	1,14	0,59	0	1,63
12.	Копровый цех	2,58	6,24	0	-2,19
13.	Цех изложниц	-0,35	-0,47	1,27	1,89
14.	Фасонно-литейный цех	0,39	-0,01	1,02	1,61
15.	Кислородная станция № 5	2,7	1,53	0	4,26
16.	ПСЦ. Котельная № 2	2,68	3,47	0,01	0,43
17.	Собственные нужды ЦЭС	2,93	1,91	0,01	2
18.	ПВЭС	2,5	1,7	0,1	3,2
19.	Береговая насосная № 1	3,1	0,41	-0,09	2,2
20.	ЛПЦ-8. Нагрузка на напряжении 0,4 кВ	2,69	4,3	0,02	0,33
21.	ЦЭС. Щит № 1 0,4 кВ	1,69	1,72	0,5	2,07
22.	Кислородная станция № 5. Нагрузка на напряжении 0,4 кВ	2,11	2,54	0,38	0,7

Такой выбор связан с тем, что с шин данного распределительного устройства получает большое число цехов, в том числе коксовый, доменный,

мартен, кислородно-конвертерный, листопрокатные, копровый, насосные и др. На основе статических характеристик отдельных цехов осуществлен расчет комплексных статических характеристик на шинах ЦЭС.

Данные характеристики представлены на рисунке 3.13 для всей нагрузки, питающейся с шин главного распределительного устройства ГРУ-10 кВ ЦЭС. Комплексные статические характеристики каждой из секций были получены расчетным путем с помощью разработанного программного обеспечения и приведены в таблице 3.10.

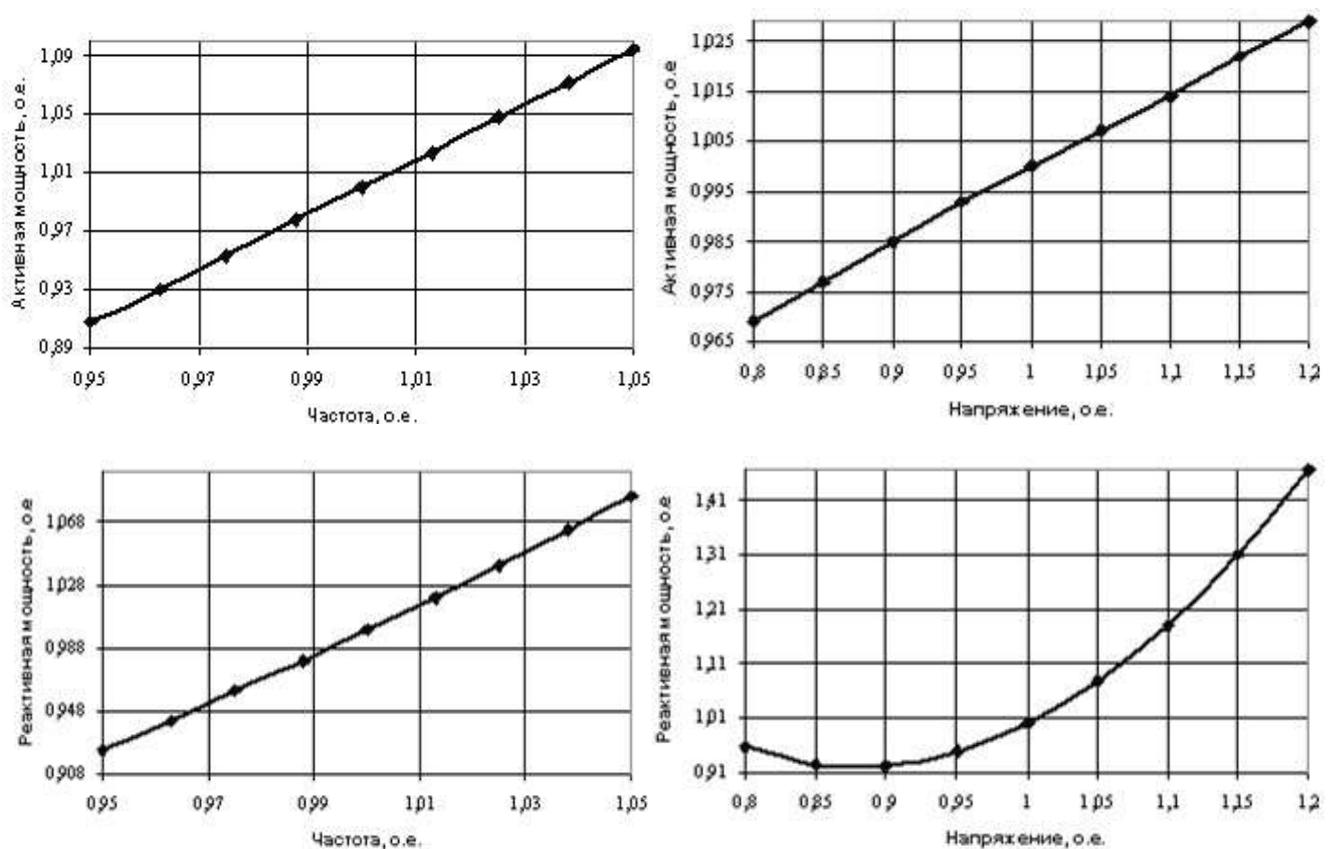


Рисунок 3.13 - Статические характеристики нагрузки ГРУ 10 кВ ЦЭС ПАО «ММК»

В результате исследования данных характеристик были сделаны выводы о возможности применения обобщенных регулирующих коэффициентов при расчетах установившихся и переходных режимов в промышленных системах электроснабжения, имеющих в своем составе собственные электростанции.

В результате для расчетов могут быть приняты следующие пределы:

- ✓ Регулирующий эффект активной мощности по частоте 1 – 2,4;

- ✓ Регулирующий эффект реактивной мощности по частоте 0,9 – 2,1;
- ✓ Регулирующий эффект активной мощности по напряжению 0,1 – 0,3;
- ✓ Регулирующий эффект реактивной мощности по напряжению 1,3–2.

Таблица 3.10 - Регулирующий эффект комплексной нагрузки на шинах ГРУ-10 кВ ЦЭС

Номер секции ГРУ-10 кВ ЦЭС	$k_{Pf}$	$k_{Qf}$	$k_{PU}$	$k_{QU}$
1 секция	0,966	0,833	0,164	1,935
2 секция	2,536	2,252	0,113	1,363
3 секция	1,358	1,827	0,4	1,215
4 секция	2,105	0,971	0,076	1,998
Результирующая характеристика	1,875	1,628	0,157	1,327

Регулирующий эффект комплексной нагрузки на ЦРУ-3 кВ ЦЭС с учетом генераторов собственных нужд представлен на рисунке 3.14, а коэффициенты регрессии приведены в таблице 3.11. Очевидно, что наличие источников распределенной генерации существенно изменяет регулирующий эффект узла в силу изменения потоков мощности. Влияние источников распределенной генерации обусловлено их мощностью и законами регулирования возбуждения и скорости при параллельной работе с ЭС. Как правило, такие машины выдают заданное значение активной мощности, соответствующее тепловому или электрическому графику нагрузки. Величина реактивной мощности обусловлена действием автоматического регулирования возбуждения. В данных расчетах принято, что источники работали с постоянством выработки реактивной мощности.

На рисунках 3.15-3.18 приведено влияние распределительной сети на статические характеристики. В ходе оценки влияния распределительных сетей на потребляемую мощность нагрузки исследовано конвертерное отделение ККЦ ПАО «ММК». Как видим из полученных результатов, учет распределительных сетей изменяет характер кривой, однако влияние на абсолютную величину потребляемой мощности при изменении напряжения и частоты сети невелико и составляет около 3 %. Следовательно, при проведении практических расчетов

установившихся и переходных режимов, сопровождающихся неглубокими изменениями напряжения и частоты, допустимо пользоваться статическими характеристиками, снятыми в при изменении напряжения непосредственно на выводах исследуемого узла нагрузки.

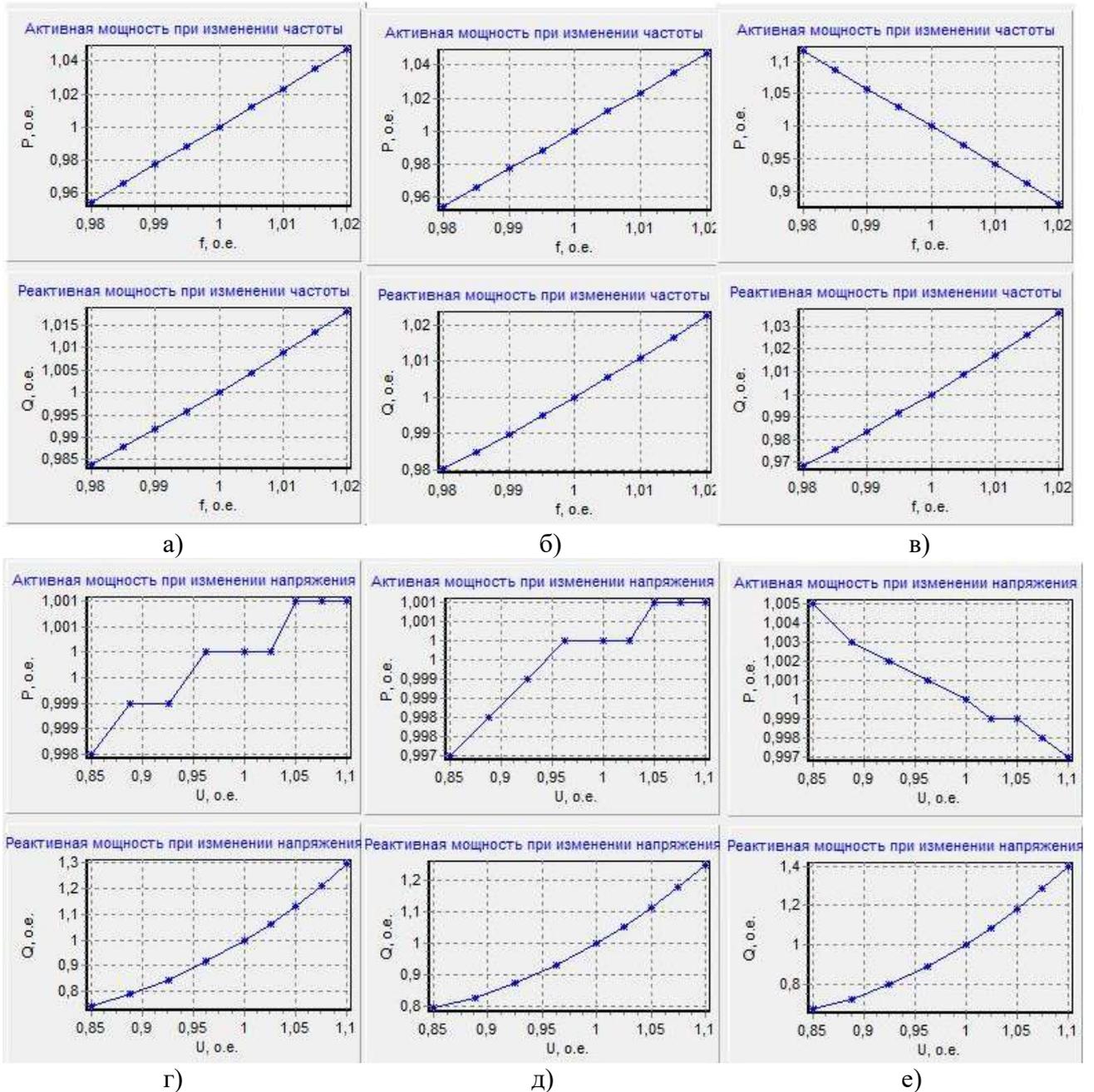


Рисунок 3.14 - Статические характеристики только двигательной нагрузки (а, г), с учетом распределительной сети (б, д) и с учетом распределенной сети и генерации (в, е)

Таблица 3.11 - Коэффициенты регрессии статических характеристик потребителей собственных нужд с учетом параметров распределительной сети и источников распределенной генерации

Состав оборудования	Зависимость активной мощности от частоты			Зависимость реактивной мощности от частоты		
	<i>A1</i>	<i>A2</i>	<i>A3</i>	<i>B1</i>	<i>B2</i>	<i>B3</i>
Потребители 1-2 секции	0,338	-1,026	1,689	4,009	-6,782	3,771
Потребители 3-4 секции	3,476	-7,265	4,787	4,1489	-7,265	4,116
Потребители 1-2 секции с реакторами	0,338	-1,026	1,688	4,203	-7,300	4,096
Потребители 3-4 секции с реакторами	3,211	-6,631	4,421	3,702	-6,632	3,929
Потребители 1-2 секции с реакторами и ТГ-1	6,244	-7,416	2,168	3,729	-7,419	4,69
Потребители 3-4 секции с реакторами и ТГ-2	13,204	-14,726	2,514	7,296	-14,725	8,428
Состав оборудования	Зависимость активной мощности от напряжения			Зависимость реактивной мощности от напряжения		
	<i>C1</i>	<i>C2</i>	<i>C3</i>	<i>D1</i>	<i>D2</i>	<i>D3</i>
Потребители 1-2 секции	0,961	0,067	-0,028	3,361	-7,264	4,903
Потребители 3-4 секции	0,889	0,302	-0,191	3,489	-7,299	4,810
Потребители 1-2 секции с реакторами	0,961	0,067	-0,028	3,211	-6,631	4,420
Потребители 3-4 секции с реакторами	0,927	0,132	-0,059	3,765	-7,414	4,649
Потребители 1-2 секции с реакторами и ТГ-1	0,996	0,018	-0,014	5,951	-14,722	9,77
Потребители 3-4 секции с реакторами и ТГ-2	1,216	-0,389	0,171	7,43	-16,119	9,682

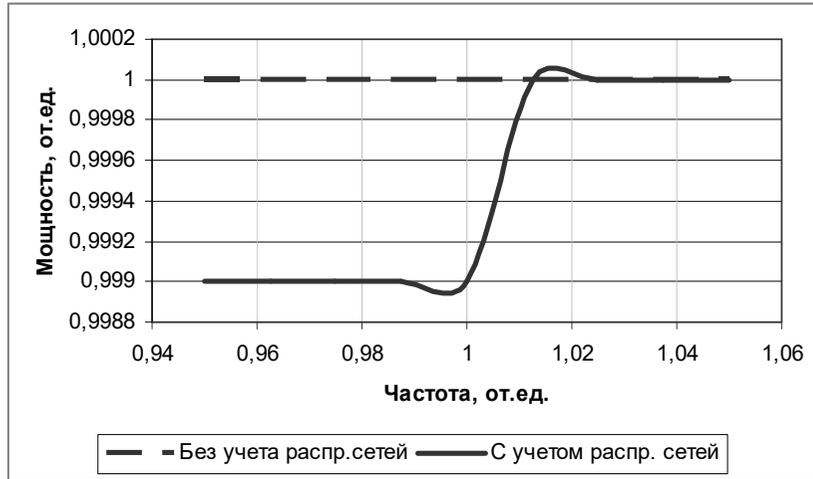


Рисунок 3.15 – Активная мощность при изменении частоты  
 $P=\varphi(f)$

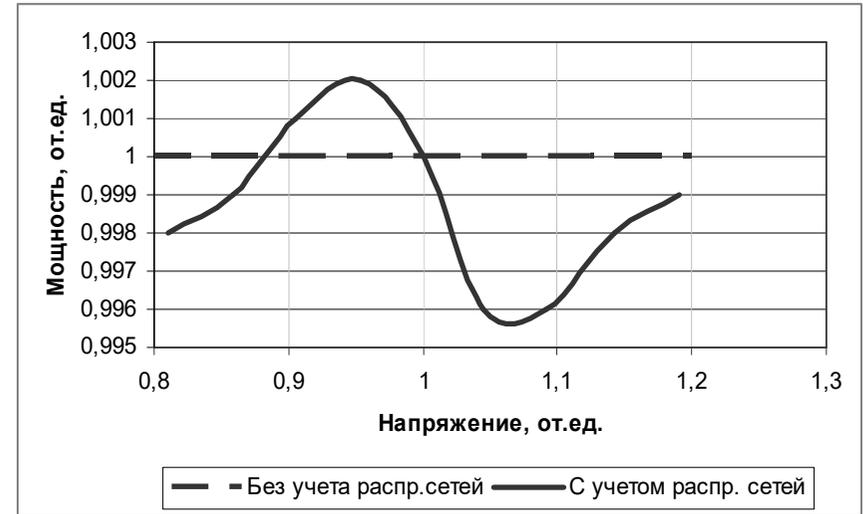


Рисунок 3.16 – Активная мощность при изменении напряжения  $P=\varphi(U)$

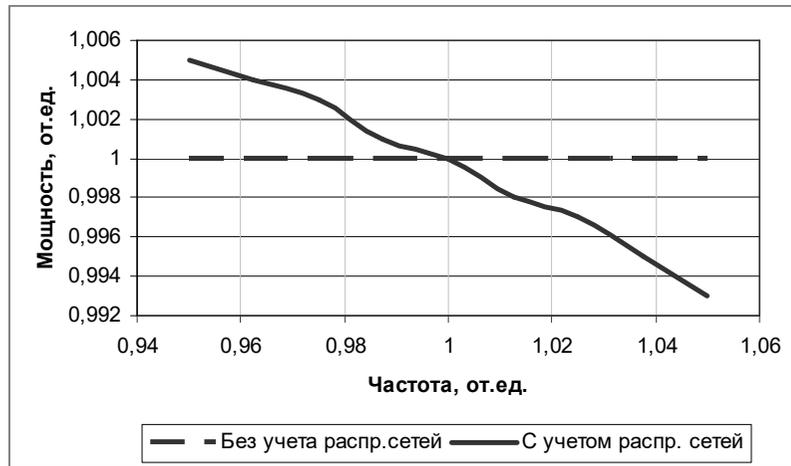


Рисунок 3.17 – Реактивная мощность при изменении частоты  
 $Q=\varphi(F)$

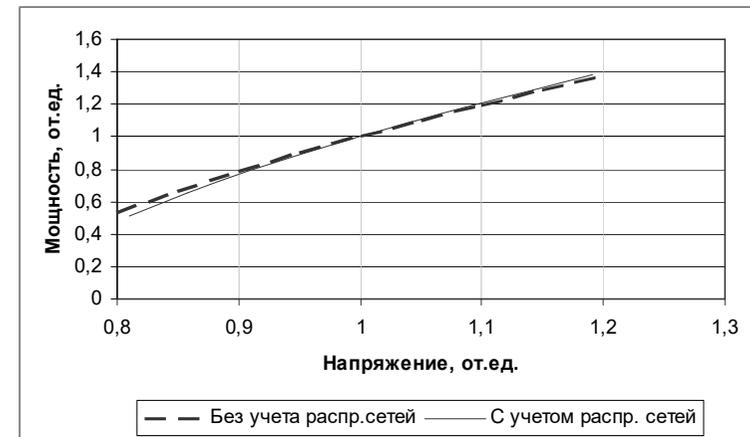


Рисунок 3.18 – Реактивная мощность при изменении напряжения  
 $Q=\varphi(U)$

### 3.3 Исследование статической устойчивости синхронных генераторов при параллельной работе с энергосистемой

С целью анализа существующей статической устойчивости ЗЭС проведено исследование фактических коэффициентов запаса устойчивости по данным эксплуатационных режимов. Для ориентировочных расчетов составлена упрощенная методика анализа статической устойчивости синхронных генераторов, приведенная ранее.

Фактические показатели работы генераторов сведены в Приложении П.3 и были показаны в гл. 1. Как видим, у ряда генераторов данный показатель ниже нормально допустимого, но выше предельно допустимого в утяжеленных режимах. Следует отметить, что до изменения методики расчета показателей устойчивости большая часть машин по требованиям проходила. Отсюда встает необходимость разработки принципов АРВ, позволяющих сохранить коэффициент запаса статической устойчивости не ниже нормативного с учетом уровня напряжения сети и особенностей загрузки турбин.

С целью анализа влияния параметров системы возбуждения и сети на устойчивость проведен ряд расчетов. Для их выполнения и определения коэффициентов запаса использована программа «КАТРАН». Воспользовавшись ее функциями, мы смогли получить зависимость электромагнитной мощности от угла  $\delta$ , начальные углы  $\delta$ , и рассчитали коэффициенты запаса по напряжению для рассматриваемой схемы. Результаты расчетов сведены в таблице 3.12. При проведении данных расчетов использованы фактические загрузки, с которыми работают генераторы узла. Также было отмечено, согласно действующим нормативным документам в нормальном режиме коэффициент запаса статической устойчивости не должен быть менее 15 %, а в утяжеленных – 10 %. Определение коэффициента запаса статической устойчивости по мощности также изменилось, и теперь разница между максимальной и фактической относится к максимальному значению. То есть ряд машин имеют показатели статической устойчивости, соответствующие утяжеленному, а не нормальному режиму.

Таблица 3.12 - Анализ статической устойчивости при параллельной работе

№ СГ	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$P_{\text{факт}}$ , МВт	$Q_{\text{факт}}$ , МВАр	$Q_{\text{ном}}$ , МВАр	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$\cos\varphi_{\text{факт}}$	$\delta_0$ , эл. град.	$k_{\text{зап}}$ , %
ТГ №1	12	11,78	4,03	9	0,8	0,95	53	20
ТГ №2	12	12,02	4,05	9	0,8	0,95	54	19
ТГ №3	40	42,03	15,13	30	0,8	0,94	56	17
ТГ №4а	6	5,65	2,02	4,5	0,8	0,93	44	31
ТГ №4б	6	5,61	2,02	4,5	0,8	0,93	44	31
ТГ №5	25	27,95	8,07	18,75	0,8	0,95	52	21
ТГ №6	50	44,87	15,09	37,5	0,8	0,95	49	25
ТГ №7	25	28,91	8,08	18,75	0,8	0,97	51	23
ТГ №8	40	41,13	15,09	30	0,8	0,94	49	25
ТГ №9	30	29,82	6,24	22,5	0,8	0,98	61	13
ТГ №10	25	20,88	4,18	18,75	0,8	0,98	58	15
ТГ №11	12	11,96	3,06	9	0,8	0,91	52	21
ТГ № 12	30	32,88	5,16	22,5	0,8	0,99	63	11

Это связано с тем, что с шин ЭС приходит повышенное напряжение, и с целью сохранения номинального напряжения на шинах генераторы грузят существенно ниже номинальной реактивной мощности. Таким образом, если при старых нормативных документах такие режимы в основном проходили по требованиям устойчивости, то сейчас фактические показатели могут не удовлетворять требованиям нормативных документов. Реактивные мощности на машинах выставляются в соответствии с нагрузочной диаграммой генератора, рассчитанной на номинальное напряжение на выводах обмотки статора. Фактически же напряжение на статоре может отклоняться, и допустимые по устойчивости реактивные мощности требуют корректировки. Очевидно, что наименее устойчивым является ТГ-9, имеющий наибольшую удаленность относительно ЭС. На его примере проведем дальнейшие исследования. Примеры зависимостей электромагнитной мощности генераторов от их внутреннего угла  $\delta$  приведены на рисунках 3.19 - 3.20.

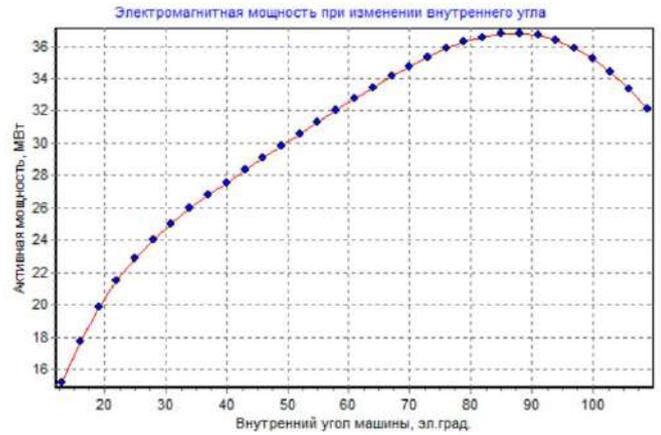
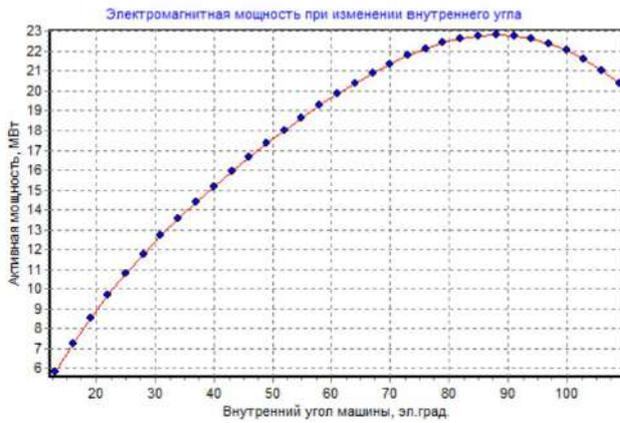


Рисунок 3.19 - Зависимость мощности генератора ТГ-1 от его внутреннего угла  $\delta$  Рисунок 3.20 - Зависимость генератора ТГ-9 (ПВЭС) от его внутреннего угла  $\delta$

Исследование влияния напряжения ЭС на статическую устойчивость производилось на примере генератора ТГ-9 номинальной мощностью 30 МВт. Практически, все системы возбуждения работают на поддержание напряжения на выводах генераторов с учетом ограничения по току статора. Приняты законы АРВ на постоянство напряжения статора и реактивной мощности. Изменение напряжения производилось двумя способами: отклонением напряжения на шинах связи с ЭС и для наиболее тяжелого режима с точки зрения напряжения посредством изменения числа ступеней РПН (ПБВ) на трансформаторах связи. Реактивные мощности скорректированы по нагрузочной диаграмме с учетом ограничений. Результаты сведены в таблице 3.13 и показаны на рисунке 3.21.

Повышение коэффициента запаса статической устойчивости при понижении напряжения при законе постоянства реактивной мощности объясняется тем, что требует повышения тока возбуждения, которое будет преобладать над снижением напряжения со стороны ЭС. Таким образом, наиболее тяжелыми с точки зрения устойчивости являются режимы, сопровождающиеся повышением напряжения со стороны ЭС и работе АРВ на поддержание неизменного напряжения в условиях электрической удаленности и высокой нагрузке генератора по активной мощности. Для наиболее тяжелого случая было исследовано влияние отпаек ПБВ на примере трансформаторов Т8-Т10 (таблица 3.14 и рисунок 3.22).

Таблица 3.13 - Влияние закона АРВ на параметры устойчивости

Напряжение системы, кВ	Закон АРВ						
	$Q=const$			$U=const$			
	Начальный угол $\delta$ , эл.град.	$P_{max}$ , МВт	$k_{зап}$ , %	$Q_{факт}$ , МВАр	Начальный угол $\delta$ , эл. град.	$P_{max}$ , МВт	$k_{зап}$ , %
95	69	49	39	14,4	56	50	40
100	67	47	36	14,4	55	48	38
105	65	44	32	14,4	53	45	33
110	63	40	25	13	53	42	29
115	61	37	19	6	61	37	19
120	59	33	10	0	69	32	6

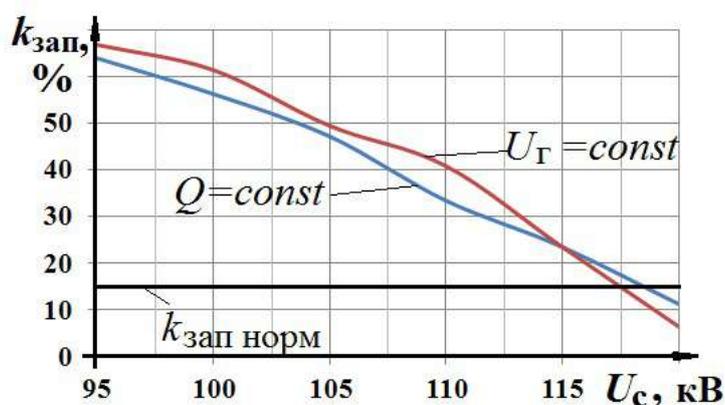


Рисунок 3.21 - Зависимость коэффициента запаса от напряжения на шинах ЭС при различных законах АРВ

Таблица 3.14 - Влияние положения отпаяк на устойчивость

Номер отпайки, %	Начальный угол $\delta$ , эл.град.	$P_{max}$ , МВт	$k_{зап}$ , %
-5	58	31	3
-2,5	60	34	12
0	61	37	19
2,5	62	40	25
5	63	42	29

Повышение коэффициента трансформации привело к повышению статической устойчивости. Таким образом, если необходимо загрузить машину сверх номинала планово необходимо учесть помимо уровня напряжения сети, закона АРВ, также и потенциал систем ПБВ и РПН. Таким образом, средствами

для повышения устойчивости при параллельной работе являются АРВ и системы РПН и ПБВ. Радикальным средством является снижение мощности турбины.

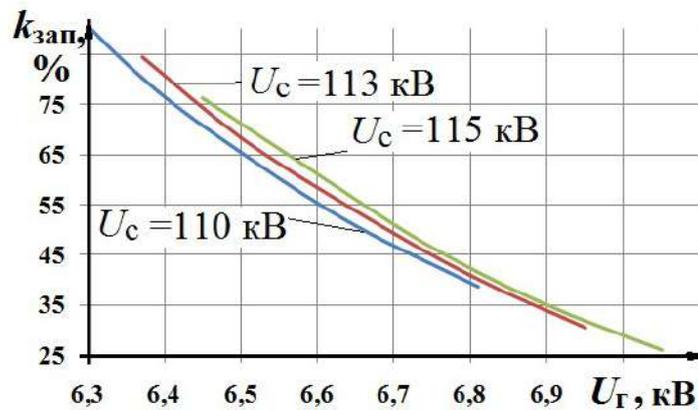


Рисунок 3.22 - Зависимость коэффициента запаса от напряжения на шинах ЭЭС при различных законах АРВ

Основной проблемой генераторов относительно небольшой мощности, работающих на систему с высокими токами КЗ является снижение тока возбуждения во избежание повышения напряжения в сети, что понижает ЭДС машины и, следовательно, предел передаваемой мощности. При высокой нагрузке по активной мощности это может привести к нарушению устойчивости машины. При плановых выработках активной мощности необходимо задействовать систему регулирования напряжения трансформаторов. Таким образом, встает задача разработки закона АРВ, позволяющего сохранить достаточный запас статической устойчивости при параллельной работе с энергосистемой.

Как было отмечено выше, нагрузочные диаграммы генераторов строятся при условии поддержания номинального напряжения статора. Поскольку фактическое напряжение на шинах связи с мощной энергосистемой отклоняется и оказывает существенное влияние на работу местных источников распределенной генерации, то с целью обеспечения статической устойчивости по ранее приведенной упрощенной методике определены минимальные реактивные мощности генераторов. В наиболее простом случае при наличии нагрузки генераторного напряжения суммарное сопротивление приравнивается

синхронному индуктивному сопротивлению генератора по продольной оси. При необходимости можно приближенно определить электрическую удаленность.

Зависимость минимальной реактивной мощности (таблица 3.15, 3.16, на рисунке 3.23) в нормальном режиме от напряжения на шинах и загрузки по активной мощности показана ниже для двух характерных турбогенераторов, отличающихся синхронным индуктивным сопротивлением.

С учетом полученных результатов была скорректирована нагрузочная диаграмма ТГ-9, приведенная на рисунке 3.24. Фактическая зона работы приведена на рисунке 3.25.

Таблица 3.15 - Минимальная реактивная мощность по условию статической устойчивости ТГ-9

	Напряжение, о.е.								
Активная, о.е.	0,92	0,94	0,96	0,98	1	1,02	1,04	1,06	1,08
0,72	4,17	3,46	2,73	1,99	1,23	0,46	-0,33	-1,13	-1,95
0,74	4,74	4,03	3,30	2,56	1,80	1,03	0,24	-0,57	-1,38
0,76	5,30	4,59	3,86	3,12	2,36	1,59	0,80	0,00	-0,82
0,78	5,87	5,16	4,43	3,69	2,93	2,16	1,37	0,57	-0,25
0,8	6,43	5,72	5,00	4,25	3,50	2,72	1,93	1,13	0,31
0,82	7,00	6,29	5,56	4,82	4,06	3,29	2,50	1,70	0,88
0,84	7,57	6,85	6,13	5,39	4,63	3,85	3,07	2,26	1,44
0,86	8,13	7,42	6,69	5,95	5,19	4,42	3,63	2,83	2,01
0,88	8,70	7,99	7,26	6,52	5,76	4,99	4,20	3,39	2,58

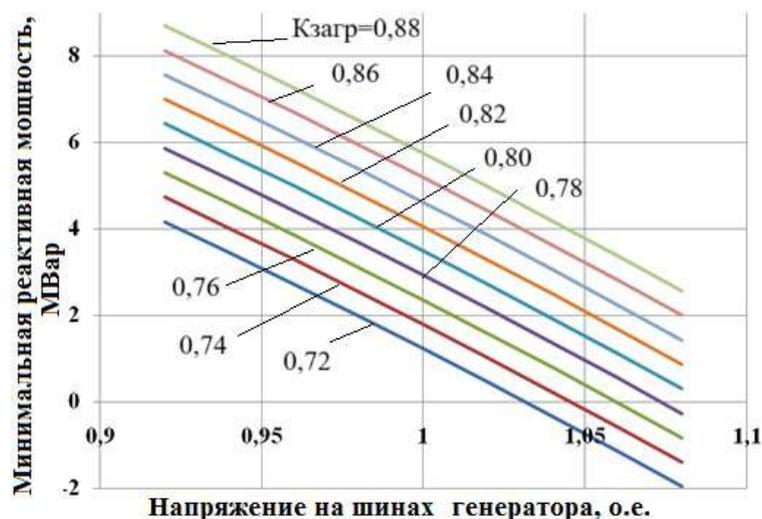


Рисунок 3.23 - Зависимость минимальной реактивной мощности от напряжения сети по сохранению устойчивости и коэффициента загрузки для ТГ-9

Таблица 3.16 - Минимальная реактивная мощность по условию статической устойчивости ТГ-10

	Напряжение, о.е.								
Активная, о.е.	0,92	0,94	0,96	0,98	1	1,02	1,04	1,06	1,08
0,72	6,99	6,55	6,10	5,65	5,18	4,70	4,22	3,72	3,22
0,74	7,46	7,02	6,58	6,12	5,65	5,17	4,69	4,19	3,69
0,76	7,93	7,49	7,05	6,59	6,12	5,65	5,16	4,66	4,16
0,78	8,40	7,97	7,52	7,06	6,59	6,12	5,63	5,14	4,63
0,8	8,88	8,44	7,99	7,53	7,06	6,59	6,10	5,61	5,10
0,82	9,35	8,91	8,46	8,00	7,54	7,06	6,57	6,08	5,57
0,84	9,82	9,38	8,93	8,47	8,01	7,53	7,05	6,55	6,05
0,86	10,29	9,85	9,40	8,95	8,48	8,00	7,52	7,02	6,52
0,88	10,76	10,32	9,88	9,42	8,95	8,47	7,99	7,49	6,99

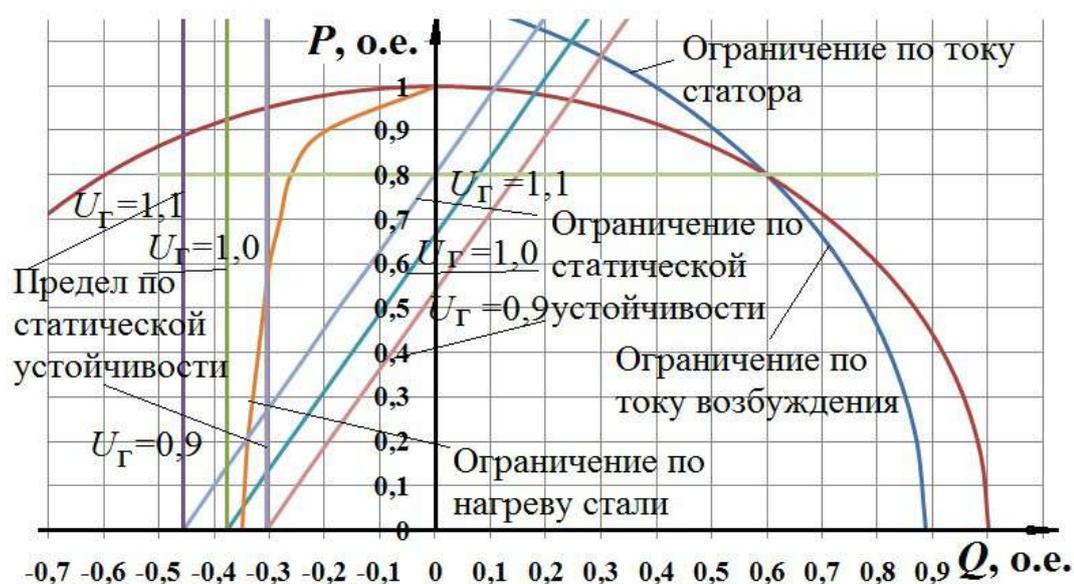


Рисунок 3.24 - Влияние напряжения статора на минимально допустимую по статической устойчивости мощность

Как видим из полученных результатов, допустимые реактивные мощности при отклонении напряжения на шинах энергосистемы изменяются. Следовательно, при эксплуатационных отклонениях напряжения со стороны ЭС использовать нагрузочную диаграмму требуется с определенными коррекциями.

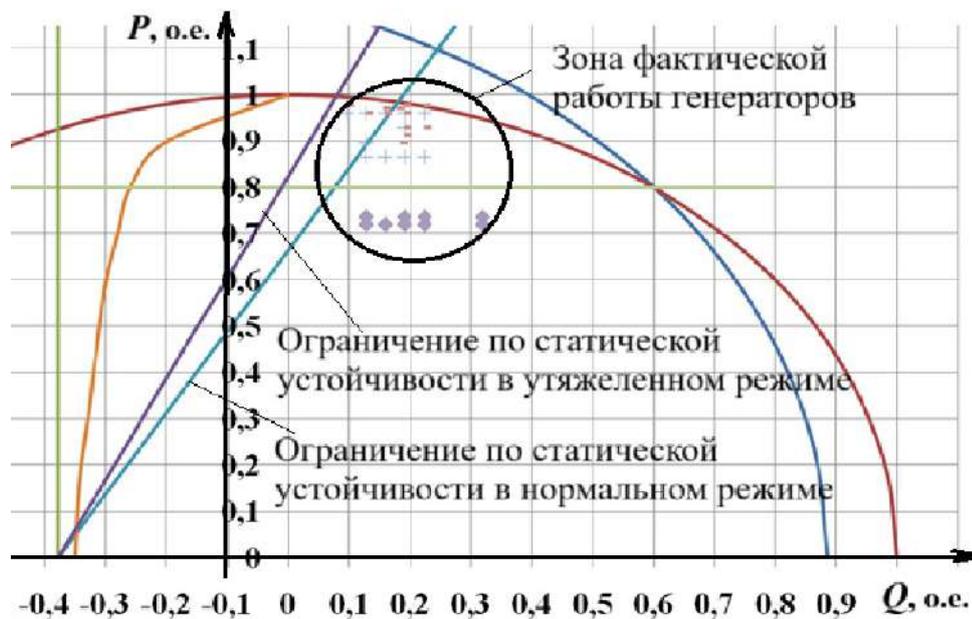


Рисунок 3.25 - Зона фактической работы генераторов ЗЭС

### 3.4 Исследование статической устойчивости синхронных генераторов при раздельной работе с энергосистемой

Чтобы оценить успешность выхода на раздельную работу ЗЭС, необходимо определить параметры исходного режима работы и знать небалансы мощностей. При параллельной работе исследуемых ЗЭС с ЭС потокораспределение в сети при наибольших мощностях имело вид, приведенный в таблице 3.17.

Рассмотрен режим выхода на раздельную работу генераторного распределительного устройства 10 кВ. Очевидно, что в узле на момент выхода имеется избыток активной мощности и дефицит реактивной. Для ликвидации небаланса в соответствии со своими статическими характеристиками должны отработать системы регулирования турбин и возбуждения.

Статизм регуляторов скорости принят равным среднему 5 %. При этих условиях максимальная частота в узле составит 52,5 Гц. Если принять коэффициент статизма активной нагрузки по частоте равным 0,53, в соответствии с ранее приведенными расчетами, то при данном избытке активной мощности после работы регуляторов скорости установится частота:

Таблица 3.17 - Расчет потокораспределения при параллельной работе с ЭС

Наименование присоединения	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	Наименование присоединения	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
T1 110/10	2	-6	ТГ-7	26	6
T2 110/10	8	-15	ТГ-5	30	6
T3 110/10	16	-6	ТГ-1 ПВЭС-2	30	7,6
T4 110/10	20	-20	ТГ-2 ПВЭС-2	23	6
T1 10/3	3,5	-2	Нагрузка собственных нужд ЦЭС	18	9
T2 10/3	2	-1,5	Нагрузка ПВЭС-2 в узле	26	18,6
ТГ-1	12,5	2,5	Мощность, выдаваемая на шины 110 кВ	46	-47
ТГ-2	11	3	Мощность, получаемая от ПВЭС-2 по шинам 110 кВ	27	-5
ТГ-4а	5,5	2	Суммарная вырабатываемая мощность в узле	143,5	35,1
ТГ-4б	5,5	2	Суммарная потребляемая мощность в узле	97,5	82,1
			Небаланс мощностей	46	-47

$$n = 52,5 - \frac{n_{nom} \cdot P_{nagr} \cdot 0,05}{P_{gener}} = 52,5 - \frac{50 \cdot 97,5 \cdot 0,05}{143,5} = 50,8 \text{ Гц.}$$

Если учесть регулирующий эффект нагрузки, то получим:

$$n = 52,5 - \frac{n_{nom} \cdot \left( P_{nagr} + \frac{0,8}{50} \cdot \frac{P_{nagr}}{0,53} \right) \cdot 0,05}{P_{gener}} = 52,5 - \frac{50 \cdot 100,4 \cdot 0,05}{143,5} = 50,7 \text{ Гц.}$$

Зная установившуюся частоту можем определить мощность, выдаваемую в таком режиме каждым из генераторов. На примере генератора Г1 получим:

$$P = P - \Delta P = P_G - \frac{\Delta n}{n_{nom} \cdot 0,05} \cdot P_G = 12,5 - \frac{0,7}{50 \cdot 0,05} \cdot 12,5 = 12,5 \cdot 0,72 = 9 \text{ МВт.}$$

Расчеты по остальным турбогенераторам сведены в таблицу 3.18. Зная новую выработку активной мощности, мы можем определить возможную выработку генераторами реактивной с целью ликвидации дефицита реактивной мощности в узле. Нагрузочная диаграмма мощностей на примере ТГ-8 представлена на рисунке 3.26 ниже.

Таблица 3.18 - Исследование статической устойчивости при раздельной работе

ТГ	$P$ , МВт	$Q$ , МВАр по нагрузочной диаграмме	$Q$ , МВАр по нагрузочной диаграмме с поправкой на нагрев обмоток (10%)	$P_{\text{макс}}$ , МВт	$k_{\text{зап}}$ , %
ТГ-1	9	9	8,1	14,1	36
ТГ-2	7,92	9	8,1	14,4	45
ТГ-4а	3,96	4,5	4,05	7,2	45
ТГ-4б	3,96	4,5	4,05	7,3	46
ТГ-7	18,7	20,25	18,2	30	37
ТГ-5	21,6	18,75	16,9	32	33
ТГ-9	21,6	22,5	20,25	36	40
ТГ-10	16,6	18,75	16,9	30	45

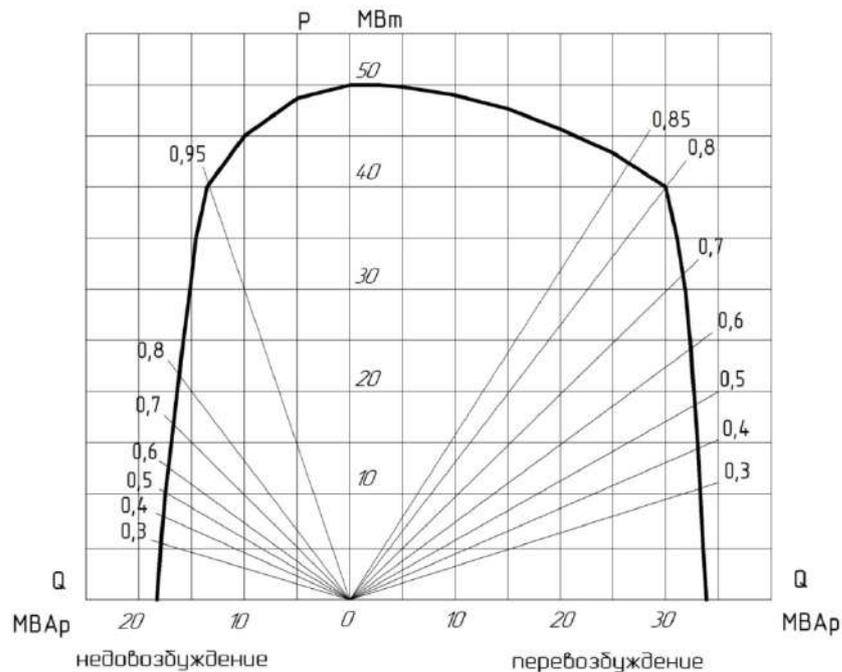


Рисунок 3.26 - Диаграмма мощностей

В таблице 3.18 приведена фактическая мощность, вырабатываемая генераторами в режиме раздельной работы, потенциальная реактивная мощность, которую может быть выработана с учетом несовершенства систем охлаждения, а так же запас статической устойчивости. Коэффициент рассчитан с учетом возможной работы одной из машин на поддержание давления в коллекторе. При нагрузке 82,1 МВАр если все генераторы работают, то небаланс мощностей будет успешно ликвидирован. Резерв реактивной мощности составляет 17 МВАр.

Рассмотрено влияние изменения уровня коэффициентов статизма регуляторов возбуждения и скорости на устойчивость узла в установившемся режиме работы. Как видно из предыдущих расчетов, узел является избыточным по активной и реактивной мощности. Нагрузка вводится также своими статическими характеристиками по частоте и напряжению, индивидуальными или групповыми в зависимости от способа ее представления. Ниже будут рассмотрены опыты, в которых изменяли у всех генераторов сначала статизм регулятора скорости, а затем статизм регулятора напряжения.

Формула определения отклонения частоты при изменении статизма, о.е.:

$$\Delta f = \left( -\kappa_{ст} \cdot \frac{\Delta P}{P_{ном}} + (1 + \kappa_{ст}) \right) \cdot f_{ном}, \quad (3.5)$$

где,  $\kappa_{ст}$  – значение коэффициента статизма;  $\Delta P$  - отклонение мощности зависит от фактической нагрузки сети и потерь;  $\Delta f$  - отклонение частоты;

Формула определения отклонения напряжения при изменении статизма, о.е.:

$$\Delta U = \left( -\kappa_{ст} \cdot \frac{\Delta Q}{Q_{ном}} + (1 + \kappa_{ст}) \right) \cdot U_{ном}, \quad (3.6)$$

где,  $\Delta Q$  - отклонение мощности, зависящая от фактической нагрузки сети и потерь;  $\Delta U$  - отклонение напряжения при изменении статизма.

На графиках наклонными линиями показана статические характеристики при различных коэффициентах статизма, а прямой линией показана активная и реактивная нагрузка без учета регулирующего эффекта (рисунки 3.27-3.28).

По полученным характеристикам видно, что при увеличении статизма по реактивной мощности увеличивается напряжение, а при увеличении статизма по активной мощности увеличивается частота сети при избыточном узле по активной и реактивной мощности. Избыточность определяется соотношением установленной мощности генератором, фактической нагрузки и потерями в сети.

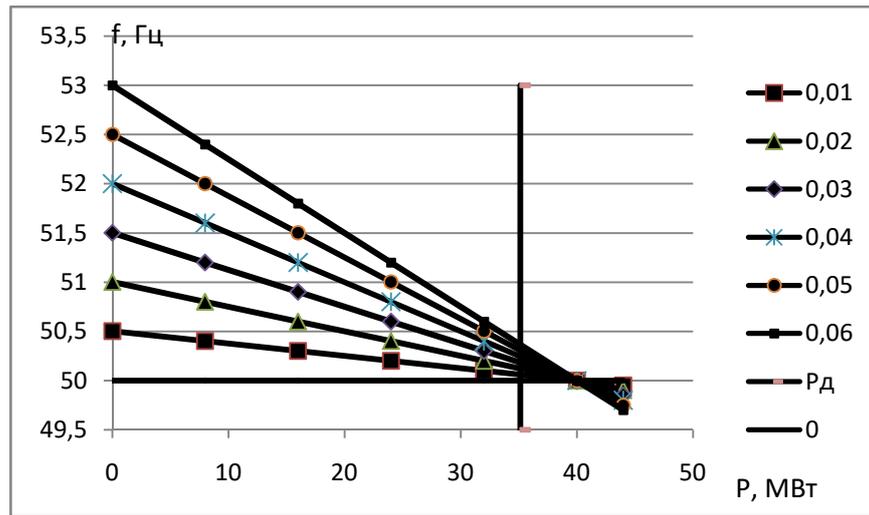


Рисунок 3.27 – Статические характеристики при изменении статизма  $P$  по  $f$  ТГ- 8

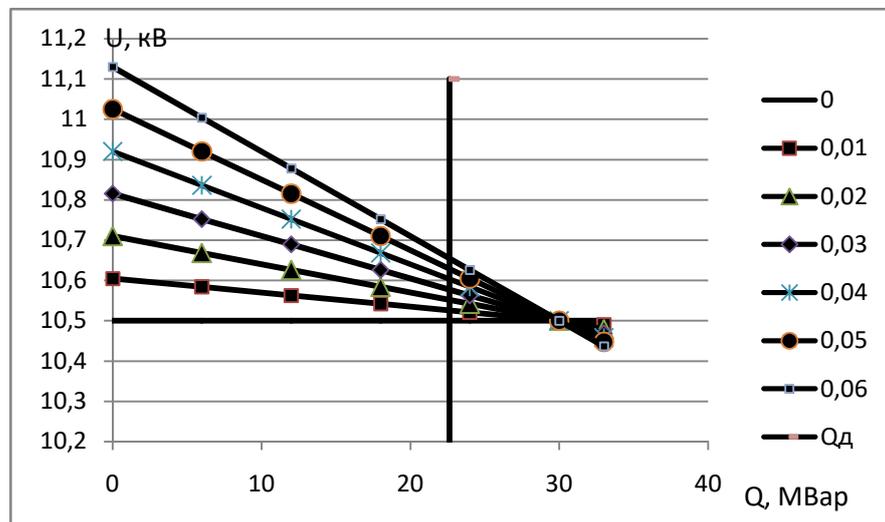


Рисунок 3.28 – Статические характеристики при изменении статизма  $Q$  по  $U$  ТГ-8

Анализ аварийных ситуаций показывает, что в островном режиме интерес представляет сочетание таких условий, как уровень напряжения  $0,75 \div 0,85$  о.е. и нагрузка машины  $P=1$  и  $Q=0$ , что соответствует максимальной нагрузке турбины в условиях сетей с большим числом секционных и линейных реакторов и несколькими ступенями трансформации. Форсировки не учитываются, так как в длительном островном режиме отпадают. На рисунках 3.29, 3.30 приведены  $k_{зан}$  для нагрузки, подключенной непосредственно к шинам генератора и через токоограничивающий реактор сопротивлением  $0,2$  Ом. Наличие реакторов в сети существенно снижает максимальную мощность.

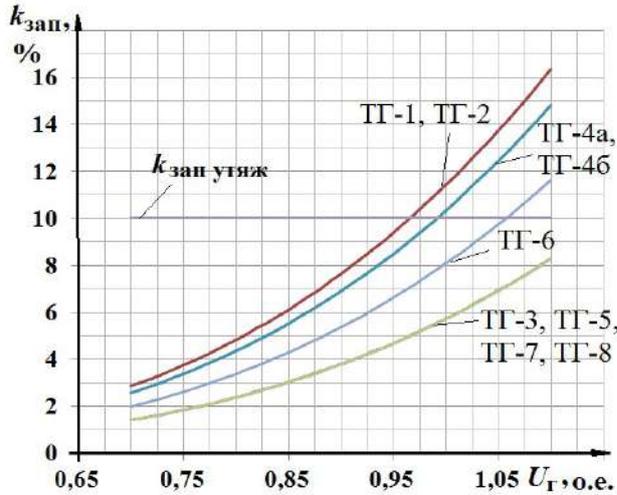


Рисунок 3.29 - Запас устойчивости при подключении нагрузки на шины

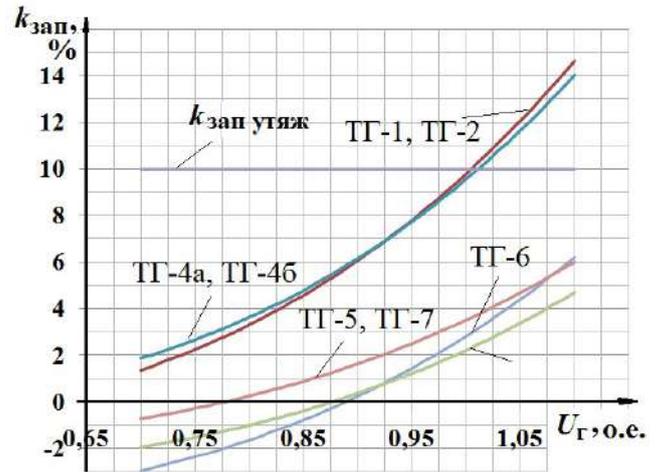


Рисунок 3.30 - Запас устойчивости при подключении нагрузки через реактор

Проведена серия вычислительных экспериментов по определению действительного предела выдаваемой мощности генераторами при изменениях нагрузки в различных точках сети. Результаты расчета и сводная таблица приведены ниже (таблица 3.19, рисунки 3.31-3.32) в случае утяжеления режима на 4 секции. Остальные результаты расчета при утяжелении нагрузок в других точках узла представлены в Приложении П.4.

Определены действительные пределы передаваемых мощностей генераторов узла (таблица 3.20) при изменении коэффициента статизма регуляторов возбуждения и скорости, напряжения уставки регулятора возбуждения и учета регулирующего эффекта нагрузки. Вычислительный эксперимент проведен в условиях избытка реактивной мощностей до 10 % от установленной при утяжелении нагрузки на шинах генераторного распределительного устройства 10 кВ, 4с. Как видно, данные факторы не существенно влияют на действительный предел передаваемой мощности. Таким образом, если при выходе в автономный режим не получаем существенного небаланса реактивных мощностей, то определяющей является активная нагрузка. Точка подключения нагрузки изменяет пределы выдаваемой мощности.

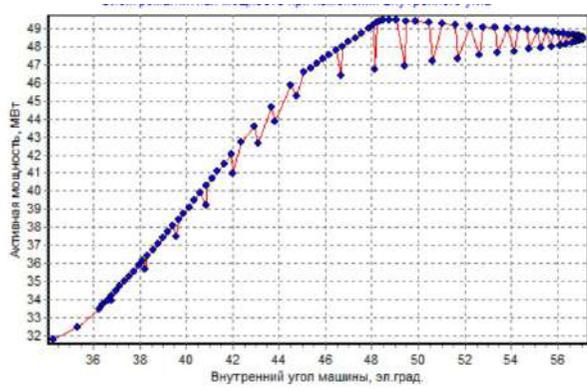
По полученным результатам сформулированы мероприятия по повышению устойчивости и переданы для внедрения (Приложение П.1).

Таблица 3.19 - Действительные пределы выдаваемых мощностей при выходе всего узла на раздельную работу при утяжелении в различных точках

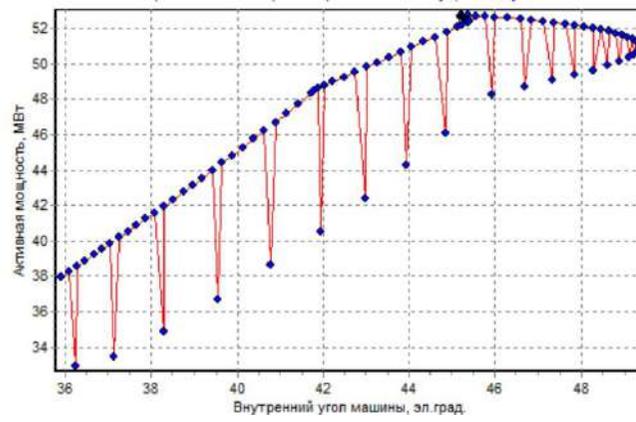
Точка подключения нагрузки	110 кВ	ГРУ 10 кВ 4 сек	ЦРУ 3,15 кВ 1 с	Пст 25 10 кВ	Пст 25 6 кВ
	$P_{max}$ , МВт				
ТГ-3	48	46	42,6	42	46,8
ТГ-6	53,5	48,2	44,2	43,2	48,9
ТГ-4а,б	7,8	6,8	6,8	6,6	7
ТГ-7	32	28,8	27,6	26,5	29,1
ТГ-5	32	29	26,9	26,2	29,2
ТГ-2	14,8	13,9	12,6	12,6	14,1
ТГ-1	14,8	13,8	13,6	12,5	14
ТГ-8	51,5	46	42,2	40,6	46,9
ТГ-1 ПВЭС	37	34,6	29,9	30,5	35
ТГ-2 ПВЭС	31	28,9	25,6	24,5	29,2
ТГ-3 ПВЭС	14,7	13,9	12,9	12,9	14
ТГ-4 ПВЭС	36	34,5	32	31,5	34,9

Таблица 3.20 - Влияние изменения статизма, регулирующего эффекта и напряжения уставки на действительный предел передаваемой мощности  $P_{max}$ , МВт

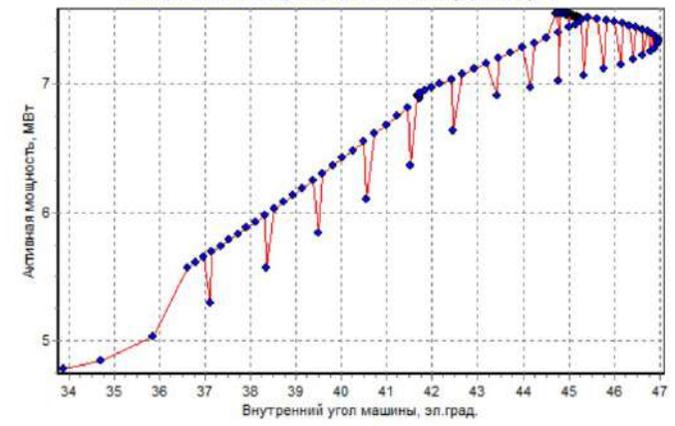
Точка подключения нагрузки	Статизм регулятора возбуждения, о.е.		Статизм регулятора скорости, о.е.		Регулирующий эффект		Напряжение уставки, о.е.		
	0,03	0,05	0,03	0,05	С учетом	Без учета	0,95	1,0	1,05
ТГ-3	45,8	45,7	49,3	45,7	49,3	45,7	49	49,3	49,5
ТГ-6	48,1	48	52,5	48	52,5	48	52,1	52,5	52,8
ТГ-4а,б	6,9	6,9	7,5	6,9	7,5	6,9	7,4	7,5	7,6
ТГ-7	28,6	28,7	31,2	28,7	31,2	28,7	31	31,2	31,4
ТГ-5	28,7	28,7	31,2	28,7	31,2	28,7	31	31,2	31,3
ТГ-2	13,8	13,8	14,9	13,8	14,9	13,8	14,8	14,9	14,9
ТГ-1	13,7	13,7	14,8	13,7	14,8	13,7	14,7	14,8	14,8
ТГ-8	45,8	45,7	50	45,7	50	45,7	49,6	50	50,2
ТГ-1 ПВЭС	34,5	34,5	37	34,5	37	34,5	36,7	37	37,1
ТГ-2 ПВЭС	28,7	28,8	30,1	28,8	30,1	28,8	30,7	30,1	31
ТГ-3 ПВЭС	13,7	13,7	14,9	13,7	14,9	13,7	14,8	14,9	15
ТГ-4 ПВЭС	34,3	34,2	36,7	34,2	36,7	34,2	36,5	36,7	36,9



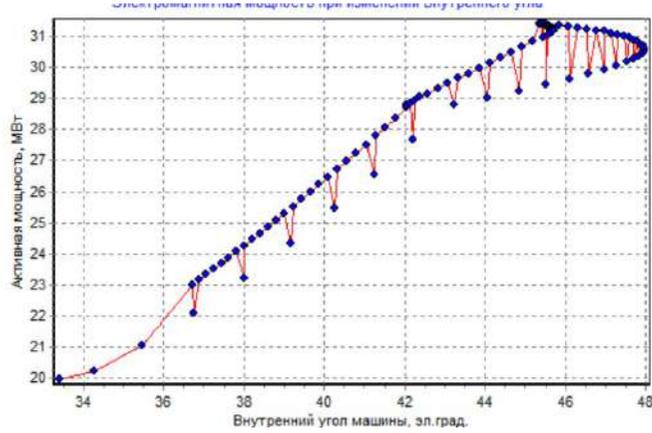
а) ТГ № 3



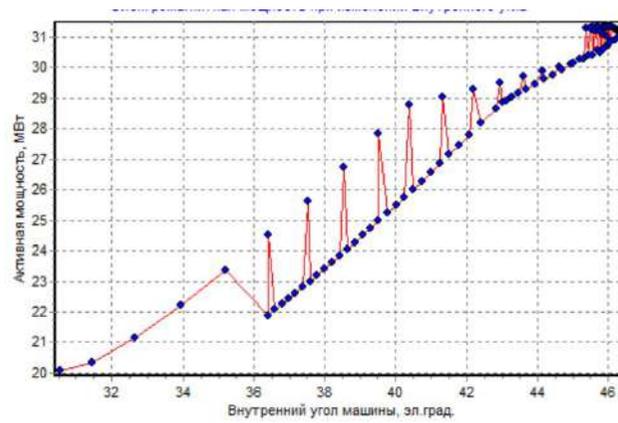
б) ТГ № 6



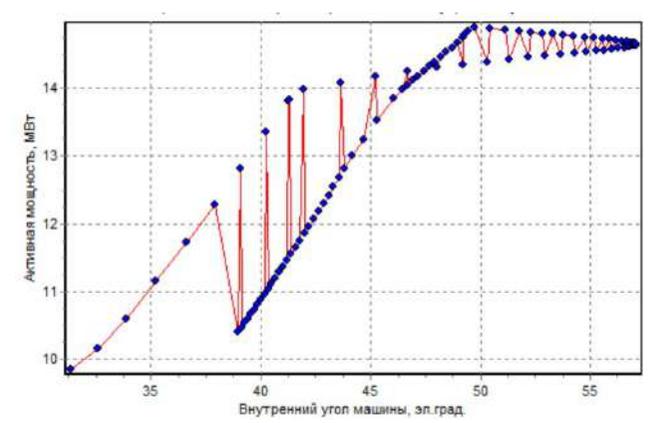
в) ТГ 4а,б



г) ТГ 7

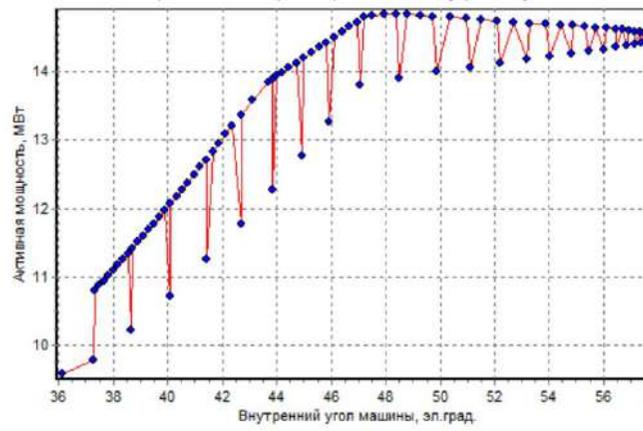


д) ТГ 5

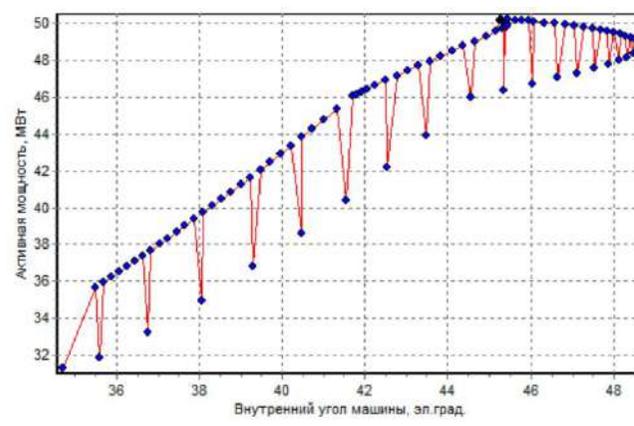


е) ТГ 2

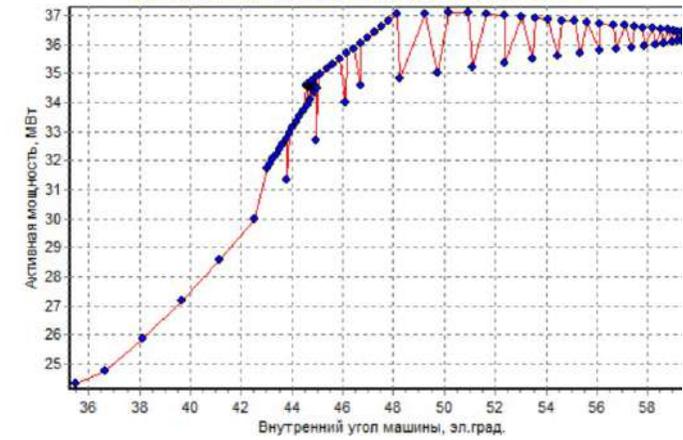
Рисунок 3.31 - Действительный предел мощности



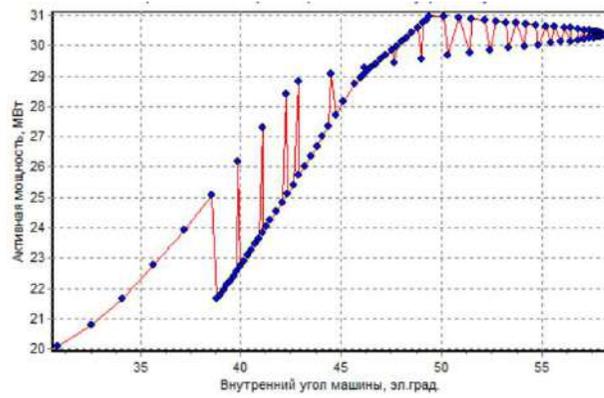
а) ТГ 1



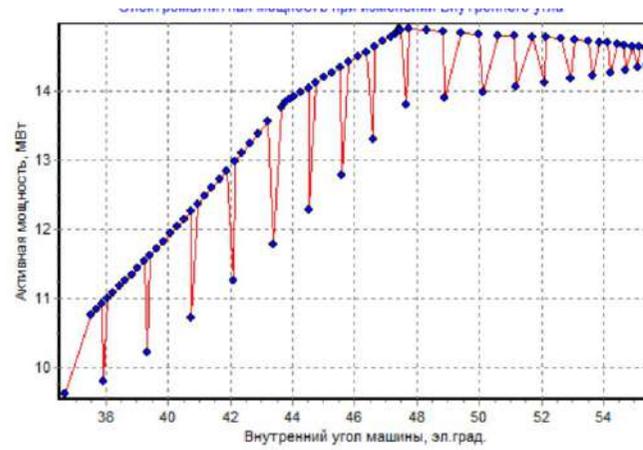
б) ТГ 8



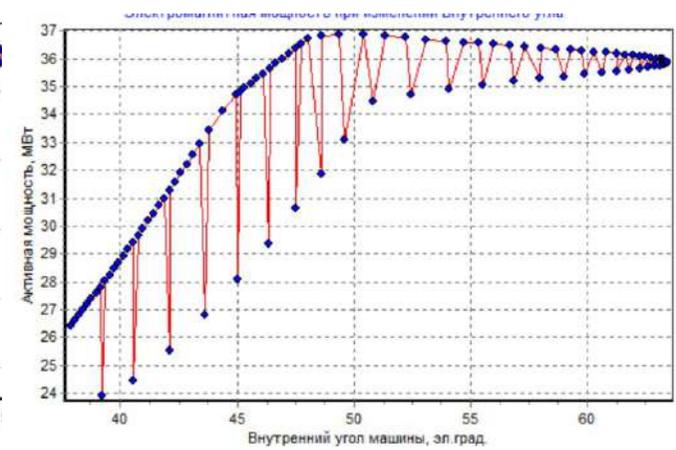
в) ТГ 1 ПВЭС



г) ТГ 2 ПВЭС



д) ТГ 3 ПВЭС



е) ТГ 4 ПВЭС

Рисунок 3.32 - Действительный предел мощности

### **3.5 Исследование статической устойчивости двигателей при параллельной и раздельной работе ЗЭС с энергосистемой**

Статическая устойчивость асинхронных двигателей определяется коэффициентом запаса по активной мощности и напряжению, зависящим от максимальной электромагнитной мощности, потребляемой двигателем из сети. При параллельной работе она зависит от уровня напряжения на шинах двигателя и его технических характеристик. Коэффициент запаса по напряжению определяется критическим напряжением двигателя, которое во многом зависит от его коэффициента загрузки и характера момента сопротивления на валу. При выходе на раздельную работу на максимальную электромагнитную мощность и критическое напряжение двигателя дополнительно будет оказывать влияние частота в узле. Появляется задача определения критического напряжения и максимальной мощности при заданной нагрузке двигателя, а также существующем напряжении и частоте. Другой задачей является определение уровня частоты и напряжения в узле или их сочетаний, при которых коэффициенты запаса статической устойчивости будут максимальны. Также необходимо учесть регулирующий эффект двигателя по напряжению и частоте.

При параллельной работе с ЭС статическая устойчивость синхронного двигателя определяется теми же параметрами, как и асинхронного. Кроме того, существенным фактором, оказывающим влияние на запас статической устойчивости, является величина тока возбуждения. Практически, данный вопрос на промышленных предприятиях решается довольно приближенно, и токи возбуждения у синхронных двигателей, не имеющих АРВ, могут не корректироваться при изменении нагрузки. Это необходимо учесть при анализе статической устойчивости синхронных двигателей. При выходе на раздельную работу устойчивость синхронных двигателей будет зависеть от изменения частоты в узле, напряжения, характера момента сопротивления на валу и тока возбуждения двигателя. Также можно упрощенно учесть электрическую удаленность от генераторов, регулирующий эффект двигателя по напряжению и

активной мощности. С точки зрения анализа устойчивости интерес представляют взаимные углы синхронных двигателей относительно синхронных генераторов. С целью анализа влияния коэффициента загрузки на устойчивость были проведены расчеты для асинхронного и синхронного двигателей, приведенные ниже.

Анализ устойчивости производился применительно к системе электроснабжения собственных нужд, приведенной на рисунке 3.33. Зависимость коэффициента запаса устойчивости от коэффициента загрузки для асинхронного двигателя при номинальном напряжении приведена на рисунке 3.34. При норме 15 % двигатели сохраняют устойчивость даже при коэффициенте загрузки на 10% больше номинального, что соответствует предельно допустимой нагрузке ряда технологических механизмов. Интерес представляют подобные режимы работы, связанные с перегрузкой, для синхронных двигателей. По экономическим соображениям такие двигатели часто работают с коэффициентом мощности, близким к единице. В таких условиях в сочетании с высокой загрузкой и уровнем напряжения сети возможно снижение запаса по статической устойчивости.

На рисунке 3.35 показана зависимость коэффициента запаса статической устойчивости от уровня напряжения на шинах двигателя и коэффициента загрузки при работе с  $\cos\varphi=1$ . При снижении напряжения на 5% и выше номинального, показатели устойчивости не удовлетворяют нормальным режимам.

На рисунке 3.36 приведена зависимость коэффициента запаса устойчивости от коэффициентов мощности и загрузки при номинальном напряжении на шинах синхронного двигателя. Расчеты показали, что при работе с коэффициентом загрузки выше единицы показатели устойчивости соответствуют утяжеленному режиму. Таким образом, при планировании режимов работы синхронных двигателей необходимо учитывать показатели устойчивости.

Как видим, загрузка двигателей существенно влияет на устойчивость, поэтому при ее анализе применение эквивалентов должно быть обоснованным. Исследовано влияние уровня напряжения и частоты на устойчивость двигателей при раздельной работе при различных небалансах мощности, которое подтвердило, что данные факторы должны быть учтены (таблица 3.21, 3.22).

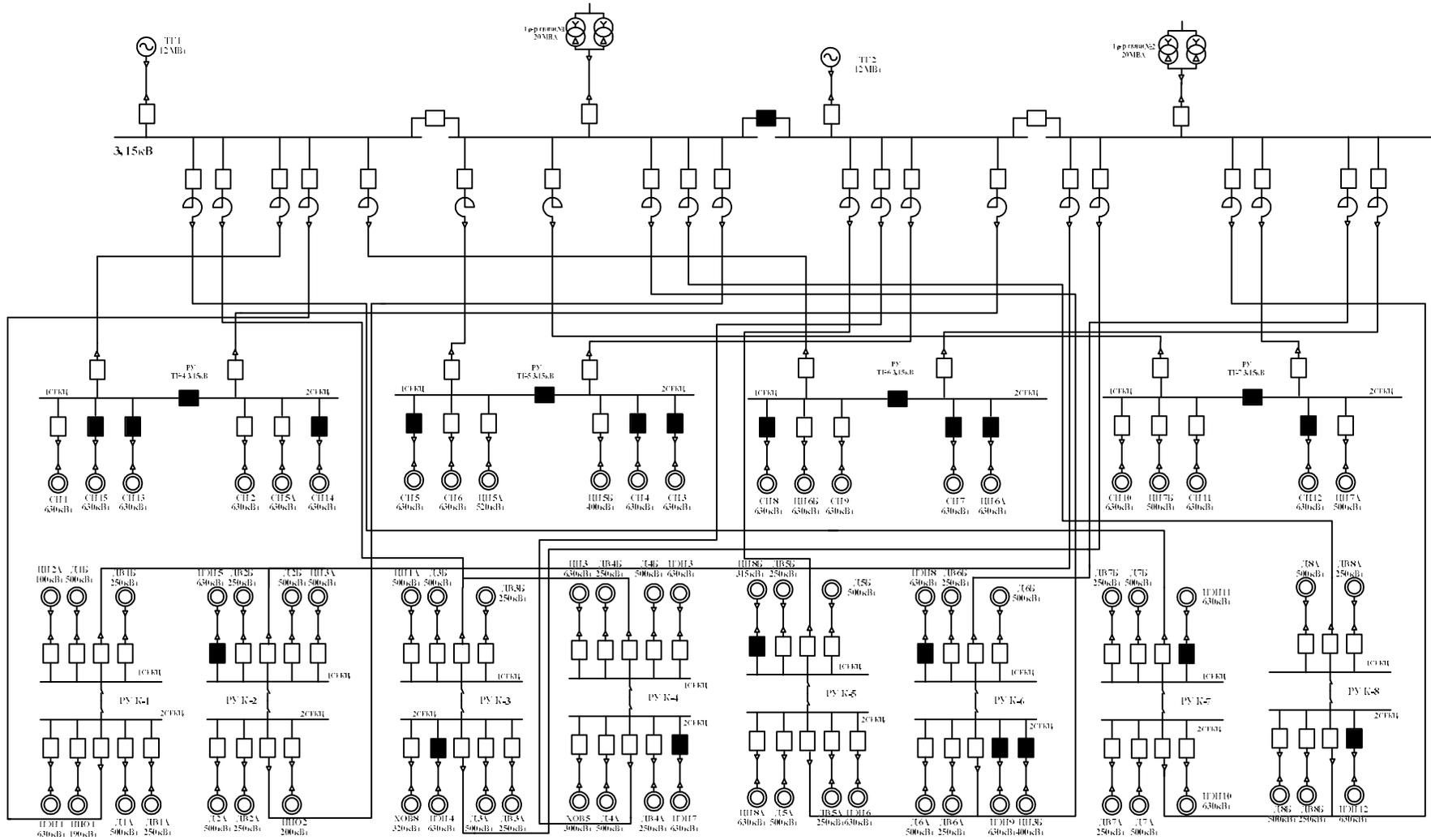


Рисунок 3.33 - Схема электроснабжения потребителей собственных нужд ЦЭС

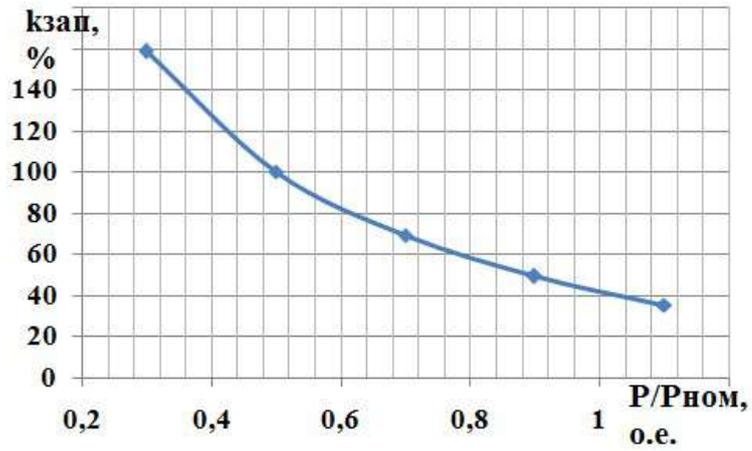


Рисунок 3.34 - Зависимость коэффициента запаса от загрузки асинхронного двигателя

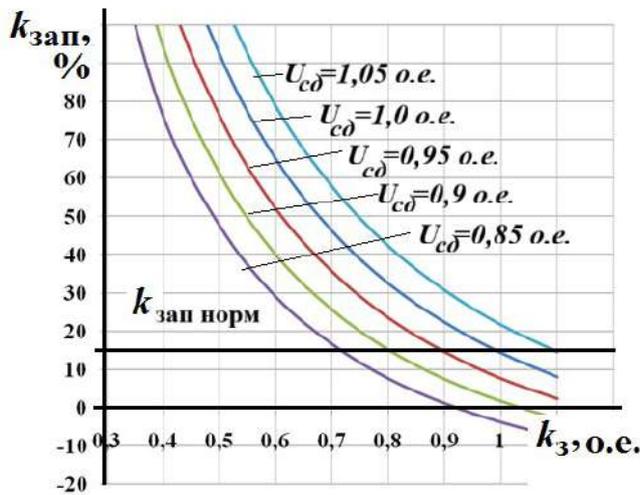


Рисунок 3.35 - Запас устойчивости при изменении напряжения

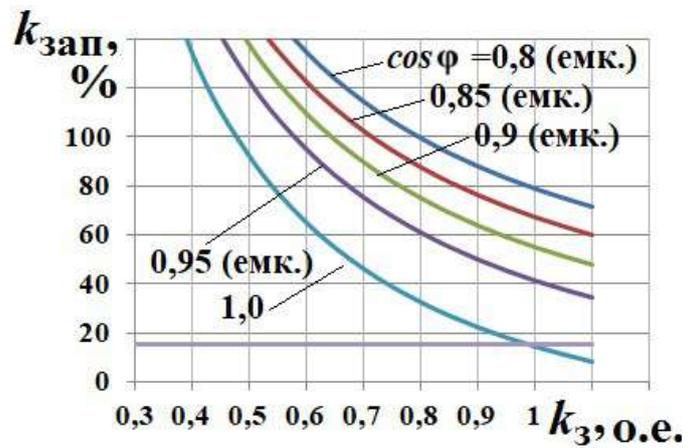


Рисунок - 3.36 Запас устойчивости при изменении cosφ

Таблица 3.21 - Влияние уровня напряжения и частоты на устойчивость асинхронных двигателей

$f$ , Гц	$U$ , кВ	ДВ-2А		СН-6	
		Коэффициент загрузки по активной мощности, о.е.	$k_{зап}$ , %	Коэффициент загрузки по активной мощности, о.е.	$k_{зап}$ , %
51,52	2,84	0,23	192	1,07	29
49,6	3,15		223		43
50,02	3,07		213		41
49,53	2,81		189		28
51,621	3,21		233		46

Таблица 3.22 - Влияние уровня напряжения и частоты на устойчивость синхронных двигателей

$f$ , Гц	$U$ , кВ	СД-12			СД-6		
		Коэфф. загрузки по активной мощности, о.е.	Коэфф. загрузки по реактивной мощности, о.е.	$k_{\text{зап}}$ , %	Коэфф. загрузки по активной мощности, о.е.	Коэфф. загрузки по реактивной мощности, о.е.	$k_{\text{зап}}$ , %
49,53	2,81	1	0,5	150	0,3	0,5	456
51,621	3,21			165			571
49,605	3,15			162			554
51,619	2,82			148			471
50,021	3,08			158			533
49,53	2,81		0,05	123		0,05	335
51,621	3,21			137			426
49,605	3,15			135			410
51,619	2,82			123			408
50,021	3,08			131			385

В заключение были исследованы высоковольтные потребители собственных нужд, их фактическая загрузка и устойчивость. Результаты расчетов приведены в приложении П.5. Как видно, из эксплуатационных данных и расчетов, коэффициент загрузки двигателей может существенно изменяться, от 0,2 до 1,1, то есть при анализе устойчивости нагрузки эквивалентирование с получением средневзвешенного коэффициента загрузки является неэффективным.

Во-вторых, часть потребителей собственных нужд предназначена для самозапуска, часть отключается защитой минимального напряжения. Как следует из расчетов, при коэффициентах загрузки выше номинальных значений у некоторых двигателей критическое напряжение выше уставки отключения защитой минимального напряжения. Поэтому высока вероятность, что при просадках напряжения со стороны энергосистемы машина опрокинется до срабатывания защиты минимального напряжения. Следовательно, можно получить нежелательный переходный процесс, связанный с каскадным самозапуском машин. В целом, наилучший уровень устойчивости, наблюдается в нормальном режиме. Худший - в островном, в зависимости от баланса мощностей или утяжеленном, сопровождающимся простоем оборудования.

### 3.6 Выводы по главе

1. Выполнено описание объекта исследования, в качестве которого принята собственная электростанция металлургического предприятия, имеющая сложную схему электрических соединений, несколько ступеней трансформации и близко расположенные потребители электрической энергии.

2. Определен регулирующий эффект отдельных характерных электроприемников и комплексной нагрузки металлургического предприятия.

3. Проведено исследование графиков нагрузки генераторов в нормальных режимах, которое показало, что ряд генераторов работают с недостаточным запасом статической устойчивости. Эти режимы связаны с повышенным напряжением на шинах ЭС и высокой загрузкой по активной мощности.

5. Наибольшее снижение запаса устойчивости наблюдается при повышении напряжения со стороны энергосистемы и работе АРВ на постоянство напряжения, так как существенно снижается ЭДС машины.

6. Нагрузочные диаграммы для генераторов нормируют допустимую минимальную величину реактивной мощности по статической устойчивости только для номинального напряжения на шинах генератора. Поэтому при отклонении напряжения со стороны энергосистемы требуется дополнительный пересчет, что не всегда учитывается в реальных условиях.

7. С целью повышения статической устойчивости необходимо повышать коэффициент трансформации за счет РПН или ПБВ, так как при этом повышается электрическая удаленность машины от системы и АРВ работает более благоприятно. Радикальным способом повышения устойчивости является снижение загрузки по активной мощности.

8. Величина уставки регулятора напряжения, регулирующий эффект нагрузки и коэффициент статизма регуляторов скорости и возбуждения не существенно влияют на действительный предел передаваемой мощности. Поэтому если при выходе на раздельную работу нет существенного дефицита реактивной мощности, сопровождающегося снижением напряжения более, чем на

10-15 %, то определяющим фактором является активная нагрузка узла.

9. При параллельной работе с энергосистемой и сохранении нормального уровня напряжения определяющим фактором устойчивости является загрузка машин по активной мощности у асинхронных двигателей и активной и реактивной у синхронных. Поэтому эквивалентирование машин с определением средней загрузки в подобных расчетах не допустимо.

10. При раздельной работе играет роль величина установившихся напряжения и частоты. Причем наименее благоприятными являются дефицит активной и реактивной мощности, а также избыток активной и дефицит реактивной, так как моменты сопротивления растут, а максимальные падают.

## **Глава 4 Динамическая и результирующая устойчивость заводских генераторов при совместной работе с энергосистемой и выходе в островной режим**

### **Постановка задачи**

Выбор метода расчета и математических моделей элементов сети напрямую связан с задачей и объектом исследования. Существует большое количество методов расчета переходных электромеханических процессов, обладающих высокой точностью. Однако они требуют значительного времени расчета. Поэтому очень часто при анализе режимов сложных электроэнергетических систем в сочетании с точными математическими моделями прибегают к эквивалентированию источников питания, элементов сети и нагрузки. Кроме того, возможно применение упрощенных математических моделей. Выбор модели обусловлен целью расчета и количеством машин, которое необходимо учесть.

В данной работе с целью анализа эффективности существующих и разработанных систем АРВ и АРЧМ синхронных генераторов, а также оценки их влияния на переходные электромеханические процессы в нормальных и аварийных режимах использованы подробные математические модели, реализованные в среде MATLAB Simulink. Для исследования взаимного влияния генераторов и двигателей в переходных электромеханических режимах в условиях промышленной многомашинной системы электроснабжения использованы упрощенные математические модели, реализованные в ПК «КАТРАН». Для анализа эффективности автоматических регуляторов группы машин в условиях многомашинной системы сложной конфигурации сформулированы критерии допустимости их эквивалентирования с целью дальнейшей реализации в среде MATLAB Simulink.

В условиях ВЗЭС встает задача исследования многомашинной системы, состоящей помимо источников питания, из большого количества индивидуальных электроприемников, которые нельзя эквивалентировать в силу их электрической близости к объектам распределенной генерации, соизмеримости установленных

мощностей с источниками, разнородности сети и коэффициентов загрузки. Причем, именно величина данных коэффициентов и характера момента сопротивления на валу является определяющей в вопросах устойчивости. Довольно часто при ее анализе принимается средневзвешенное значение коэффициента загрузки двигателей. Такой подход эффективен для расчета установившихся режимов и анализа динамической устойчивости при удаленных возмущениях. В других случаях он дает существенную погрешность и не отражает реальную картину процессов, даже при использовании точных математических моделей. Поэтому объединение двигателей только по принципу их конструктивного исполнения и типа, часто применяемое при расчетах, в случае ВЗЭС не является корректным. А применение эквивалентных генераторов и двигателей требует пересмотра критериев эквивалентности, позволяющих индивидуально учитывать коэффициент загрузки.

Таким образом, при исследовании переходных электромеханических процессов ЗЭС встает вопрос детализации математического моделирования элементов сети, особенно индивидуальных электроприемников, и выбора метода расчета с учетом приведенных факторов.

#### **4.1 Точное и приближенное математическое моделирование промышленных синхронных генераторов для расчета переходных режимов при параллельной работе с энергосистемой и выходе в островной режим**

Математическому моделированию синхронных генераторов в расчете электромеханических переходных процессов посвящено значительное число работ в отечественной и зарубежной литературе. При исследовании данного вопроса необходимо учитывать цель, с которой будут производиться расчеты с учетом данного генератора, а также структуру системы ВЗЭС, в состав которой он входит.

Традиционным для анализа электромеханических переходных процессов является математическое моделирование по системе уравнений Парка-Горева,

приведенное в работах Е.Я. Казовского, К.П. Ковача, Г. В. Меркурьева [88, 133] и др. Уравнения Парка-Горева - мощный инструмент, который используется для упрощения анализа и моделирования синхронных машин. Они позволяют перейти от трехфазной системы координат статора к системе, вращающейся с ротором. В труде [88] приводится подробное математическое моделирование генераторов в симметричных и несимметричных аварийных режимах. Основные подходы и положения при расчете электромеханических переходных процессов изложены в работе [42]. При классическом подходе анализ параметров синхронных генераторов сводится к численному решению системы уравнений Парка-Горева, описывающей электромагнитный переходный процесс в именованных единицах, с учетом активных сопротивлений и имеющей следующий вид [133]:

$$\frac{d\psi_d}{dt} + \omega\psi_q + ri_d = -u_d, \quad (4.1)$$

$$\omega\psi_d - \frac{d\psi_q}{dt} - ri_q = u_q, \quad (4.2)$$

$$\frac{d\psi_r}{dt} + r_r i_r = E_r, \quad (4.3)$$

$$\frac{d\psi_{rdi}}{dt} + r_{rdi} i_{rdi} = 0, i = 0 \dots n_d, \quad (4.4)$$

$$\frac{d\psi_{rqk}}{dt} + r_{rqk} i_{rqk} = 0, k = 0 \dots n_q, \quad (4.5)$$

$$\psi_d = L_d i_d + M_{ad} i_r + M_{ad} \sum_{i=1}^{n_d} i_{rdi}, \quad (4.6)$$

$$\psi_q = L_q i_q + M_{aq} \sum_{k=1}^{n_q} i_{rqk}, \quad (4.7)$$

$$\psi_r = L_r i_r + \frac{3}{2} M_{ad} i_d + M_{ad} \sum_{i=1}^{n_d} i_{rdi}, \quad (4.8)$$

$$\psi_{rdi} = L_{rdi}i_{rdi} + \frac{3}{2}M_{ad}i_d + M_{ad}i_r + M_{ad}\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_d} i_{rdj}, i = 0..n_d, \quad (4.9)$$

$$\psi_{rqk} = L_{rqk}i_{rqk} + \frac{3}{2}M_{aq}i_q + M_{aq}\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n_q} i_{rqj}, k = 0..n_q, \quad (4.10)$$

$$J\frac{d\Omega}{dt} = M_T - \frac{3}{2}(\psi_d i_q - \psi_q i_d), \quad (4.11)$$

где,  $r, r_r, r_{rdi}, r_{rqk}$  - активное сопротивление обмотки статора, обмотки возбуждения,  $i$  - го продольного и  $k$  - го поперечного демпферных контуров;  $L_d, L_q$  - индуктивности обмотки статора в продольной и поперечных осях;  $L_r, L_{rdi}, L_{rqk}$  - индуктивности обмотки возбуждения,  $i$  - го продольного и  $k$  - го поперечного эквивалентных демпферных контуров;  $M_{ad}$  - взаимная индуктивность любой пары контуров в оси  $d$ ;  $M_{aq}$  - взаимная индуктивность любой пары контуров в оси  $q$ ;  $E_r$  - напряжение возбуждения;  $\Omega = \frac{\omega}{p}$  - угловая скорость вращения ротора;  $p$  - число пар полюсов машины;  $n_d, n_q$  - количество эквивалентных короткозамкнутых контуров в осях  $d$  и  $q$ ;  $\psi_d, \psi_q$  - суммарные потокосцепления статора по продольной и поперечной осям;  $\psi_r, \psi_{rdi}, \psi_{rqk}$  - суммарные потокосцепления ротора  $i$  - го продольного и  $k$  - го поперечного эквивалентных демпферных контуров.

Также требуется описание уравнений движения систем АРВ и АРЧВ. Классические системы таких выражений приведены в работе В.А. Веникова, Л.А. Жукова [41]. Математическому моделированию систем АРЧВ турбогенераторов посвящены труды В.Н. Веллера, А.В. Паздерина, М.А. Трофимова, Г.В. Меркурьева, Е.Н. Попкова [40, 126, 133, 172, 207]. В работе [207] получена математическая модель системы АРЧВ паровой турбиной, позволяющая учесть различные возмущающие воздействия при эксплуатации. Разработано математическое представление блоков регулирования и электронной

управляющей части каждого из них, модели турбины. Математическому моделированию систем АРВ современных турбогенераторов посвящены работы А.Б. Аскарова, В.Б. Белого, Ю.Н. Булатова, П.В. Илюшина, Р.И. Канафеева, А.А. Юрганова [11, 17, 24, 79, 92, 189].

В настоящее время для математического моделирования электромеханических переходных процессов широко используется среда MatLab/Simulink. Обзор реализованных в ней моделей синхронных генераторов приведен в работе [72], в которой сопоставлены лежащие в их основе математические уравнения с классической системой уравнений Парка-Горева, рассмотрены особенности их формирования и задания параметров, даны рекомендации по применению. В статье [109] приведена усовершенствованная математическая модель генератора, описанная уравнениями Парка-Горева для электрической идеализированной машины с учетом изменения тока намагничивания. В труде [225] разработаны и усовершенствованы методы математического многоконтурного моделирования блоков турбина-генератор с высокоиспользуемыми синхронными машинами, оснащенными современными системами АРВ, с учетом насыщения сердечников на путях основного магнитного потока и путях потоков рассеяния. В работе [24] предложена структура цифрового двойника установки распределенной генерации, реализованная на основе синхронного генератора с нечетким блоком автонастройки АРВ и АРЧВ, в виде иерархической модели, построенной с помощью экспериментальных данных. Принципиально иной подход изложен в работе [61], в которой обоснована концепция всережимного моделирования в реальном времени крупной ЭС, исключая необходимость принципиально значимых упрощений и ограничений для моделей и условий их решения и позволяющая радикально решить проблему адекватности и оперативности моделирования.

Однако, такой подход весьма сложен и трудоемок и его применение ограничивается системой электроснабжения или ЭС с несколькими индивидуальными или эквивалентными машинами и протяженными линиями. Поэтому для корректного математического моделирования при наладке систем

регулирования возбуждения и скорости приемлем точный подход, тогда как для расчета многомашинных систем, учитывающих большое количество источников питания и двигателей, требующих индивидуального представления, больше подходит упрощенное математическое моделирование.

Наиболее распространенным способом упрощения данных выражений является использование переходных и сверхпереходных ЭДС и сопротивлений, пропорциональных суммарному потокосцеплению машины в первый момент возмущения, подробно изложенное в работе Э. Кимбарка [96]. При таком подходе по сути имеем дело только с параметрами обмотки статора, не рассчитывая подробно переходный процесс в обмотке возбуждения и демпферных обмотках. Действие системы регулирования возбуждения при этом учитывается изменением вынужденной ЭДС  $E_{qe}$ , а действие регулятора турбины изменением механической мощности. При этом постоянными времени регуляторов возбуждения и скорости пренебрегают, тогда как постоянные времени обмотки возбуждения и сервомотора учитываются. Изменение переходных и сверхпереходных ЭДС должно соответствовать выбранному закону АРВ с учетом действия форсировки, а изменение механической мощности турбины и скорости – принятому закону АРЧВ с учетом действия автомата безопасности турбины. Изложенный подход позволяет с достаточной точностью рассчитывать электромеханические переходные процессы в многомашинных системах. Данные вопросы изложены в работах [182, 202, 275]. Подход применен при разработке ПК «КАТРАН» [295, 298, 301, 312] для анализа переходных процессов в системах ВЗЭС, содержащих ТЭС [284, 302, 308, 310, 311, 313, 317, 319, 320]. Также учтено сетевое оборудование узла [280].

Суть такого расчета сводится к решению уравнения движения ротора. Изменение угла  $\delta$ , определяющего сохранение или нарушение динамической устойчивости, определяется численным интегрированием дифференциального уравнения движения ротора:

$$J \frac{d\omega_i}{dt} = \Delta M_{ri}, \quad (4.12)$$

или, переходя к относительным единицам и считая, что  $P^* = M^*$  (предполагая скорость неизменной) с учетом равенства  $\omega = d\delta/dt$ :

$$T_J \frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \Delta P_{\text{гi}}. \quad (4.13)$$

Здесь  $T_J$  – постоянная времени инерции агрегата генератор-турбина – определяется как  $T_J = \frac{2,74GD^2 n_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-6}}{S_{\text{ном}}}$ ,  $GD^2$  – суммарный маховой момент турбины и генератора, кг·м<sup>2</sup>;  $S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность, кВА;  $n_{\text{ном}}$  – номинальная скорость, об/мин.

Для синхронного генератора, первичным двигателем которого является паровая турбина, небаланс мощностей на валу может быть определен:

$$\Delta P = P_T(\omega/\omega_0) - P_{\text{рег}} - P_C - P_{Ac} + P_{\text{Пар}} + P_{\text{Пер}} + P_{\text{Ром}} + P_{\text{Стат}}, \quad (4.14)$$

где  $P_T$  – механическая мощность турбины;  $P_{\text{рег}}$  – мощность, обусловленная действием регулятора скорости;  $P_C$  – синхронная электромагнитная мощность;  $P_{Ac}$  – асинхронная электромагнитная мощность;  $P_{\text{Пар}}$  – мощность, обусловленная действием паровых объемов между парогенератором и турбиной;  $P_{\text{Пер}}$  – знакопеременная мощность;  $P_{\text{Ром}}$  – активная мощность, обусловленная потерями в роторе;  $P_{\text{Стат}}$  – активная мощность потерь в статоре;  $\omega$  – текущая скорость вращения вала турбины;  $\omega_0$  – номинальная скорость вращения вала.

Синхронная мощность, которую выдает генератор на шины напряжения  $U_C$  :

$$P_C = \frac{E'_q \cdot U}{X'_q} \cdot \sin \delta. \quad (4.15)$$

Во время переходного процесса в общем случае возникает разница в скоростях вращения ротора и электромагнитного поля статора, то есть возникает асинхронный ход, при этом генератор выдает асинхронную мощность. В общем случае при параллельной работе она находится по следующему выражению:

$$P_{Ac} = -\frac{U^2}{2} \cdot s \cdot \left[ \frac{X_d - X'_d}{X_d \cdot X'_d} \cdot \frac{T'_d}{1 + (s \cdot T'_d)} + \frac{X'_d - X''_d}{X'_d \cdot X''_d} \cdot \frac{T''_d}{1 + (s \cdot T''_d)} + \frac{X_d - X''_d}{X_d \cdot X''_d} \cdot \frac{T''_d}{1 + (s \cdot T''_d)^2} \right], \quad (4.16)$$

где  $s$  - скольжение.

При выходе на раздельную работу между генераторами возникают взаимные асинхронные мощности, способствующие втягиванию машин в синхронизм относительно друг друга [202].

Мощность, развиваемая турбиной, в этом случае определяется как

$$P_{T(n)} = P_{T0} \frac{\omega_{(n)}}{\omega_{(0)}} - P_{\text{рег}(n)}, \quad (4.17)$$

где  $P_{T0}$  – мощность турбины в начальный момент времени,  $\omega_0$  – скорость в начальный момент времени,  $\omega_{(n)}$  – скорость на  $n$ -м интервале,  $P_{\text{рег}(n)}$  – снижение мощности, обусловленное действием регулятора:

$$P_{\text{рег}(n)} = P_{\text{рег}(n-1)} + \Delta P_{\text{рег}(n)}, \quad (4.18)$$

где  $\Delta P_{\text{рег}}$  – приращение мощности на интервале,

$$\Delta P_{\text{рег}(n)} = \frac{P_{\text{Тном}}}{\sigma T_s} \frac{\Delta \delta_{(n)}}{18000} \left( 1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{314 \Delta t} \right) - \frac{\Delta t}{T_s} P_{\text{рег}(n-1)} \left( \frac{1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{314 \Delta t}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{314 \Delta t}} \right), \quad (4.19)$$

где  $\sigma$  – степень неравномерности регулятора скорости,  $T_s$  – постоянная времени сервомотора.

В настоящем алгоритме в течение всего переходного процесса в качестве сопротивления предлагается использовать  $\mathbf{x}'_d$ , в качестве ЭДС – величину  $\mathbf{E}' = \mathbf{E}'_d + \mathbf{jE}'_q$ , приведенную к мнимой и вещественной осям. Работа автоматического регулирования возбуждения учитывается изменением  $E_{qe}$  в соответствии с изменением напряжения при учете инерционности регулятора тока возбуждения.

Математическая модель приведена на рисунке 4.1. Приняты следующие обозначения:  $m$  – номер интервала, на котором напряжение восстановилось;  $K_{0t}$  – коэффициент усиления по отклонению тока;

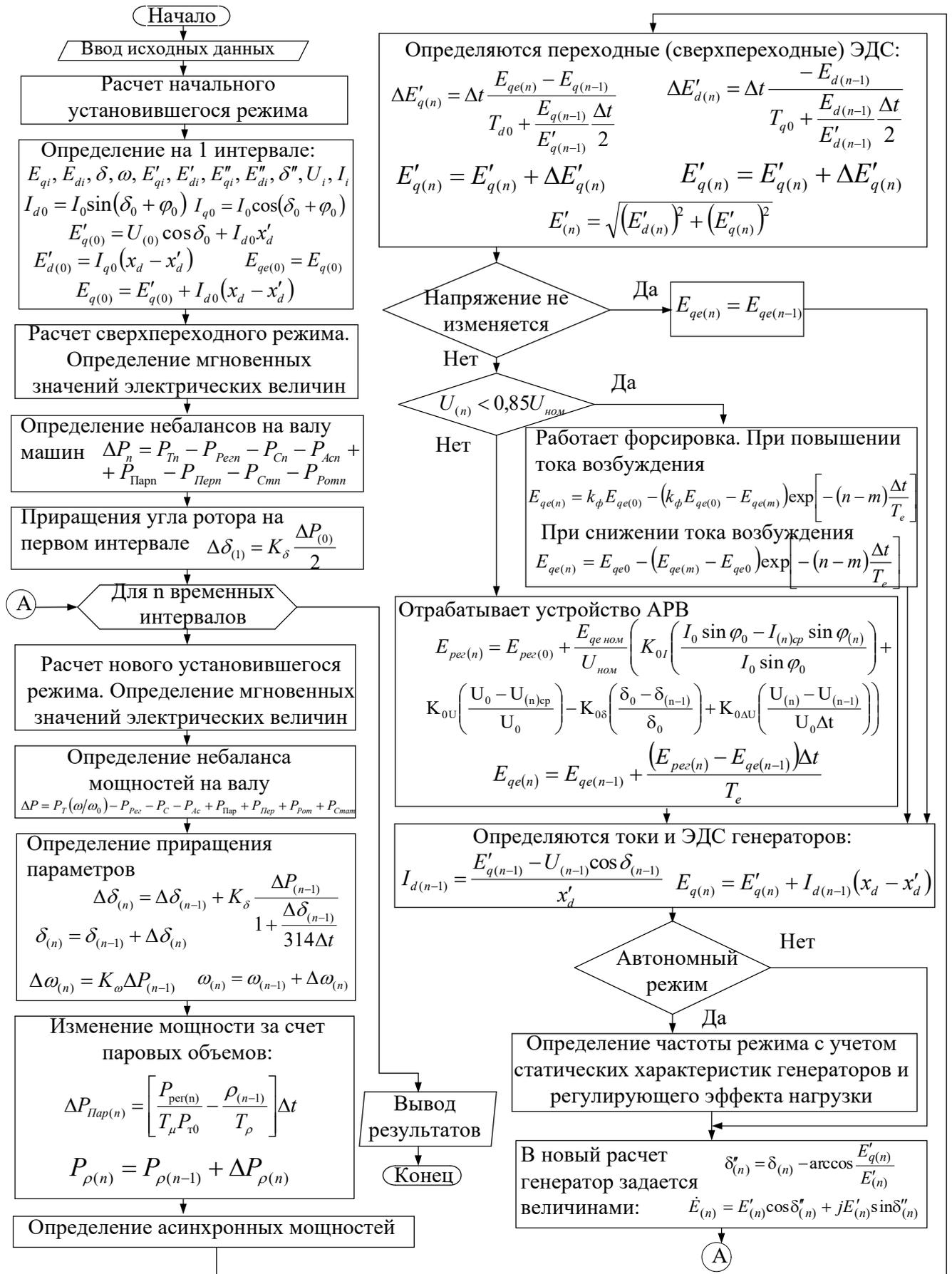


Рисунок 4.1. - Блок-схема расчетной математической модели синхронного генератора

$K_{0U}$  – коэффициент усиления по отклонению напряжения на выводах обмотки статора;  $K_{0\delta}$  – коэффициент усиления по отклонению угла ротора синхронного генератора;  $K_{0\Delta U}$  – коэффициент усиления по скорости отклонения напряжения;  $T_e$  – постоянная времени возбудителя;  $E_{pez}$  – ЭДС, задаваемая регулятором возбуждения;  $I_0$  – значение тока статора в нормальном режиме работы;  $U_0$  – значение напряжения в нормальном режиме работы;  $\delta_0$  – значение угла ротора рассматриваемого генератора в нормальном режиме работы;  $E_{qi}, E_{di}$  – ЭДС  $i$ -го генератора по поперечной и продольной осям;  $E'_{qi}, E'_{di}, E''_{qi}, E''_{di}$  – переходные и сверхпереходные ЭДС генератора по поперечной и продольной осям;  $\delta$  – угол ротора генератора между ЭДС по поперечной оси и напряжением на выводах обмотки статора;  $\delta''$  – угол между векторами сверхпереходной ЭДС и напряжения на выводах обмотки статора;  $U_i, I_i$  – напряжение ток обмотки статора генератора;  $P_{Tn}$  – механическая мощность турбины;  $P_{Pezn}$  – мощность, обусловленная действием регулятора скорости;  $P_{Cn}$  – синхронная электромагнитная мощность;  $P_{Acn}$  – асинхронная электромагнитная мощность;  $P_{Парп}$  – мощность, обусловленная действием паровых объемов;  $P_{Перп}$  – знакопеременная мощность;  $P_{Cmn}$  – активная мощность потерь в статоре;  $P_{Pomn}$  – активная мощность потерь в роторе;  $T_\rho$  – постоянная времени парового объема;  $T_\mu$  – постоянная времени регулятора скорости;  $\rho = \Delta p / p_0$  – изменение давления в паровом объёме;  $\mu = \Delta z / z_{\max}$  – перемещение регулирующего клапана;  $P_{m0}$  – мощность, развиваемая турбиной в начальный момент времени;  $\Delta\delta$  – приращение угла в конце первого интервала;  $K_\delta = 18000 \frac{\Delta t^2}{T_J}$ ;  $K_\omega = 18000 \frac{\Delta t}{T_J}$ ;  $\omega_0$  – скорость в начальный момент времени;  $\omega_{(n)}$  – скорость на  $n$ -м интервале;  $P_{pez(n)}$  – снижение мощности под действием регулятора;  $I_0$  – модуль комплекса тока, полученного из расчета исходного установившегося режима;  $I_d, I_q$  – составляющие тока статора по продольной и поперечной осям;  $T_{d0}$  – постоянная времени обмотки возбуждения;  $E_{qe}$  – вынужденная ЭДС генератора, обусловленная действием АРВ

или форсировки;  $x_q, x_d, x'_q, x'_d$  – синхронные и переходные реактивности по продольной и поперечной осям;  $i$  – номер генератора.

#### **4.2. Эквивалентирование генераторов промышленных электростанций при расчете переходных электромеханических процессов**

Как было отмечено ранее, для более достоверного анализа электромеханических переходных процессов необходимо использовать более полные математические модели, подробно учитывающие работу систем АРВ и АРЧВ. Однако, в многомашинных системах в силу большого времени расчета приходится прибегать к двум допущениям – либо к упрощенным математическим моделям, либо к эквивалентированию. При исследовании крупных энергосистем эквивалентирование осуществляется по электростанциям, на которых мощные генераторы соединены в энергоблоки и имеют одинаковую электрическую удаленность от точек возмущения в ЭС. Поэтому в силу одинаковых сопротивлений связи и электромагнитной и механической инерции агрегатов, систем АРВ и АРЧВ такой подход является допустимым. Общие вопросы эквивалентирования источников питания при расчете установившихся режимов изложены в работе Л.А. Жукова [71]. В принципе, методы эквивалентирования, существующие в данное время, в основном ориентированы на крупные ГРЭС. В работе [111] показан способ получения эквивалента энергосистемы глобального энергетического объединения для расчётов динамической устойчивости. В труде А.В. Паздерина [222] описан способ идентификации динамического эквивалента энергосистемы на основе синхронизированных векторных измерений с целью контроля низкочастотных колебаний. Получена возможность выделения опасных сечений и «критических» генераторов для текущего режима. В работах В.А. Щедрина [45, 226] рассматриваются математические способы эквивалентирования и упрощения электрических систем на основе применения матричных преобразований и расчета сетей по частям. На основе тензорного метода и диакоптики в работе строится на конкретном примере сложной сети ее

эквивалентная топологическая модель с сохранением числа узлов исходной сети и эквивалента решений. Рассмотрены также эквиваленты сложной системы, в которых сохраняются лишь узлы, к которым присоединены синхронные генераторы с учетом явнополюсности. В труде Н.Д. Поляхова [171] предложен оригинальный метод определения внешнего индуктивного сопротивления эквивалентного генератора, замещающего электростанцию в схеме «станция – линия – шины». Подобное эквивалентирование допустимо, поскольку при экспериментальной оценке устойчивости электростанций, примыкающих к ЭС, при разработке и наладке систем АРВ наиболее определяющим является общее одночастотное движение исследуемых агрегатов относительно мощных ЭС.

Использование источников распределенной генерации и анализ электромеханических переходных процессов в ней существенно осложнен тем, что генераторы могут иметь различные первичные источники, мощность, постоянные инерции и электрическую удаленность от точки возмущения или энергосистемы большой мощности. Возможно наличие электрически близко расположенной к объектам распределенной генерации переменной нагрузки. Это характерно для ЗЭС. Подробное математическое моделирование электромеханических переходных процессов с учетом уравнений Парка-Горева плохо реализуемо в условиях большого количества источников переменного тока и двигателей. Поэтому возможно применение эквивалентирования источников питания распределенной генерации при выполнении всех следующих критериев:

- выявление точки возмущения в сети и определение эквивалентного сопротивления связи синхронного генератора относительно данной точки, причем эквивалентлируемые источники должны иметь примерно равную электрическую удаленность от точки возмущения;

- близкие постоянные инерции системы возбуждения и закон АРВ;
- близкие постоянные механической инерции генератора и турбины;
- близкая загрузка по активной и реактивной мощности в исходном режиме;
- одинаковый первичный двигатель и система АРЧВ.

На основе указанных факторов делают вывод о допустимости

эквивалентирования для каждого случая в зависимости от вида возмущения.

Алгоритм определения электрической удаленности промышленных генераторов (рисунок 4.2) с помощью программного комплекса «КАТРАН» на основе параметров сверхпереходных режимов в зависимости от точки возмущения в сети. Он учитывает наличие связи с ЭС большой мощности и вид возмущения. Электрическая удаленность определяется по параметрам сверхпереходного режима.

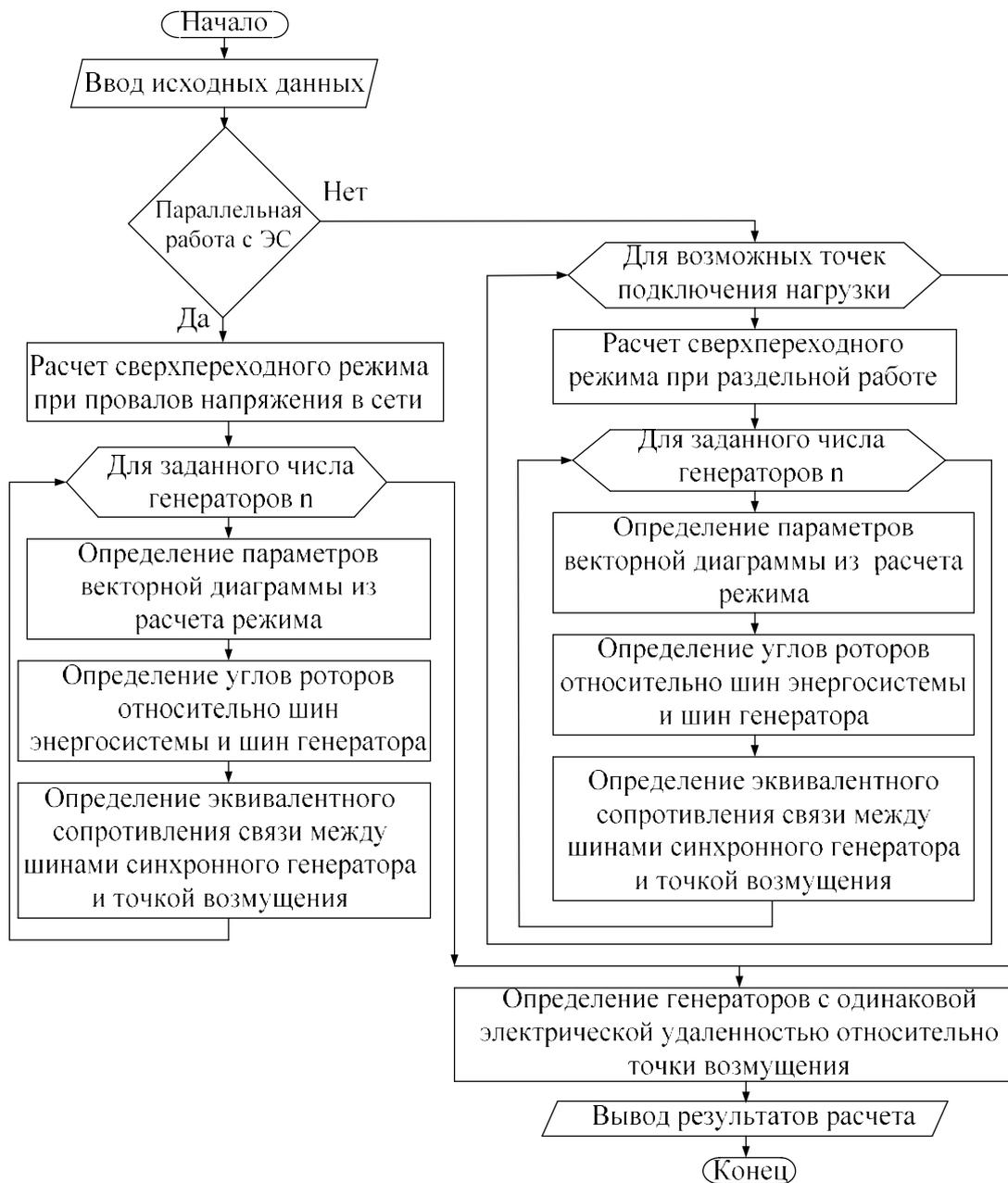


Рисунок 4.2. Алгоритм определения электрической удаленности относительно места возмущения на основе метода последовательного эквивалентирования

### **4.3 Математическое моделирование промышленных электроприемников в многомашинной системе в расчете нормальных и островных режимов**

При анализе электромеханических переходных процессов в узлах ЗЭС с нагрузкой установленные мощности высоковольтных двигателей часто соизмеримы с параметрами генераторов. Поэтому их объединение и эквивалентирование при внутренних возмущениях в сети не является целесообразным.

Данная проблема особенно подробно отмечена в работе П.В. Илюшина [82]. Показано, что переходные процессы в двигателях могут оказывать решающее влияние на изменение режимов работы синхронных генераторов, их устойчивость, а также возможность сохранения в работе в различных схемно-режимных условиях. Дана характеристика возможному применению математических моделей для разнотипных электроприемников, в том числе электротехнологических установок и двигателей переменного тока, включенных напрямую в сеть. Приведены критические значения провалов напряжения и их влияние на требования точности моделирования.

В настоящее время состав электроприемников металлургического предприятия весьма разнообразен. В их числе остаются синхронные и асинхронные двигатели, подключенные напрямую, а также освещение и электротехнологические установки. На такого рода предприятиях, как правило, присутствует большое количество резкопеременной нагрузки, приводимой синхронными двигателями или машинами, подключенными через выпрямительные установки [290, 357, 360, 361]. В этой группе потребителей присутствует тенденция снижения числа двигателей постоянного тока, питающихся от тиристорных выпрямителей или по системам Г-Д, в то же время возрастает число двигателей переменного тока, получающих питание от частотных преобразователей [333, 358, 356, 349, 342, 335]. Все перечисленные электроприемники в зависимости от места их подключения могут оказывать существенное влияние на параметры электромеханических переходных

процессов, и требовать индивидуального моделирования.

При моделировании синхронных двигателей используется такой же подход, как при моделировании генераторов [270, 271]. Подробно вопросы их математического моделирования для расчета режимов изложены в работах Ю.Е. Гуревича, Г.В. Меркурьева [57, 133]. В них даны рекомендации по учету явнополюсности, системы возбуждения и закона его регулирования. Система АРВ у таких машин работает по более простым законам, например, на постоянство тока возбуждения или коэффициента мощности и регулируется при необходимости вручную. В зависимости от вида приводимого механизма, как правило, насосы и вентиляторы не имеют АРВ, по сути, поддерживается закон, близкий к постоянству тока возбуждения. Двигатели, приводящие прокатные станы и имеющие резкопеременный момент на валу, имеют закон АРВ, например, на постоянство коэффициента мощности. Обязательным является наличие форсировки. Механический момент на валу зависит от вида приводимого механизма и корректируется при изменении скорости. Общие вопросы представления машин переменного тока в расчетах динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями изложены в работах [279, 296, 307, 309].

Систему уравнений синхронного двигателя с двумя эквивалентными роторными контурами с переменными параметрами, замещающими пусковую обмотку явнополюсного или бочку ротора неявнополюсного двигателя, записывают [133]:

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_d}{dt} + (1+s)\psi_q + ri_d = -u_d, \quad (4.20)$$

$$(1+s)\psi_d - \frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_q}{dt} - ri_q = u_q, \quad (4.21)$$

$$\frac{d\psi_r}{dt} = \omega_s \rho_r (E_r - E_q), \quad (4.22)$$

$$\frac{d\psi_{rd}}{dt} = -\omega_s \rho_{rd} E_{rq}, \quad (4.23)$$

$$\frac{d\psi_{rq}}{dt} = \omega_s \rho_{rq} E_{rd}, \quad (4.24)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} (M_{MX} - M_e), \quad (4.25)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_s (s - s_v), \quad (4.26)$$

$$\psi_d = x_s I_d + E_{\delta q}, \quad (4.27)$$

$$\psi_q = x_s I_q + E_{\delta d}, \quad (4.28)$$

$$\psi_r = \frac{x_{sr}}{x_r} E_q + \frac{x_{ad}}{x_r} E_{\delta q}, \quad (4.29)$$

$$\psi_{rd} = \frac{x_{srd}}{x_{rd}} E_{rq} + \frac{x_{ad}}{x_{rd}} E_{\delta q}, \quad (4.30)$$

$$\psi_{rq} = \frac{x_{srq}}{x_{rq}} E_{rq} + \frac{x_{aq}}{x_{rq}} E_{\delta d}, \quad (4.31)$$

$$E_{\delta q} = \mathcal{G}_d (x_{ad} I_d + E_q + E_{rq}), \quad (4.32)$$

$$E_{\delta d} = -\mathcal{G}_q (x_{aq} I_q - E_{rd}), \quad (4.33)$$

$$M_e = (\psi_d I_q - \psi_q I_d) \eta = (E_{\delta q} I_q - E_{\delta d} I_d) \eta, \quad (4.34)$$

Для неявнополюсных двигателей

$$\mathcal{G}_d = \mathcal{G}_q = \mathcal{G} = f(E_\delta), \quad (4.35)$$

Для явнополюсных двигателей

$$\mathcal{G}_d = f(E_{\delta q}), \quad (4.36)$$

$$g_q = 1, \quad (4.37)$$

$$E_\delta = \sqrt{E_{\delta d}^2 + E_{\delta q}^2}, \quad (4.38)$$

где  $\omega_s$  - угловая скорость синхронной оси;  $M_{MX}$  - механический момент на валу;  $M_e$  - электромагнитный момент на валу;  $g$  - коэффициент насыщения;  $s$  - скольжение.

Подобный подход требует значительного вычислительного и временного ресурса и поэтому применим для расчетов режимов индивидуальных приводов или эквивалентов. При исследовании процессов в многомашинной системе и малой электрической удаленностью в условиях ВЗЭС такие двигатели представляют вынужденными ЭДС с учетом наличия и закона АРВ и действия форсировки.

При параллельной работе с ЭС в общем случае поддерживается номинальная частота, и изменение частоты вращения роторов при любом переходном процессе будет сопровождаться выработкой (у синхронных генераторов) или потреблением (у синхронных двигателей) асинхронной активной мощности относительно номинальной частоты сети. Особый интерес представляет исследование динамической и результирующей устойчивости синхронных двигателей при выходе в островной режим, когда появляется необходимость его синхронизации с другими машинами, то есть в нем наводятся дополнительные демпферные моменты, обусловленные генераторами узла. При выходе на отдельную работу скорости роторов синхронных генераторов изменяются в результате возникшего небаланса мощностей из-за отсутствия связи с ЭС. Для нормальной работы они должны втянуться в синхронизм друг относительно друга благодаря наличию асинхронных мощностей. При отдельной работе каждый генератор выдает собственную синхронную мощность, соответствующую частоте вращения. Относительно данной частоты все синхронные двигатели выдают или принимают некоторую асинхронную активную мощность.

Математическая модель синхронного двигателя для расчета переходных электромеханических процессов приведена на рисунок 4.3.

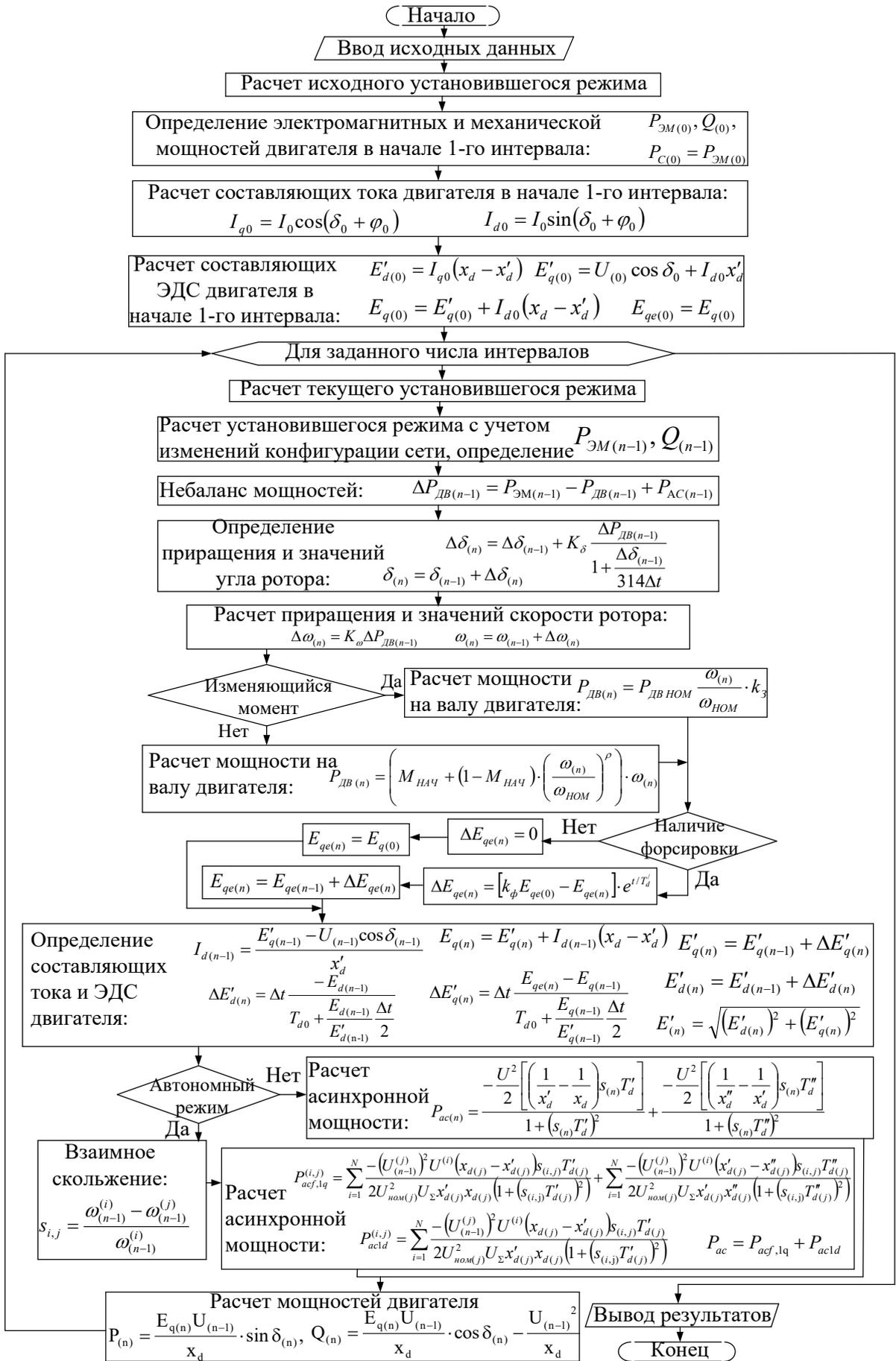


Рисунок 4.3 - Блок-схема расчетной математической модели СД

В математической модели использованы следующие обозначения, о.е.:  $\Delta P_{ДВ(n)}$  – небаланс мощности на валу машины на  $n$ -м интервале;  $P_{ЭМ(n)}$ ,  $P_{АС(n)}$  – электромагнитная и асинхронная мощности на  $n$ -м интервале;  $P_{ДВ(n)}$  – резкопеременная мощность приводимого механизма на  $n$ -м интервале;  $\Delta\delta_{(n)}$  – приращение угла сдвига ротора машины на  $n$ -м интервале;  $K_{\delta}=360f_0\Delta t^2/T_J$ ;  $f_0$  – номинальная частота питающей сети;  $\Delta t$  – интервал времени;  $T_J$  – постоянная времени инерции агрегата генератор-турбина;  $K_{\omega}=360f_0\Delta t/T_J$ ;  $\delta_{(n)}$  – угол сдвига ротора машины на  $n$ -м интервале;  $\omega_{(n)}$  – скорость ротора машины на  $n$ -м интервале;  $\omega_{НОМ}$  – номинальная скорость двигателя;  $P_{ДВНОМ}$  – номинальная мощность двигателя;  $M_{НАЧ}$  – начальный момент двигателя;  $k_3$  – коэффициент загрузки, взятый по нагрузочной диаграмме;  $I_{q0}$ ,  $I_{d0}$  – поперечная и продольная составляющие тока статора, полученные из расчета исходного установившегося режима;  $I_0$  – модуль комплекса тока, полученный из расчета исходного установившегося режима;  $\delta_0$  – угол сдвига ротора машины, полученный из расчета исходного установившегося режима;  $\varphi_0$  – начальное значение угла нагрузки;  $E'_{q(0)}$ ,  $E'_{d(0)}$  – продольная и поперечная составляющие ЭДС за переходным индуктивным сопротивлением, полученные из расчета исходного установившегося режима;  $x_d$  – продольное синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора машины;  $x'_d$  – переходное индуктивное сопротивление машины;  $U_{(0)}$  – напряжение на шинах двигателя, полученное из расчета исходного установившегося режима;  $E_{q(0)}$  – продольная составляющая ЭДС за индуктивным сопротивлением, полученная из расчета исходного установившегося режима;  $\Delta E'_{q(n)}$  – приращение продольной составляющей ЭДС за переходным индуктивным сопротивлением на  $n$ -м интервале;  $k_{\phi}$  – коэффициент форсировки;  $E_{qe(n)}$  – вынужденная ЭДС машины на  $n$ -м интервале;  $E_{q(n)}$  – продольная составляющая ЭДС за индуктивным сопротивлением на  $n$ -м интервале;  $T_{d0}$  – постоянная времени обмотки возбуждения;  $E'_{q(n)}$  – продольная составляющая ЭДС за переходным индуктивным сопротивлением на  $n$ -м интервале;  $E_{qe(0)}$  вынужденная ЭДС машины, полученная из расчета исходного установившегося режима;  $T'_d$  – постоянная времени обмотки возбуждения при короткозамкнутой обмотке статора;  $\Delta E_{qe(n)}$  – приращение вынужденной ЭДС СД на  $n$ -м интервале;  $I_{d(n)}$  – продольная составляющая тока статора на  $n$ -м интервале;  $U_{(n)}$  – напряжение на шинах двигателя на  $n$ -м интервале;  $P$ ,  $Q$  – активная и реактивная мощности машины;

$P_{mexi}$  – мощность приводимого механизма;  $P_{si}$  – синхронная электромагнитная мощность, величина которой определяется из расчета установившегося режима на текущем интервале времени;  $P_{aci}$  – асинхронная мощность;  $T'_d$  – переходная постоянная времени двигателя по продольной оси;  $T''_d$  – сверхпереходная постоянная времени двигателя по продольной оси;  $U$  – напряжение на выводах обмотки статора синхронного двигателя;  $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление;  $x'_d$  – синхронное переходное индуктивное сопротивление;  $x''_d$  – синхронное сверхпереходное индуктивное сопротивление;  $s_{(n)}$  – скольжение ротора двигателя.

Полученные выражения входят в состав единого алгоритма и позволяют производить анализ переходных электромеханических процессов при параллельной работе с ЭС и выходом на отдельную работу. Он применим для оценки устойчивости с учетом изменений в конфигурации сети в аварийных ситуациях.

Асинхронная нагрузка весьма разнообразна в системах ВЗЭС. Вопросы ее математического моделирования с учетом самозапуска подробно изложены в работах Ю.Е. Гуревича, Г.В. Меркурьева [57, 133]. Низковольтную асинхронную нагрузку можно представить в режимах выхода на отдельную работу комплексными статическими характеристиками. При отклонениях параметров режима менее, чем на 10 % это является допустимым. При высоковольтной асинхронной нагрузке возникает необходимость представления асинхронных двигателей индивидуально. При точном математическом представлении также необходимо использовать уравнения Парка-Горева. Двигатель не имеет обмотки возбуждения и симметричен по осям  $d$  и  $q$ , поэтому  $d$  и  $q$  оси можно ориентировать произвольно.

Система уравнений в собственных  $d$ ,  $q$  осях, описывающая асинхронный двигатель имеет вид:

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_d}{dt} + (1 + s)\psi_q + ri_d = -u_d, \quad (4.39)$$

$$(1+s)\psi_d - \frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_q}{dt} - ri_q = u_q, \quad (4.40)$$

$$\frac{d\psi_{rdi}}{dt} = -\frac{1}{T_{ri}} E_{rqi}, \quad i=1,2,\dots,n \quad (4.41)$$

$$\frac{d\psi_{rqi}}{dt} = -\frac{1}{T_{ri}} E_{rdi}, \quad i=1,2,\dots,n \quad (4.42)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} (M_{MX} - M_e), \quad (4.43)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_s (s - s_v), \quad (4.44)$$

$$\psi_d = x_s I_d + E_{\delta q}, \quad (4.45)$$

$$\psi_q = x_s I_q + E_{\delta d}, \quad (4.46)$$

$$\psi_{rdi} = \frac{x_a}{x_{ri}} E_{\delta q} + \frac{x_{sri}}{x_{ri}} E_{rqi}, \quad i=1,2,\dots,n \quad (4.47)$$

$$\psi_{rqi} = -\frac{x_a}{x_{ri}} E_{\delta d} - \frac{x_{sri}}{x_{ri}} E_{rdi}, \quad i=1,2,\dots,n \quad (4.48)$$

$$E_{\delta q} = \mathcal{G}_d (x_a I_d + \sum_{i=1}^n E_{rqi}), \quad (4.49)$$

$$E_{\delta d} = -\mathcal{G} (x_a I_q - \sum_{i=1}^n E_{rdi}), \quad (4.50)$$

$$M_e = \psi_d I_q - \psi_q I_d = E_{\delta q} I_q - E_{\delta d} I_d, \quad (4.51)$$

$$\mathcal{G} = f(E_\delta), \quad (4.52)$$

$$E_\delta = \sqrt{E_{\delta d}^2 + E_{\delta q}^2}, \quad (4.53)$$

где  $\omega_s$  - угловая скорость синхронной оси;  $M_{MX}$  - механический момент на валу;  $M_e$  - электромагнитный момент на валу;  $\mathcal{G}$  - коэффициент насыщения.

Подробный учет многочисленных высоковольтных асинхронных двигателей при анализе переходных процессов ЗЭС с нагрузкой весьма затруднителен. Поэтому с целью оценки электромеханических переходных процессов было принято упрощенное математическое моделирование. В этом случае производится численное решение уравнения движения ротора упрощенно через мощности и определяется изменение скольжения. При выходе на раздельную работу в таких машинах возникает большое число демпферных моментов относительно работающих синхронных генераторов. В целом, асинхронные двигатели в таких режимах более устойчивы, так как нет необходимости втягивания с синхронизм.

В математической модели (рисунок 4.4) использованы следующие обозначения:  $\Delta M_{(n)}$  – небаланс момента на валу машины на  $n$ -м интервале;  $M_{ЭМ(n)}$  - электромагнитный момент машины на  $n$ -м интервале;  $M_{НАЧ}$  – начальный момент двигателя;  $M_{С(n)}$  – момент сопротивления приводимого механизма на  $n$ -м интервале;  $\Delta s_{(n)}$  приращение скольжения на  $n$ -м интервале;  $T_{JM}$  – постоянная инерции машины;  $s_{(n)}$  – скольжение АД на  $n$ -м интервале;  $f_{(n)}$  – частота сети на  $n$ -м интервале;  $f_{НОМ}$  – номинальная частота сети;  $U_{(n)}$  – напряжение сети на  $n$ -м интервале;  $U_{НОМ}$  - номинальное напряжение сети;  $\omega_{(n)}$  – скорость ротора машины на  $n$ -м интервале;  $\omega_{НОМ}$  – номинальная скорость двигателя;  $P, Q$  – активная и реактивная мощности машины;  $k_f$  - коэффициент, характеризующий степень изменения частоты;  $k_u$  - коэффициент, характеризующий степень изменения напряжения;  $r'_2, x_k$  – параметры схемы замещения машины;  $\alpha$  - поправочный множитель, учитывающий влияние насыщения главной магнитной цепи двигателя;  $x_\mu$  - сопротивление ветви намагничивания.

При расчете методом последовательного эквивалентирования и методом последовательных интервалов асинхронный двигатель вводится ЭДС, равной нулю, и сопротивлением, полученным через технические параметры и нагрузку.

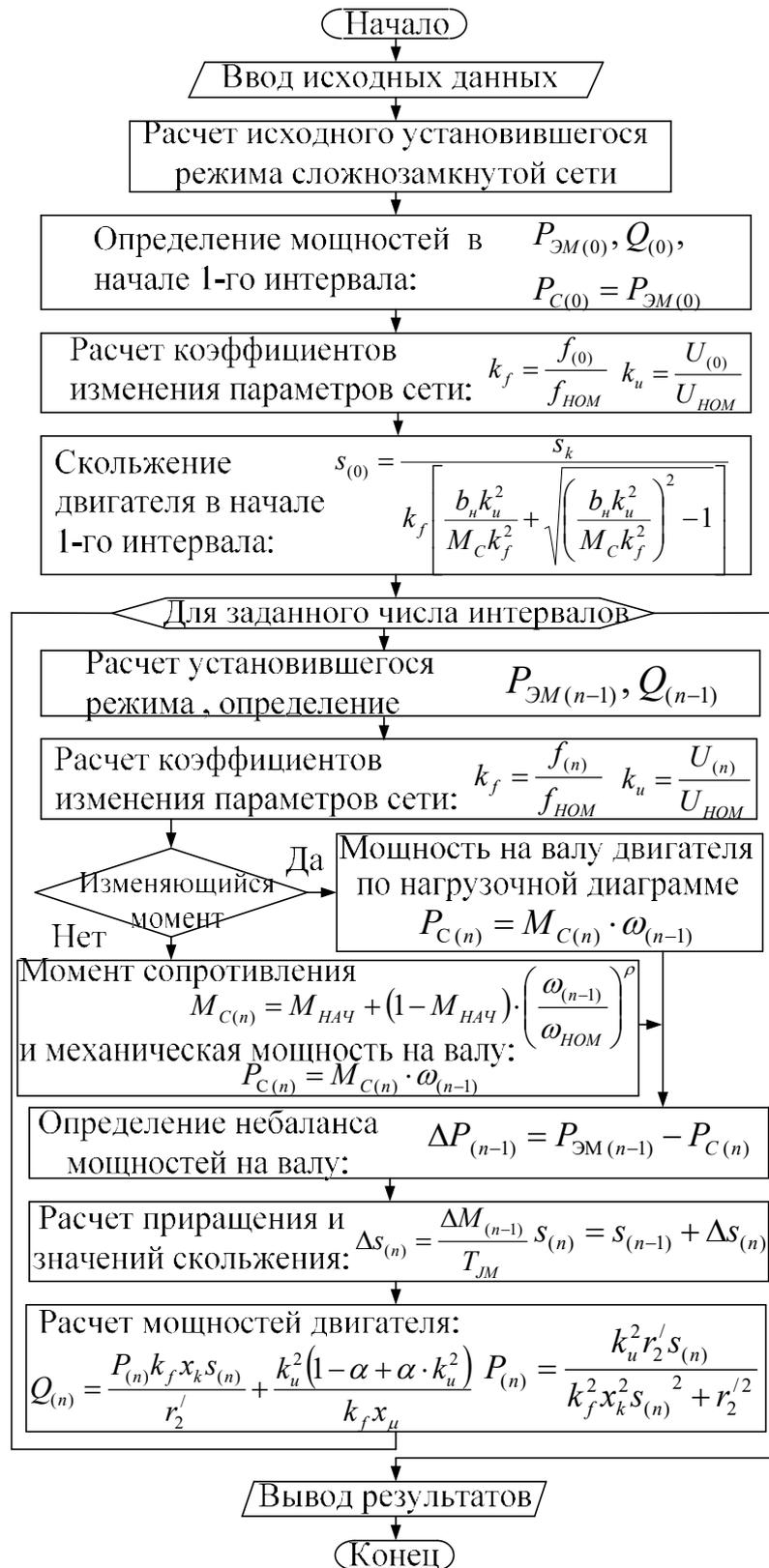


Рисунок 4.4 - Блок-схема расчета параметров режима работы асинхронного двигателя

При расчете на зажимах каждой машины определяются комплексные напряжения и токи. В исходном установившемся режиме определяются

напряжение  $U_{(0)}$ , ток  $I_0$ , угол нагрузки  $\varphi_0$  машины по известным активным  $P_{Э(0)}$  и реактивным  $Q_{(0)}$  мощностям и сопротивлению  $x$ , принятому из справочной литературы, в нормальном режиме работы. Определяются скольжение и скорость вращения ротора. Производится расчет переходного режима, на каждом интервале, определяются токи и мощности двигателя. Параллельно с этим решается уравнение движения ротора. Математическая модель представлена в работе [202].

Отдельной характерной чертой анализа электромеханических переходных процессов в ВЗЭС является наличие резкопеременной нагрузки, в состав которой входят двигатели, получающие питание от преобразователей. Вопросам ее моделирования посвящены работы [104, 105, 106].

В первую очередь, это двигатели постоянного тока, получающие питание от регулируемых и нерегулируемых выпрямителей. Математическое моделирование двигателей постоянного тока, питающихся от тиристорных преобразователей, приведено в работах Москаленко В.В. [137], Фираго Б.И. [212, 213]. Глубоко изучены переходные процессы таких двигателей при питании от различных типов источников. На основании уравнений, описывающих работу системы двигатель постоянного тока - тиристорный преобразователь в переходном режиме в диссертационной работе [202] была разработана расчетная математическая модель, позволяющая определять параметры переходных режимов при наличии резкопеременного момента на валу и изменяющемся напряжении питающей сети. Осуществляется ввод исходных параметров элементов питающей сети и номинальных параметров двигателя и производится расчет номинальных параметров установки. Далее для заданного интервалов рассчитываются значения тока и ЭДС, а также коэффициент, учитывающий степень изменение напряжения сети. Затем осуществляется сравнение реальной скорости двигателя с заданной по тахограмме, и соответствующий расчет требуемого подводимого напряжения к двигателю. Определяется коэффициент мощности, учитывающий изменение параметров питающей сети, и в зависимости от него выбор режима работы преобразователя.

Если он работает в режиме полного открытия тиристорov, к двигателю подводится максимальное выпрямленное напряжение, зависящее от напряжения питающей сети. Если тиристорный преобразователь работает в регулируемом режиме, то подводится напряжение преобразователя, соответствующее скорости, требуемой по тахограмме. Задается момент сопротивления нагрузки на валу, взятый по нагрузочной диаграмме и определяется скорость двигателя. В конце интервала получаем мощности, потребляемые установкой в целом. Потребление активной мощности зависит от мощности нагрузки на валу и скорости вращения ротора двигателя, рассчитываемой на каждом интервале расчета, а потребление реактивной мощности – от режима работы преобразователя.

В настоящее время все большее распространение получают двигатели переменного тока, питающиеся от автономных и непосредственных преобразователей частоты. У таких приемников защита минимального напряжения срабатывает при просадке напряжения на шинах на 10 % и более. Потребление реактивной мощности зависит от системы выпрямления на частотном преобразователе. Как правило, она не велика. Потребление активной мощности в силу действия регуляторов скорости меняться не будет и в инверторной части будет поддерживаться заданным. Математическая модель двигателя переменного тока, получающего питание от преобразователей частоты с непосредственной связью была разработана на основании уравнений, приведенных в работах О.А. Маевского [124], И.Л. Бернштейна [20]. Автором диссертационной работы [202] получена упрощенная математическая модель для расчета параметров режимов работы синхронных и асинхронных, питающихся от непосредственных преобразователей частоты и имеющих резкопеременный момент на валу, при изменяющихся параметрах питающей сети. В начале алгоритма расчета осуществляется ввод исходных параметров элементов питающей сети и двигателя переменного тока и производится расчет исходного установившегося режима. Далее для заданного числа интервалов рассчитываются коэффициенты установки, необходимые для определения выходного напряжения преобразователя частоты, требуемого по нагрузочной диаграмме. На этой же стадии

производится расчет максимально возможного значения выходного напряжения преобразователя. Определяется возможность поддержания непосредственного преобразователя частоты требуемого напряжения и в зависимости от этого перерасчет выходных параметров преобразователя. Затем в зависимости от типа питающегося двигателя и с учетом резкопеременной нагрузки на валу определяются мощности, потребляемые из сети. В конце интервала вычисляются активная и реактивная мощности всей установки. Особенности работы установки являются невозможность превышения выходной частоты преобразователя частоты питающей сети, а также зависимость частоты преобразователя от выходного напряжения.

Математическая модель двигателя переменного тока, питающегося от тиристорного преобразователя со звеном постоянного тока освещена в литературе [34, 124, 137, 212]. В диссертационной работе [202] разработана упрощенная математическая модель расчета параметров режимов работы системы частотный преобразователь со звеном постоянного тока – двигатель переменного тока. Модель позволяет рассчитать параметры при работе резкопеременной нагрузки, изменении момента на валу и напряжения сети. В начале алгоритма расчета осуществляется ввод исходных параметров элементов системы электроснабжения и двигателя переменного тока. Производится расчет исходного установившегося режима. Для заданного числа интервалов первоначально рассчитываются максимальные значения выпрямленного напряжения тиристорного выпрямителя и выходного напряжения преобразователя, а также напряжения, которое необходимо подать на двигатель согласно нагрузочной диаграммы. На следующем этапе расчета происходит сравнение максимально возможного и требуемого напряжения и соответствующая корректировка выходных параметров частотного преобразователя с автономным инвертором. В зависимости от подводимых к двигателю параметров и типа самого двигателя с учетом резкопеременной нагрузки на валу производится расчет потребляемых из сети активной и реактивной мощностей двигателя. В конце интервала расчета, исходя из рассчитанных мощностей двигателя и типа тиристорного выпрямителя, рассчитываются мощности всей установки в целом.

#### **4.4. Эквивалентирование промышленных синхронных и асинхронных двигателей в многомашинной системе для расчета переходных режимов**

Вопросам эквивалентирования синхронных и асинхронных двигателей посвящено значительное число работ [60]. Прежде всего, это связано с расчетами режимов крупных ЭС. Так, в работе [82] изложены основные принципы и даны рекомендации по возможности эквивалентирования синхронных и асинхронных машин. Для них сформулированы три ступени точности эквивалентирования.

При расчете режимов крупных ЭС основная идея заключается, с одной стороны в составлении максимально точной математической модели, с другой стороны, определение текущих параметров двигателя как средневзвешенное значение. С учетом возможности каскадного самозапуска такой подход в пределах ВЗЭС не является подходящим. В связи с этим автором предложена совокупность критериев, при соблюдении которых можно сделать вывод о возможности эквивалентирования группы электродвигателей:

1) одинаковая электрическая удаленность машины от места возмущения. При провалах напряжения в сети и параллельной работе с энергосистемой ее можно определить косвенным путем, если посчитать сверхпереходный режим при возмущении и определить в первом приближении возникающий небаланс мощностей на валу. При отдельной работе с ЭС возникает необходимость определения эквивалента относительно источников питания. В связи с этим для определения электрической удаленности при выходе на отдельную работу следует руководствоваться общими точками подключения к шинам;

2) приблизительно одинаковый момент инерции двигателя и приводимого механизма, что определяет сброс или набор скорости роторов машин при переходном процессе;

3) характер момента сопротивления на валу;

4) наличие защиты минимального напряжения;

5) загрузка по активной мощности, определяющая потребление реактивной;

6) у синхронных машин важно значение реактивной мощности и закон АРВ.

Алгоритм эквивалентирования двигательной нагрузки в условиях промышленного предприятия приведен на рисунках 4.5, 4.6.



Рисунок 4.5 - Порядок определения параметров эквивалентного асинхронного двигателя

#### 4.5 Возможность применения статических характеристик нагрузки в анализе результирующей устойчивости при выходе ЗЭС в островной режим

В работе [82] показано, что если расчеты ведутся с целью анализа переходных процессов в сетях напряжением 220–750 кВ, то нагрузка может быть представлена статическими характеристиками. Такое допущение возможно, так как рассматриваемые возмущения происходят в сетях напряжением 220–750 кВ и

поэтому электрически удалены от распределительных сетей. Однако замена динамических характеристик нагрузки основных электроприемников статическими при выполнении расчетов переходных процессов в системе ВЗЭС с ЗЭС в общем случае недопустима.

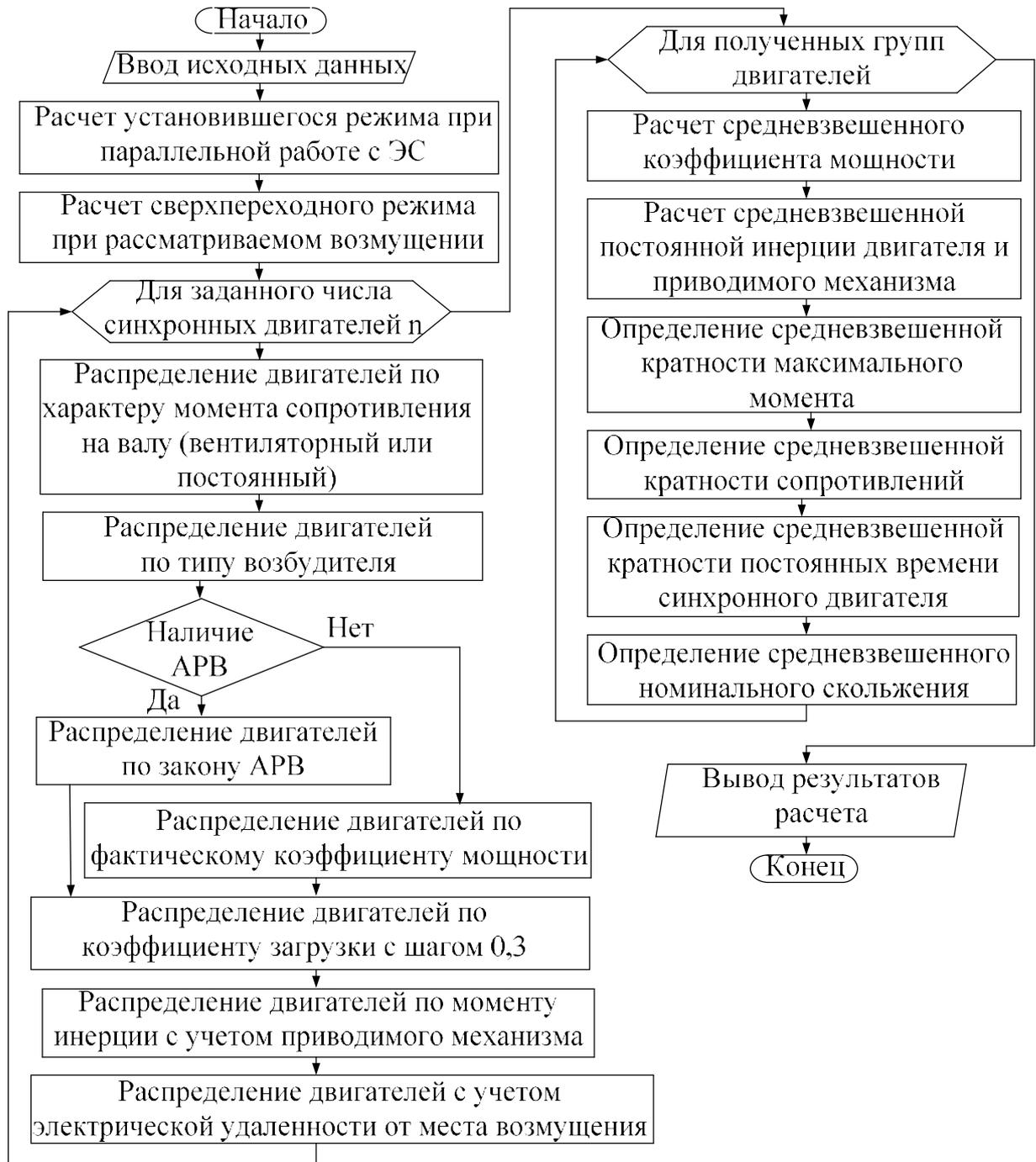


Рисунок 4.6 - Порядок определения эквивалентного синхронного двигателя

Рассмотрим данный вопрос применительно к различным эксплуатационным

режимам ЗЭС. При упрощенном подходе можно считать, что если напряжение в переходном процессе не достигает критического, то использование статических характеристик допустимо. Однако, при этом необходимо учитывать величину и скорость снижения напряжения. С помощью программы «КАТРАН» проведена серия вычислительных экспериментов по определению потребляемых мощностей асинхронного двигателя 630 кВт с вентиляторным моментом на валу при различных просадках по напряжению по величине и скорости по индивидуальным математическим моделям. Одновременно рассчитаны статические характеристики по напряжению при различных коэффициентах загрузки. Определялась разница между полученными результатами расчетов (таблицу 4.1). Величина погрешности зависит от коэффициента загрузки и скорости просадки и с их повышением возрастает. При быстрой просадке более 10% погрешность составляет 10 %. Полученные результаты были применены к электромеханическому переходному процессу при выходе на отдельную работу избыточного узла ЗЭС. В островном режиме в качестве критической величины напряжения можно считать 85 % от номинального, так как при этом напряжении отработывают форсировки и если конфигурация не поменяется, то при их отпадании возможно нарушение статической устойчивости. Поскольку коэффициент загрузки асинхронных двигателей в основном составляет 0,4-0,8, то можно считать, что при анализе режимов, сопровождающихся просадкой напряжения менее 15 %, что соответствует успешному выходу на отдельную работу при балансе активной и реактивной мощности, такой подход возможен.

Применение статических характеристик по частоте в подобных режимах допустимо, так как частота в узле, вышедшем на отдельную работу, изменяется в соответствии с постоянными инерции турбогенераторов, которые существенно выше подобных показателей у двигательной нагрузки. Построены статические характеристики асинхронного двигателя по напряжению с учетом критических напряжений, что обуславливает их применение при длительных просадках (таблица 4.2 и рисунки 4.7, 4.8.). Прочерки показывают, что критическое напряжение достигнуто и статические характеристики не применимы.

Таблица 4.1. Анализ допустимости применения статических характеристик при расчете ЭМПП при выходе в ОР

$\Delta U$ , о.е.	Коэфф. загр.	Продолжительность снижения напряжения $\Delta t$ , сек																По стат	
		0,01				0,05				0,1				1					
		P	Q	Погр		P	Q	Погр		P	Q	Погр		P	Q	Погр		P	Q
				P	Q			P	Q			P	Q			P	Q		
0,05 (2,85 кВ)	0,3 (0,189 кВТ)	0,166	0,154	0,023	0,004	0,169	0,155	0,02	0,003	0,172	0,155	0,017	0,003	0,186	0,156	0,003	0,002	0,189	0,158
	0,5 (0,315 кВТ)	0,276	0,176	0,039	0,011	0,281	0,179	0,034	0,008	0,286	0,18	0,029	0,007	0,308	0,184	0,007	0,003	0,315	0,187
	0,7 (0,441 кВТ)	0,385	0,21	0,056	0,023	0,393	0,213	0,048	0,02	0,399	0,214	0,042	0,019	0,429	0,226	0,012	0,007	0,441	0,233
	0,9 (0,567 кВТ)	0,495	0,257	0,072	0,041	0,504	0,263	0,063	0,035	0,511	0,266	0,056	0,032	0,551	0,288	0,016	0,01	0,567	0,298
	1,1 (0,693 кВТ)	0,604	0,321	0,088	0,063	0,615	0,328	0,077	0,056	0,623	0,333	0,069	0,051	0,671	0,368	0,021	0,016	0,692	0,384
0,10 (2,70 кВ)	0,3 (0,189 кВТ)	0,151	0,134	0,038	0,005	0,155	0,134	0,034	0,005	0,158	0,135	0,031	0,004	0,181	0,137	0,008	0,002	0,189	0,139
	0,5 (0,315 кВТ)	0,252	0,154	0,063	0,018	0,258	0,155	0,057	0,017	0,264	0,157	0,051	0,015	0,3	0,167	0,015	0,005	0,315	0,172
	0,7 (0,441 кВТ)	0,352	0,185	0,089	0,039	0,361	0,188	0,08	0,036	0,368	0,191	0,073	0,033	0,418	0,213	0,023	0,011	0,441	0,224
	0,9 (0,567 кВТ)	0,452	0,229	0,115	0,069	0,461	0,234	0,106	0,064	0,471	0,239	0,096	0,059	0,533	0,276	0,034	0,022	0,567	0,298
	1,1 (0,693 кВТ)	0,551	0,288	0,141	0,113	0,561	0,294	0,131	0,107	0,572	0,302	0,12	0,099	0,645	0,362	0,047	0,039	0,692	0,401
0,15 (2,55 кВ)	0,3 (0,189 кВТ)	0,137	0,116	0,052	0,007	0,142	0,116	0,047	0,007	0,146	0,117	0,043	0,006	0,176	0,121	0,013	0,002	0,189	0,123
	0,5 (0,315 кВТ)	0,229	0,134	0,086	0,027	0,236	0,136	0,079	0,025	0,244	0,138	0,071	0,023	0,291	0,152	0,024	0,009	0,315	0,161
	0,7 (0,441 кВТ)	0,32	0,163	0,121	0,058	0,329	0,167	0,112	0,054	0,341	0,172	0,1	0,049	0,405	0,2	0,036	0,021	0,441	0,221
	0,9 (0,567 кВТ)	0,41	0,204	0,156	0,103	0,421	0,209	0,145	0,098	0,435	0,217	0,131	0,09	0,512	0,267	0,054	0,04	0,566	0,307
	1,1 (0,693 кВТ)	0,5	0,257	0,191	0,176	0,512	0,265	0,179	0,168	0,527	0,276	0,164	0,157	0,616	0,357	0,075	0,076	0,691	0,433
0,20 (2,4 кВ)	0,3 (0,189 кВТ)	0,121	0,098	0,068	0,013	0,126	0,099	0,063	0,012	0,132	0,1	0,057	0,011	0,17	0,109	0,019	0,002	0,189	0,111
	0,5 (0,315 кВТ)	0,202	0,114	0,113	0,039	0,21	0,116	0,105	0,037	0,219	0,119	0,096	0,034	0,282	0,141	0,033	0,012	0,315	0,153
	0,7 (0,441 кВТ)	0,282	0,14	0,159	0,083	0,292	0,144	0,149	0,079	0,304	0,148	0,137	0,075	0,389	0,191	0,052	0,032	0,441	0,223
	0,9 (0,567 кВТ)	0,362	0,176	0,204	0,152	0,374	0,182	0,192	0,146	0,387	0,189	0,179	0,139	0,493	0,26	0,073	0,068	0,566	0,328
	1,1 (0,693 кВТ)	0,442	0,223	0,248	0,273	0,454	0,233	0,236	0,263	0,484	0,251	0,206	0,245	0,588	0,351	0,102	0,145	0,69	0,496

Таблица 4.2 Построение статических характеристик по напряжению

$U$ , о.е.	Коэффициент загрузки по активной мощности									
	0,3		0,5		0,7		0,9		1,1	
	$P$	$Q$	$P$	$Q$	$P$	$Q$	$P$	$Q$	$P$	$Q$
1	0,189	0,181	0,315	0,207	0,441	0,248	0,567	0,305	0,693	0,38
0,95	0,189	0,158	0,315	0,187	0,441	0,233	0,567	0,298	0,692	0,384
0,9	0,189	0,139	0,315	0,172	0,441	0,224	0,567	0,298	0,692	0,401
0,85	0,189	0,123	0,315	0,161	0,441	0,221	0,566	0,307	0,691	0,433
0,8	0,189	0,111	0,315	0,153	0,441	0,223	0,566	0,328	0,69	0,496
0,75	0,189	0,101	0,315	0,15	0,44	0,233	0,565	0,367	0,686	0,684
0,7	0,189	0,093	0,315	0,152	0,44	0,254	0,563	0,452	-	-
0,65	0,189	0,087	0,315	0,159	0,439	0,295	-	-	-	-
0,6	0,189	0,087	0,314	0,175	0,437	0,418	-	-	-	-
0,55	0,189	0,087	0,314	0,209	-	-	-	-	-	-

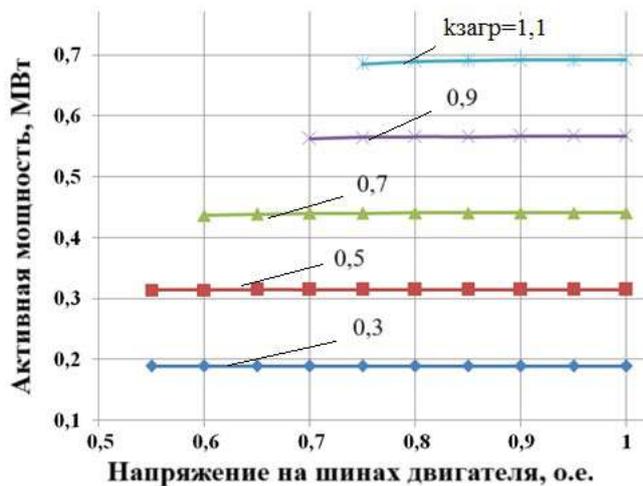


Рисунок 4.7 - Зависимость активной мощности потребителя, кВт от напряжения

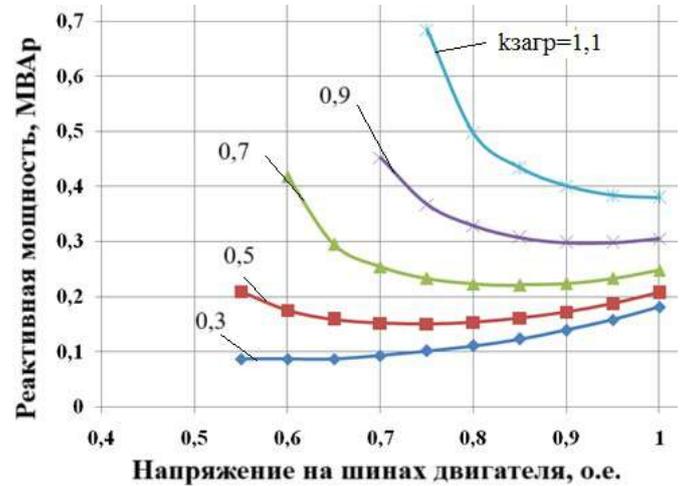


Рисунок 4.8 - Зависимость реактивной мощности потребителя, кВар от напряжения

#### 4.6 Методы расчета электромеханических переходных процессов в условиях систем ВЭС

В настоящее время для расчета переходных электромагнитных и электромеханических процессов широко используются методы трапеций и Эйлера для алгебраизации дифференциальных уравнений на шаге интегрирования и метод Ньютона для решения системы нелинейных алгебраических уравнений. Вопросы влияния автоматических систем возбуждения на качество переходного

процесса рассматривались неоднократно и изложены в работах П.С. Жданова [70], Ю.А. Куликова [113] и ряде других работ. Вопросы, касающиеся работы автоматических регуляторов скорости в динамических процессах, к которым относятся переходные процессы в системах электроснабжения, изложены в работах В.Н. Веллера [40], И.И. Кириллова, А.В. Щегляева. Работа [186] посвящена выбору численных методов интегрирования уравнений переходных процессов в ЭС. Для моделирования динамических процессов в энергосистемах использованы классические явные методы, методы неявного численного интегрирования и совместного решения систем дифференциально-алгебраических уравнений. Реализован алгоритм выбора шага численного интегрирования, значение которого корректируется на основе анализа скорости изменения медленных переменных – скольжения генератора. В труде [119] показано, что при численном интегрировании полной системы дифференциальных уравнений синхронной машины увеличение расчетного интервала возможно только после устранения жесткости в уравнениях демпферных контуров. Отмечено, что утверждения о целесообразности перехода к расчетной модели среднего движения при расчетах длительных переходных процессов являются ошибочными. Разработана методика расчета длительных переходных процессов, удовлетворяющая промышленному применению. В [214] разработана система последовательно упрощаемых математических моделей ЭС для расчета электромеханических переходных процессов. Переходный процесс условно разбивается на три этапа, для каждого из этапов используется соответствующая расчетная модель и свой шаг интегрирования. Первый этап соответствует переходному процессу до затухания электромагнитных переходных процессов в обмотках статора и элементах электрической сети. Второй - моделирует переходный процесс от затухания электромагнитных переходных процессов до начала общего движения синхронных машин в энергосистеме. Третий - общее движение синхронных машин в энергосистеме после затухания взаимных качаний. В статье [222] описан альтернативный подход, основанный на применении динамического эквивалента ЭС, идентифицированного с помощью

векторных измерений в виде модели пространства состояний в реальном времени с целью анализа свойств ЭС, в том числе мониторинга низкочастотных колебаний, а так же определения опасного сечения в энергосистеме. В работе [197] выполнен анализ способов верификации полученных результатов расчета режимов и разработан подход, обеспечивающий достоверную всережимную верификацию расчетов динамической устойчивости ЭС любой размерности и конфигурации с гарантированной приемлемой точностью на основе информации от модельного эталона. За модельный эталон принят экспериментальный образец Всережимного моделирующего комплекса реального времени ЭС.

В данной работе для анализа переходных процессов с учетом свойств в системах АРВ и АРЧВ выбрана среда MatLab/Simulink и метод Рунге-Кутты.

Для многомашинной системы с сильными электрическими связями разработан модуль в составе ПК «КАТРАН», позволяющий производить расчет переходных процессов в промышленных системах электроснабжения, имеющих сложнзамкнутые сети, несколько балансирующих узлов и большое число электрических машин широкого диапазона мощностей. Расчет основан на применении метода последовательного эквивалентирования для расчета установившегося режима в фиксированный момент времени и метода последовательных интервалов [70], используемого при расчете параметров режима вдоль оси времени для численного интегрирования дифференциальных уравнений движения, учета действия регулирующих устройств, расчета переходных электромагнитных процессов. Основными достоинствами сочетания указанных методов являются приведение на каждом шаге расчета к взаимодействию одномашинной системы (генератор, синхронный двигатель и т.д.) с эквивалентными характеристиками остальной части системы, полученными при расчете установившегося режима. В расчете турбогенератор представляется как переходная э.д.с. за переходным сопротивлением [42]. Сверхпереходными параметрами при расчете длительных переходных процессов можно пренебречь. Другим параметром, характеризующим работу генератора, является его угол между напряжением и э.д.с. возбуждения, неизменный в первый момент

переходного процесса [70]. Если исследуется длительный электромеханический переходный процесс в многомашинной системе, то расчет ведется через действующие значения величин токов и напряжений. Время осреднения принимается 0,02 с, что соответствует периоду изменения тока. То есть электрические величины учитываются упрощенно, свободными и сверхпереходными составляющими пренебрегают, расчет ведут с учетом переходных процессов в обмотке статора и возбуждения по уравнению движения ротора. Моделирование АРВ заключается в воздействии на вынужденную э.д.с. генератора при отклонении параметров режима от заданных. Скорость действия АРВ определяется его типом. Учитывается действие форсировки возбуждения при значительных снижениях напряжения в системе электроснабжения, повышающей динамическую устойчивость в переходных режимах.

При отдельной работе с ЭС возможно и отклонение частоты от номинальной, поскольку ее величина определяется лишь собственной частотой вращения работающих параллельно генераторов. В связи с этим возникает необходимость учета влияния действия регулятора скорости, работающего по заданной системой регулирования статической характеристике и обеспечивающего поддержание скорости. Основными параметрами регулятора являются его коэффициент статизма, характеризующий изменение частоты при изменении выдаваемой генератором электромагнитной мощности, и постоянная времени сервомотора, характеризующая быстродействие регулятора. При изменении электрической нагрузки генератора происходит соответствующее изменение положения клапана и сопутствующее ему изменение впуска пара. При этом изменение механической мощности генератора имеет место как благодаря изменению объема впускаемого пара, так и изменению частоты вращения турбины [40]. Таким образом, автоматический регулятор возбуждения определяет электромагнитную мощность генератора, а регулятор скорости - мощность турбины, что находит отражение при расчете переходного процесса. При учете вышеприведенных факторов изменение угла ротора генератора, характеризующее протекание переходного процесса, определяется небалансом мощностей на валу,

согласно изложенному ранее методу последовательных интервалов. Система регулирования возбуждения может быть учтена в соответствии с существующими законами двумя способами. При анализе переходных электромеханических процессов нескольких машин возможно подробное описание ее работы с учетом уставок и ограничений. Однако, подобный подход займет много времени. Если речь идет о большом количестве машин переменного тока, то работа системы регулирования ограничивается учетом напряжения уставки, отклонения фактического напряжения, коэффициента статизма и постоянных времени обмоток, возбудителя и системы возбуждения. Аналогичный подход имеет место у систем регулирования скорости. При точном моделировании используют полную математическую модель системы регулирования, при упрощенном - коэффициент статизма и уставку. Такой подход позволяет отказаться от громоздкого определения собственных и взаимных проводимостей [41], [70], учитывать взаимное влияние машин и других электроприемников наиболее простым и естественным способом. При расчете устойчивости в случае выхода на отдельную работу следует учитывать статические характеристики комплексных нагрузок по частоте и напряжению. Алгоритм расчета переходного режима при выходе системы электроснабжения на отдельную с ЭС работу также базируется на сочетании методов последовательного эквивалентирования и последовательных интервалов. Производится расчет режима, имеющего место до выхода системы электроснабжения на отдельную работу, и фиксируются его параметры. На следующем этапе на выведенной на монитор оперативной схеме производится изменение положения соответствующих коммутационных аппаратов, после чего производится расчет уже автономного режима. Первый расчет промежуточного установившегося автономного режима проводится согласно методике, приведенной ранее. При этом определяются и новые активные электромагнитные мощности, выдаваемые генератором. Разность этих мощностей и активных мощностей режима, имевшего место до выхода на отдельную работу, дает первоначальный небаланс между электромагнитной и механической мощностями на валу. Разработанный ПК позволяет определять характер

изменения тока, напряжения, угла, переходной э.д.с. и ее составляющие по продольной и поперечной осям, э.д.с. и ее составляющие, изменение активной и реактивной мощностей, изменение механической мощности. Это позволяет оценить устойчивость при любом переходном процессе, выявить наличие возможных качаний, обусловленных действием АРВ, АРЧВ и других факторов, а также сформулировать мероприятия с целью предотвращения качаний.

#### 4.7 Выводы по главе

1. Рассмотрены вопросы точного и приближенного математического моделирования синхронных генераторов и двигателей переменного тока; показаны достоинства и недостатки, а также область их применения.

2. Для точных расчетов переходных процессов при глубоких просадках напряжения, учитывающих системы регулирования возбуждения и скорости при относительно простой конфигурации электрической сети приняты к рассмотрению точные математические модели, реализованные в среде MatLab/Simulink с использованием метода Рунге-Кутты.

3. Для многомашинной системы ВЗЭС, имеющей большое количество синхронных генераторов, синхронных и асинхронных двигателей соизмеримых мощностей, разветвленную распределительную сеть с большим количеством трансформаторных связей и сильными электрическими связями, для анализа режимов выхода на раздельную работу, не сопровождающихся КЗ и существенным небалансом мощностей, приняты упрощенные модели и метод последовательных интервалов в сочетании с методом последовательного эквивалентирования.

4. Разработаны принципы получения эквивалентного синхронного генератора ЗЭС, учитывающие электрическую удаленность и тип возмущения.

5. Разработаны принципы получения эквивалентного синхронного и асинхронного двигателей в условиях ВЗЭС, более подробно учитывающие фактическую загрузку, реактивную мощность и характер сопротивления на валу.

6. Доказана возможность применения статических характеристик потребителей по напряжению и частоте для расчета переходных электромеханических режимов при выходе на отдельную работу и несущественных небалансах мощностей и просадках напряжения менее 15%.

## **Глава 5 Разработка законов индивидуального и группового регулирования генераторов заводских электростанций в различных режимах работы**

### **Постановка задачи**

В настоящее время происходит усложнение конфигурации систем ВЗЭС, увеличивается количество мощных потребителей электроэнергии, а также растет установленная мощность ЗЭС [347, 348]. Данная тенденция существенно усложняет работу оперативного и диспетчерского персонала при выработке, трансформации, передаче и потреблении электроэнергии, а так же управление заводскими источниками. Встает задача анализа существующих систем возбуждения, а также адаптации законов АРВ в зависимости от возникающих проблем объектах.

Выбор закона АРВ синхронных генераторов при вопросах управления режимами ЗЭС является одной из основных задач. В общем случае регулирование возбуждения можно рассматривать на двух уровнях - групповое и индивидуальное; групповое регулирование на ЗЭС применяется довольно редко, в основном его используют на крупных электростанциях. Индивидуальное АРВ неотъемлемо для всех синхронных машин - генераторов и двигателей.

На источниках распределенной генерации применяют АРВ, работающее в общем случае на поддержание постоянства напряжения статора, с учетом ограничений в соответствии с нагрузочной диаграммой. Могут быть применены законы регулирования возбуждения на постоянство выдачи реактивной мощности или коэффициента мощности. Однако при параллельной работе с энергосистемой, напряжение которой изменяется в определенных пределах, такие законы не являются эффективными. Поэтому в процессе эксплуатации целесообразно корректировать уставку напряжения возбудителя с учетом изменяющегося напряжения в сети и нагрузочной диаграммы машины. Кроме того, необходимо обеспечить динамическую устойчивость машин, что требует дополнительных расчетов.

При выборе закона АРВ генераторов ЗЭС следует учитывать особенности

самой электростанции и внешней ЭС в точке подключения [324, 330, 338]:

1. Характер связи с энергосистемой большой мощности, напряжение которой изменяется в соответствии с графиками нагрузки и ремонтными работами.

2. Диапазон установленной мощности отдельных генераторов в пределах 6-60 МВт.

3. Наличие крупных энергоемких потребителей (прокатные станы, ДСП) с резкопеременной нагрузкой, характерные для металлургических предприятий.

4. Многоуровневая система напряжений на электростанциях 3-110 кВ.

5. Сложнозамкнутая конфигурация системы ВЗЭС, в которой сети 110 кВ из питающих переходят в разряд распределительных.

С учетом перечисленных факторов выбор закона АРВ промышленных генераторов должен учитывать изложенные особенности, а само АРВ быть адаптировано к таким условиям работы.

### **5.1 Способ индивидуального регулирования возбуждения**

Одним из основных способов повышения устойчивости в многомашинной системе остается локальное управление, в частном случае, регулирование возбуждения. Для работы АРВ генераторов используются основные законы:

- на поддержание постоянства напряжения;
- на поддержание постоянства реактивной мощности;
- на поддержание коэффициента мощности.

Спецификой работы источников распределенной генерации является высокая зависимость напряжения на шинах обмотки статора от напряжения со стороны мощной энергосистемы. Поэтому все изложенные законы при изменении напряжения со стороны энергосистемы и малой мощности генератора в чистом виде не эффективны. Рассмотрим этот вопрос более подробно [351, 355, 359].

Если мощность КЗ энергосистемы достаточно велика, то АРВ синхронного генератора не оказывают значительного влияния на напряжение в сети. При

работе генератора по закону постоянства напряжения, при изменении параметров режима он будет существенно изменять генерацию реактивной мощности. При повышении напряжения со стороны энергосистемы также повышается напряжение на шинах статора генератора, и система АРВ стремится его снизить путем снижения реактивной мощности вплоть до ее потребления. Такие режимы весьма опасны, в первую очередь с точки зрения устойчивости работы. Кроме того, генератор из-за ограниченной мощности не способен в ряде случаев довести напряжение на шинах статора до желаемого значения.

С другой стороны, снижение напряжения со стороны энергосистемы большой мощности приведет к выработке генератором значительной реактивной мощности; подобные режимы опасны с точки зрения перегрева ротора и перегрузки статора, желаемого напряжения при этом невозможно достигнуть. Кроме того, в обоих случаях диапазон действия системы регулирования возбуждения при внешних возмущениях имеет ряд ограничений, прописанных в технических условиях конкретной системы возбуждения, в том числе он подразумевает работу синхронного генератора в пределах диаграммы активной и реактивной мощностей. При вхождении в зону ограничения, контур по регулированию напряжения размыкается и ток возбуждения генератора определяется диаграммой режимов. При этом фактически регулирование напряжения отключается; и если в таком режиме произойдет отклонение напряжения в пределах  $\pm 15\%$  от номинального, то машина будет работать без учета напряжения. Реакция будет только при снижении напряжения более  $15\%$  и работе форсировки.

Для предотвращения долговременного пребывания генератора в режимах глубокого потребления или значительной выработки реактивной мощности возможно изменение способа регулирования возбуждения с регулирования напряжения на регулирование реактивной мощности (или коэффициента мощности). Закон на постоянство поддержания реактивной мощности также не всегда является приемлемым, поскольку при повышении напряжения со стороны энергосистемы генератор будет повышать ЭДС машины, чтобы сохранить

выдаваемую реактивную мощность в случае перевозбуждения, что приведет к повышению напряжения сверх допустимых значений. При снижении напряжения со стороны энергосистемы он будет снижать ЭДС, что вызовет обратный эффект. Настройка системы на поддержание коэффициента мощности также не является совершенной, поскольку при изменении напряжения со стороны энергосистемы и постоянной выдаваемой активной мощности система АРВ будет работать на поддержание вырабатываемой реактивной мощности и иметь выше указанные недостатки, а при изменении активной мощности будет соответствовать последней без учета уровня напряжения со стороны энергосистемы.

Закон на постоянство тока возбуждения является наиболее простым; он у многоконтурных систем АРВ учитывает размагничивающее действие реакции статора и является внутренним контуром.

Таким образом, все перечисленные способы неприемлемы с точки зрения устойчивости работы генератора, так как не учитывают риски выпадания синхронного генератора из синхронизма при просадках напряжения.

Отдельным является режим выхода на отдельную работу, при котором функции по обеспечению уровня напряжения полностью ложатся на генераторы, активные мощности изменяются в соответствии с небалансом мощностей и законы на постоянство реактивной мощности, коэффициента мощности и тока возбуждения работать не будут. В работах Илюшина П.В. отмечается возможность использования АРВ с переключающейся структурой при параллельной работе с ЭС и выходе на отдельную работу. Однако, при таком подходе необходимо выявления факта выхода в островной режим, что не всегда возможно.

В связи с этим практически на всех ЗЭС применяется корректировка реактивной мощности или напряжения для сохранения удовлетворительных эксплуатационных показателей, часто осуществляемая вручную оперативно-диспетчерским персоналом с учетом напряжения энергосистемы для исключения крайних случаев недовозбуждения и перевозбуждения с размыканием внутреннего контура регулирования возбуждения и сохранения при этом

устойчивости.

В настоящей работе разработана адаптированная система АРВ [336, 344], в которой предусмотрен дополнительный блок подстройки, изменяющий уставку контролируемого параметра сам в определенном диапазоне, исключающий переход системы АРВ в зону ограничений и размыкания контура регулирования возбуждения. Для заданной активной мощности из нагрузочной диаграммы определяются минимальное и максимальное значение реактивной мощности. В известных системах АРВ при выполнении ограничения  $Q < Q_{\text{мин}}$  контур по поддержанию постоянства выходного напряжения генератора размыкается сразу. При выполнении ограничения  $Q > Q_{\text{макс}}$  указанный контур - размыкается с определенной выдержкой времени, определяемой временем допустимости режима работы генератора с перегревом обмоток статора и возбуждения. Если в таком режиме произойдет отклонение напряжения в пределах до 15 % от номинального, то система АРВ не отреагирует, так как контур регулирования выходного напряжения генератора разомкнут. При снижении напряжения более чем на 15 % сработает система форсировки. Таким образом, в заявляемой системе АРВ блок коррекции уставки выходного напряжения обеспечивает выполнение условия  $Q_{\text{мин}} < Q < Q_{\text{макс}}$  в широком диапазоне изменения напряжения ЭС. Это повышает статическую устойчивость генератора и надежность его работы [346, 350]. В результате система АРВ адекватно реагирует на изменения напряжения со стороны внешней ЭС и является более устойчивой при отклонениях напряжения до  $\pm 15\%$ .

В практических задачах часто возникает необходимость оценки выдаваемой минимальной реактивной мощности в условиях изменяющегося напряжения со стороны энергосистемы и мощности турбины. Диаграммы мощности, приводимые в паспорте установки, рассчитаны на номинальное напряжение. В фактических условиях функционирования ЗЭС мощность генератора существенно меньше мощности короткого замыкания крупной энергосистемы, на которую он работает. Поэтому уровень напряжения на шинах генератора во многом определяется напряжением энергосистемы и может отличаться от номинального.

Другим фактором, определяющим устойчивость машины, является электрическая удаленность ее от нагрузки. С этой точки зрения определение собственного угла ротора генератора не всегда является оправданным, так как нагрузка может быть весьма удалена. Однако, на заводских электростанциях место подключения нагрузки как правило известно и возможно ориентировочно определить ее электрическую удаленность от рассматриваемой машины. Применение специализированных ПК не всегда возможно, хотя и дает возможность наиболее точно оценить запас статической устойчивости при параллельной работе с энергосистемой. С целью анализа минимальной реактивной мощности по условию сохранения устойчивости разработана упрощенная методика, приведенная в п. 2.6, в которой учтен запас статической устойчивости машины по напряжению мощности в нормальном режиме работы, который составляет 15 %, а также в утяжеленном режиме – 10 %.

С учетом вышеизложенного разработан способ, позволяющий избежать создания ранее рассмотренного блока подстройки и приведенный ниже. Он предполагает работу синхронного генератора по классическому закону постоянства напряжения, но с рядом ограничений. К первому относится ограничение по току возбуждения не выше номинального с целью предотвращения потери возбуждения. Вторым ограничением является величина напряжения на выводах обмотки статора, не выше  $\pm 5\%$ . Третье ограничение - по минимальной реактивной мощности, полученной исходя из допустимого коэффициента запаса статической устойчивости в нормальном режиме и в утяжеленном (п. 2.6). Дополнительным ограничением служит величина тока статора. По существующим параметрам режима, напряжению статора, активной мощности и максимально допустимому углу ротора определяется минимальная реактивная мощность, обеспечивающая устойчивость генератора. То есть изначально генератор работает на поддержание постоянства напряжения на выводах обмотки статора. Если ток возбуждения достигает максимально допустимого значения, то он ограничивается номинальным. Если реактивная мощность становится ниже минимально допустимой по условиям устойчивости,

то генератор переходит на постоянство реактивной мощности. Далее производится пересчет и определяется ток статора. Если он больше номинального, а ток возбуждения равен номинальному, то необходима разгрузка турбины.

В работе [144] отмечается эффективность регулирования возбуждения в функции угла ротора, а также преимущества тиристорной системы возбуждения для реализации указанного закона. Показано, что такое регулирование реализовать на районных электростанциях с протяженными линиями электропередачи сложно, так как нужны каналы связи с энергосистемой. В условиях ЗЭС эта задача видоизменяется, так как большая часть нагрузки находится рядом с электростанцией. Также необходимо рассчитать минимальный ток возбуждения, согласно [208] и получить соответствующий ему угол ротора с учетом фактической загрузки по активной мощности и уровню напряжения в ЭС.

Таким образом, с одной стороны, генератор работает на поддержание заданного напряжения обмотки статора и при выходе на отдельную работу не требуется применения переключающейся структуры. С другой стороны, работают два основных ограничения – по току возбуждения и по максимальному углу ротора. Кроме того, учитывается ограничение по току статора, дающее сигнал на разгрузку турбины. Структурно-функциональные схемы системы управления режимами генератора приведены на рисунках 5.1, 5. 2.

## **5.2 Составление ограничений при разработке закона АРВ**

Прежде чем формировать любой закон АРВ, необходимо определить ограничения; для этого необходимо учитывать нагрузочную диаграмму мощностей синхронного генератора, которая определяет уровень статической устойчивости при поддержании номинального напряжения со стороны питающей сети, перегрев обмотки возбуждения и обмотки статора, а также ограничение по активной мощности турбины.

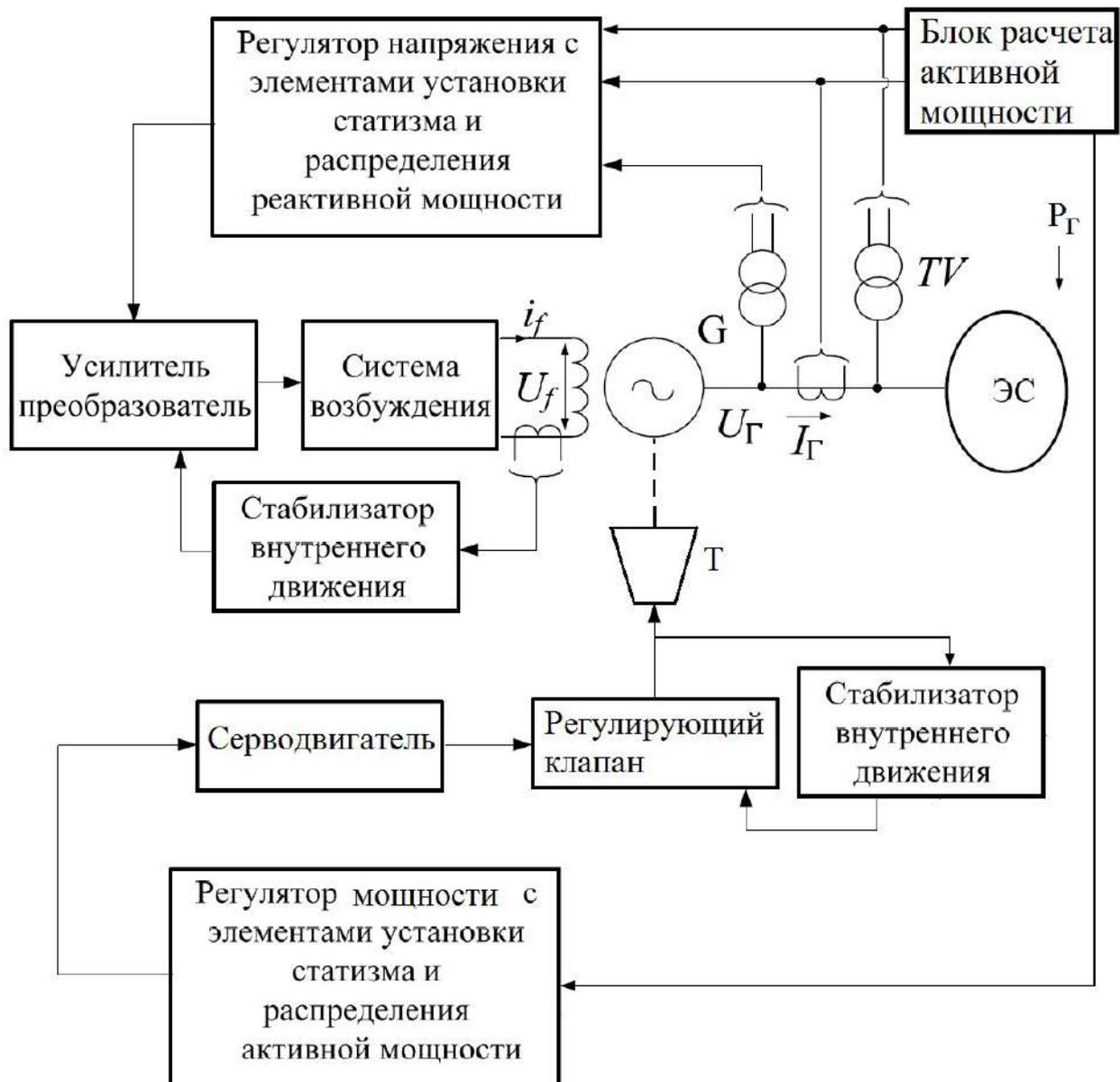


Рисунок 5.1 - Структурно-функциональная схема системы управления регуляторами синхронного генератора в общем виде

Данная диаграмма представляется в технической документации, и все расчеты ведутся относительно нее. Другим ограничивающим фактором является динамическая устойчивость синхронного генератора. В отличие от статической, ее необходимо определять для характерных заранее выбранных режимов и проводить серию расчетов электромеханических переходных процессов при провалах напряжения в сети. Заключительным фактором, который необходимо учесть при установке ограничений, является несовершенство систем охлаждения обмоток возбуждения. Этот фактор на 10-15% снижает максимально допустимый ток возбуждения, с которым работает синхронный генератор; поэтому он должен

быть учтен при окончательном выборе закона регулирования возбуждения.

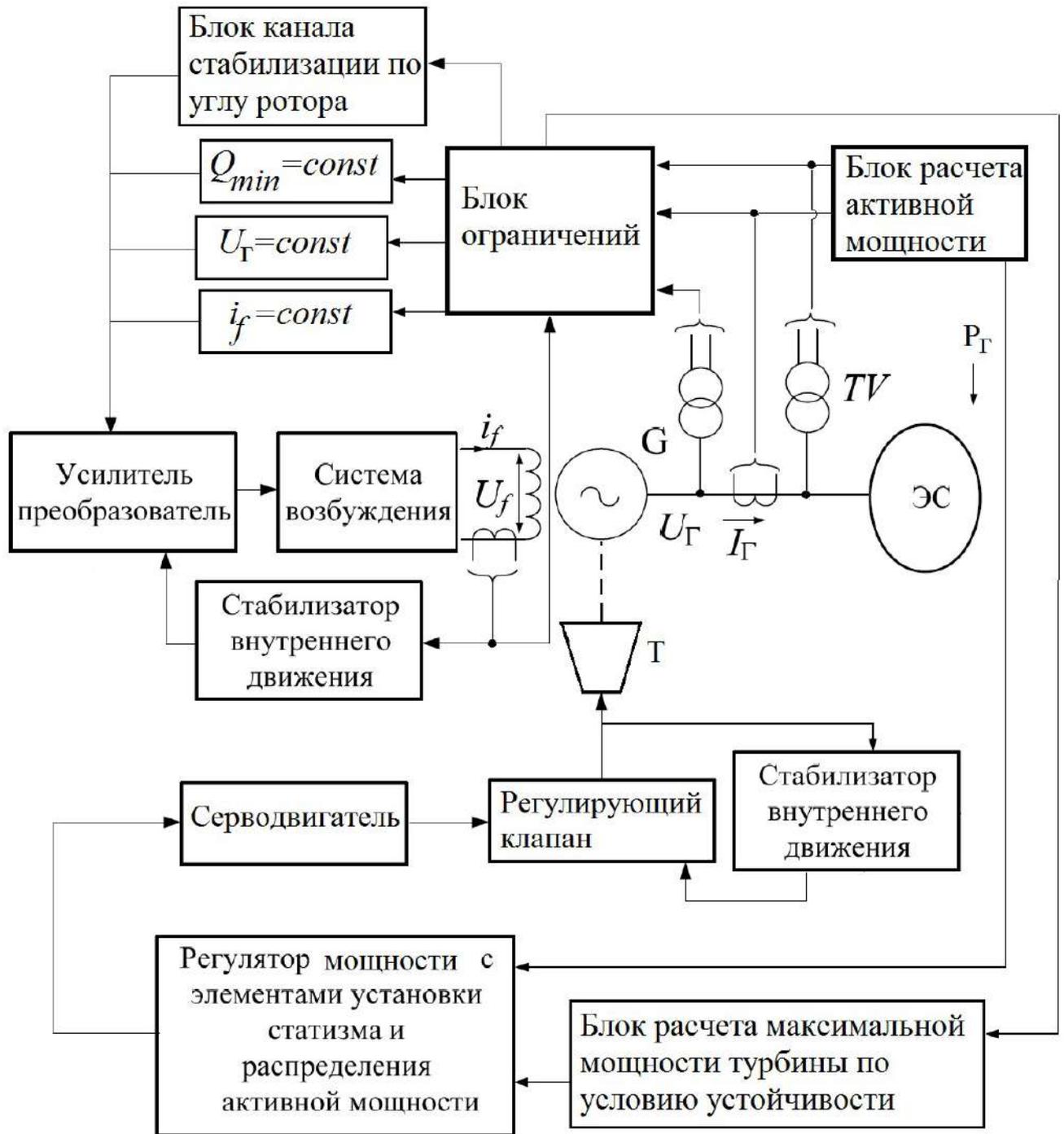


Рисунок 5.2. Структурно-функциональная схема системы управления регуляторами синхронного генератора при параллельной работе с ЭС

Другим немаловажным фактором является действие системы АРВ при выходе за пределы диаграммы мощностей и заданном законе регулирования возбуждения. Как правило, при достижении предельной величины по какому-

либо параметру, контур выбранного параметра регулирования размыкается и фиксируется ограниченный ток возбуждения. В этих условиях система работает не эффективно и поэтому целесообразно изменять уставку напряжения и вводить генератор в допустимую область значений.

Основные блоки ограничителей возбуждения и их связи с основными регуляторами возбуждения описаны в [249]. Ограничители перевозбуждения (OELs), также известные как ограничители максимального возбуждения и ограничители тока возбуждения в нормальном режиме, уже много лет используются на практике. Обычно OELs не учитывались при динамическом моделировании энергосистем, однако возможное снижение напряжения в энергосистемах с повышенной нагрузкой из-за воздействия OELs повышает важность моделирования этих ограничителей.

В этом случае необходимо оценивать поведение системы при изучении ситуаций, в которых машины работают при высоких уровнях возбуждения в течение большого периода времени. Ограничение перевозбуждения, как правило, происходит в течение более длительного времени по сравнению с моделированием переходных процессов, таких, как короткое замыкание, просадки напряжения и подобные им динамические процессы.

Для создания моделей ограничителей необходимо исследовать реализацию данных функций в реальных системах АРВ. Модель OEL для исследований динамических систем должна представлять стабильную, медленно меняющуюся динамику, связанную с долгосрочным поведением. Ограничители возбуждения взаимодействуют с элементами управления регулятора напряжения либо как дополнение к сигналам задания или обратной связи, либо как устройство, воздействующее на выход модели регулятора возбуждения и отключающее контур регулирования напряжения (или другой применяемый закон регулирования). Ограничивающее действие, накладываемое OELs, должно обеспечить необходимую защиту от перегрева из-за высоких значений тока возбуждения, и тоже время обеспечить необходимую форсировку для стабильности генератора и энергосистемы в целом. Ограничение обычно

воздействует не сразу, а через некоторое время, которого должно хватить на устранение аварийного режима (например, просадки напряжения, вызванной динамичными процессами, такими, как пуск мощных двигателей, работа плавильных печей и т.п.).

Типовая характеристика ограничителя возбуждения по критерию нагрева машины показана на рисунке 5.3.

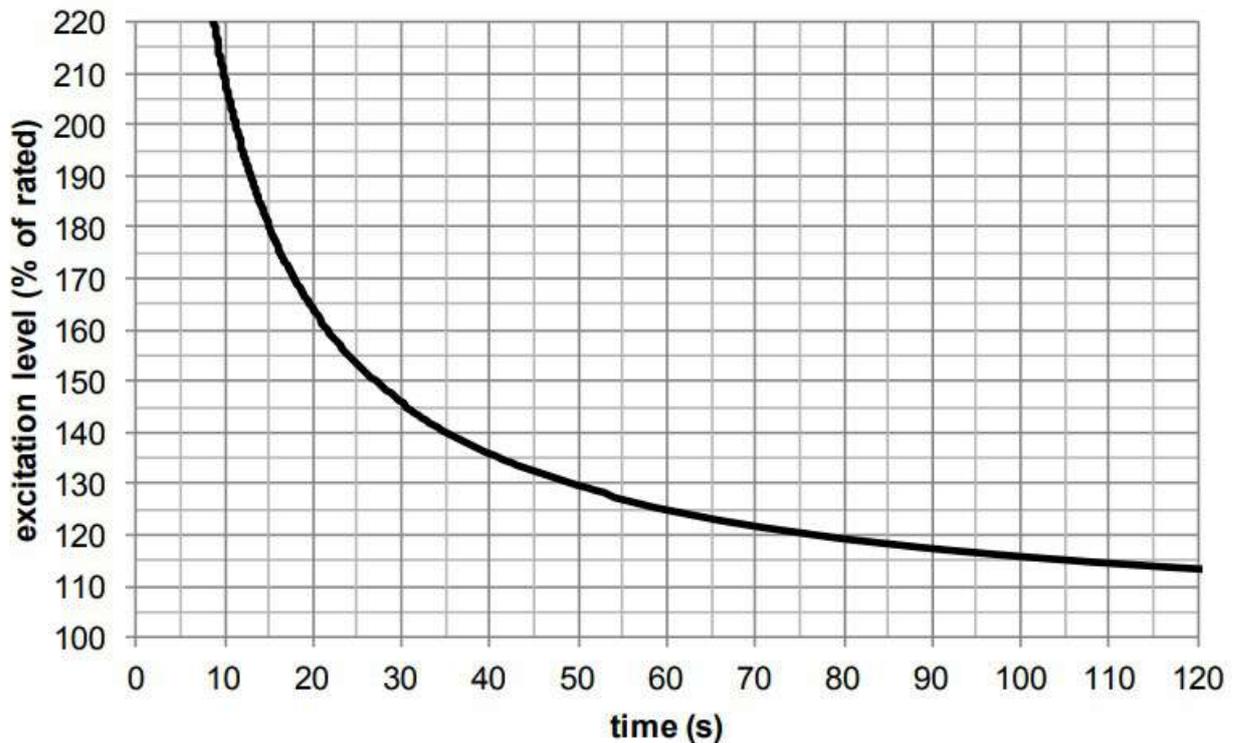


Рисунок 5.3 - Зависимость допустимого тока возбуждения от времени

Кроме ограничения тока возбуждения с целью избежания перегрева ротора, используют ограничители минимального возбуждения. Они применяются для ограничений в левой части диаграммы областей допустимых режимов работы генератора – нагрузочной диаграммы). Системы называются – ограничители минимального возбуждения (UEL—Underexcitation limiters).

Известны более сложные устройства, ограничивающие ток статора, например, SCL - stator current limiter. Ограничитель тока статора используют для предотвращения режимов, которые могут привести к перегреву обмотки статора

из-за высоких его значений что наблюдается, при существенном изменении напряжения в системе. Система SCL обеспечивает некоторую выдержку времени перед срабатыванием для работы генератора с допустимой перегрузкой перегрузкой в течение определенного времени. Это может быть обеспечено наличием тепловой модели различного уровня точности.

SCL изменяет ток возбуждения для ограничения тока статора генератора. Уровень тока возбуждения меняется в зависимости от того, потребляет генератор реактивную мощность (при недовозбуждении) или производит ее (при перевозбуждении). Когда генератор перевозбужден, управляющее действие, необходимое для уменьшения тока статора, направлено на уменьшение возбуждения. Когда генератор недовозбужден, управляющее действие, необходимое для уменьшения тока статора, способствует увеличению тока возбуждения.

### **5.3 Использование каналов стабилизации для повышения динамической устойчивости синхронных генераторов заводских электростанций**

Недостатком известных систем АРВ синхронных генераторов является сложность настройки параметров однополосных и широкополосных блоков демпфирования колебаний мощности, которые зависят от конфигурации локальной электроэнергетической системы, мощности и типов генераторов, степени их загрузки по активной и реактивной мощности, а также удаленности точек короткого замыкания в сети. Указанный недостаток снижает устойчивость синхронной работы генератора и электроэнергетической системы в целом, это может привести к выпадению из синхронизма отдельных генераторов электростанций, а в ряде случаев и к каскадному развитию аварии. Эффективным средством повышения устойчивости при индивидуальном АРВ является демпфирование качаний ротора [352]. Его используют для управления источниками, для которых характерны перегрузки или переходные процессы,

например, при внезапном подключении, снятии или изменении нагрузки, в том числе кратковременных провалах напряжения.

В общем случае системный стабилизатор- это устройство стабилизации колебаний, возникающих в ЭС за счет регулирования возбуждения. В качестве стабилизирующего сигнала могут быть использованы такие параметры как отклонение скорости вращения ротора, отклонение частоты на зажимах генератора и активная мощность. На существующих промышленных синхронных генераторах предусмотрены каналы стабилизации по производным частоты и активной мощности, но в силу сложности настройки на электростанциях относительно небольшой мощности от них отказываются. В ряде работ приводится целесообразность использования каналов стабилизации по скорости, однако, в этом случае возникает вопрос физической реализации канала скорости ротора.

В разработанном устройстве АРВ канал стабилизации (PSS) суммируется с основным каналом по регулированию напряжения. Зная фактическую реактивную мощность и напряжение генератора с учетом коэффициента статизма, определяется фактическая уставка. Учитывая уставку напряжения задания, понимаем, как изменить подводимое напряжение к обмотке возбуждения, чтобы получить заданный режим. Дополнительное воздействие на возбуждение, при резком увеличении угла  $\delta$ , делается с целью возвращения машины в статизм.

Угол ротора в задачах синтеза и анализа систем АРВ генераторов, работающих совместно с ЭС, определяется как угол между векторами напряжения приёмной системы  $\dot{U}$  и ЭДС генератора, наводимой потоком обмотки возбуждения  $\dot{E}$ . Здесь принимается, что вектор  $\dot{E}$  сонаправлен с поперечной осью вращающейся системы координат  $dq$ . Широкое внедрение систем АРВ с обратной связью или коррекцией по углу ротора ограничивается из-за значительной сложности его определения на действующих генераторах. В середине прошлого века были предложены электромеханические датчики угла ротора [94], которые не обладали достаточным быстродействием и имели невысокую надёжность элементов механической части. Современные измерители угла ротора строятся на

основе быстродействующих микропроцессорных и информационных вычислительных комплексов, работающих в режиме реального времени. Здесь выделяются два перспективных направления разработок и исследований:

1. Определение угла ротора на основе данных синхронизированных векторных измерений (*PMU*) ([98]).
2. Вычисление угла ротора с помощью структур виртуальных генераторов [198].

Приведённые подходы используют схожий математический аппарат для непосредственного расчёта угла  $\delta$  – вычисления проводятся по системе дифференциальных уравнений синхронной машины в форме Парка-Горева или по уравнению движения ротора генератора. Исходными данными служат значения напряжения на шинах генератора и его частоты, передаваемых активной и реактивной мощностей, угловой скорости ротора и др. Кроме того, существуют способы бездатчикового определения угла ротора синхронных машин по величинам мгновенных напряжений статора. Существенным недостатком рассмотренных способов является их относительно высокая вычислительная сложность при ведении расчётов в масштабе реального времени. Точное измерение угла ротора в рабочих и аварийных режимах в данном случае возможно только при наличии совершенного аппаратного и программного обеспечения, что не всегда осуществимо в текущих реалиях российской электроэнергетики.

Для определения угла нагрузки наиболее привлекательным с практической точки зрения является косвенный метод определения угла нагрузки; один из них представлен ниже (рисунок 5.4). При известных токах и напряжениях в обмотке статора получают в вычислительном устройстве соответствующие пространственные векторы в форме комплексных чисел в неподвижной в пространстве системе координат [364]. Алгоритм представлен на рисунке 5.4, где  $j$  – мнимая единица, оператор поворота,  $\mathbf{u}(t)$  – мгновенные значения напряжений,  $\mathbf{i}(t)$  – мгновенные значения токов статора. Рассмотрим систему прямоугольных координат  $\mathbf{x1}, \mathbf{y1}$ , вращающуюся в пространстве и привязанную к пространственному вектору напряжения статора  $\vec{U}$  (ось  $\mathbf{x1}$  совпадает с вектором

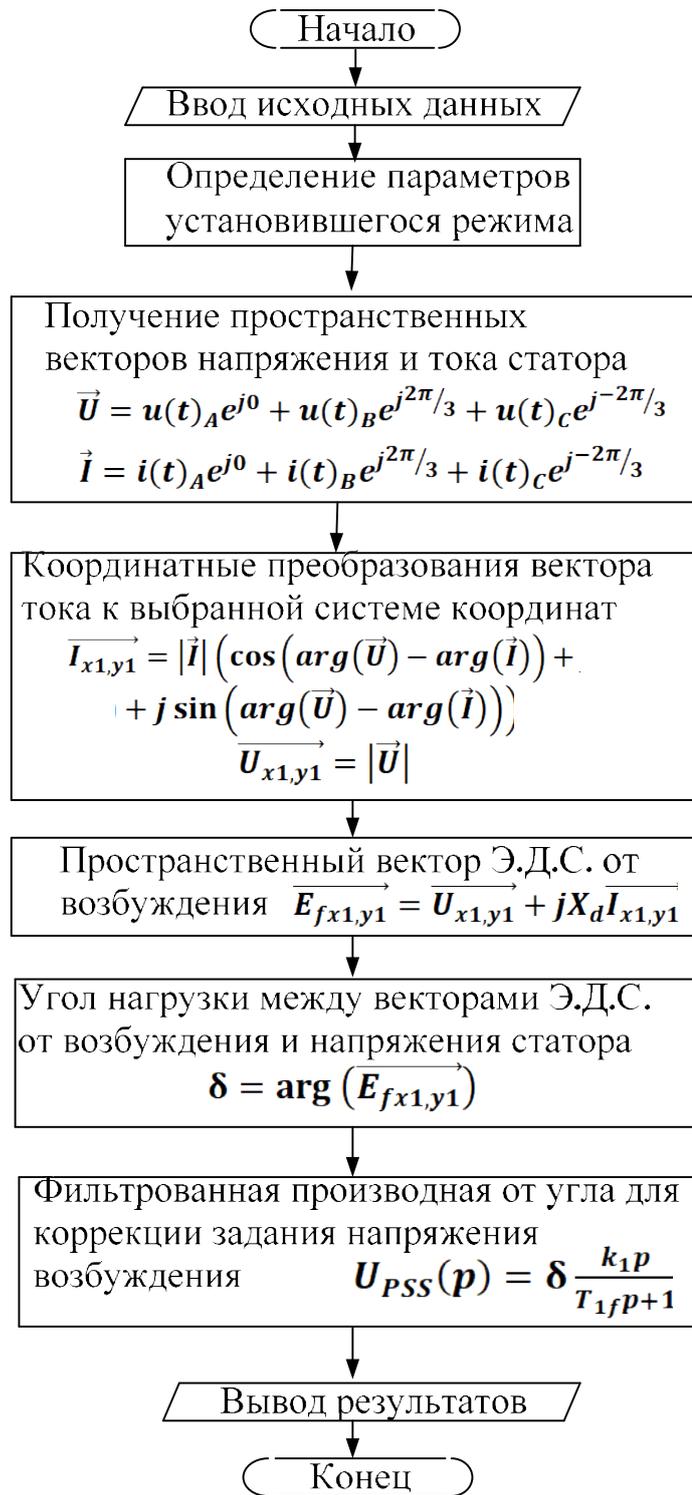
$\vec{U}$ .

Рисунок 5.4. Определение угла ротора генератора

Выполняются координатные преобразования вектора тока  $\vec{I}$  к этой системе координат. Находится пространственный вектор Э.Д.С. от возбуждения в системе

координат  $x_1, y_1$  по упрощенной формуле. В данном представлении угол нагрузки между векторами Э.Д.С. от возбуждения и напряжения статора  $\delta$  будет равен аргументу комплексного числа  $\overline{E_{fx1,y1}}$ ,  $\delta = \arg(\overline{E_{fx1,y1}})$ . Угол, рассчитанный подобным образом, имеет ошибку относительно реального угла, но будет сохранять тенденцию его изменения. Используем фильтрованную производную от угла для коррекции задания напряжения возбуждения с целью успокоения качания ротора в послеаварийных режимах генератора. Модуль канала стабилизации, реализованный в ПК, приведен на рисунке 5.5.

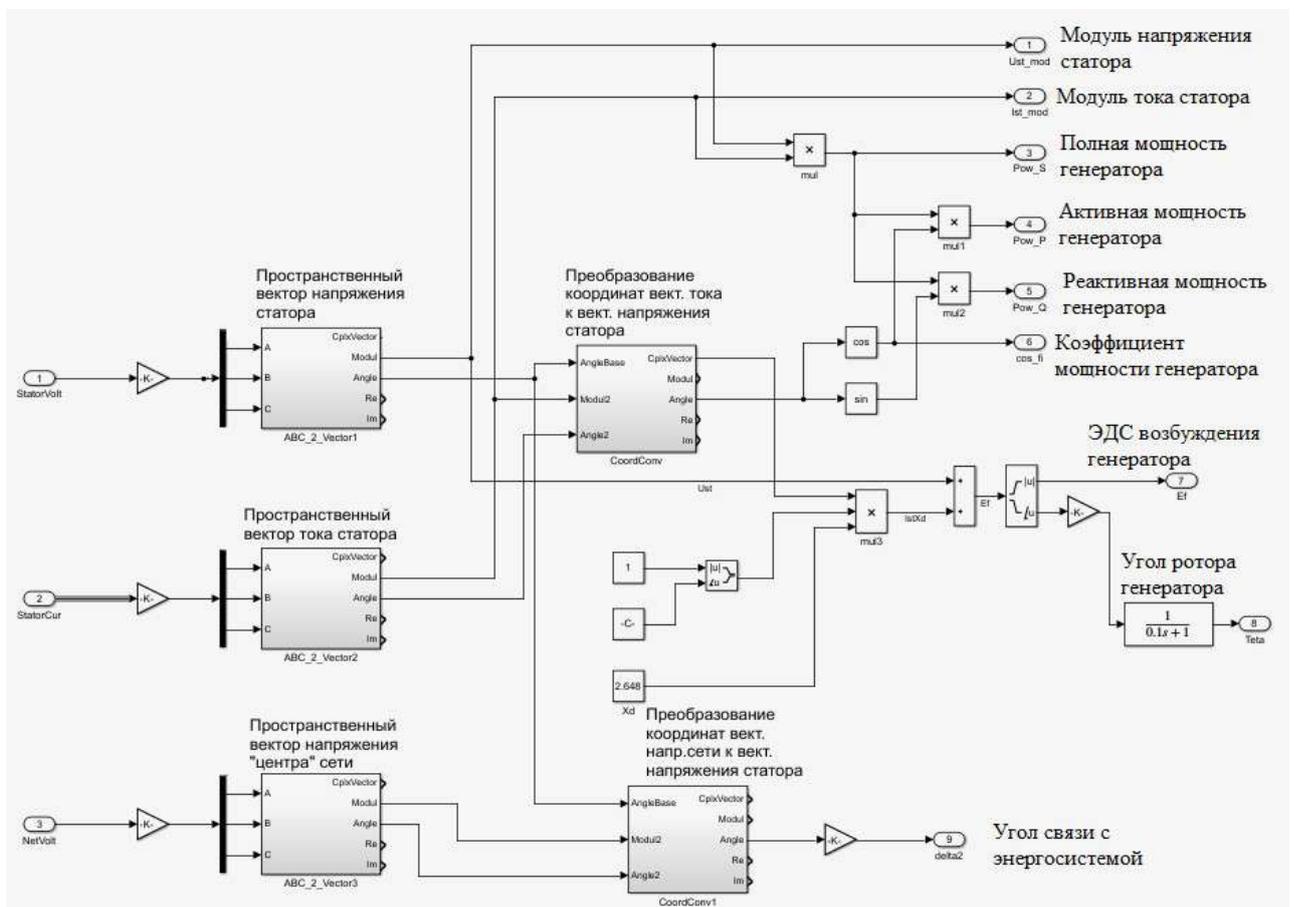


Рисунок 5.5 - Использование канала стабилизации среде MATLAB-Simulink

Функциональная схема разработанного устройства для управления возбуждением синхронных генераторов в распределительной сети переменного [344, 352] (рисунок. 5.6) тока содержит мощную энергосистему высокого напряжения 1, к которой через повышающий трансформатор 2, шину распределительного устройства 3 и датчики тока статорных обмоток синхронного

генератора 4 подключен выход синхронного генератора 5.

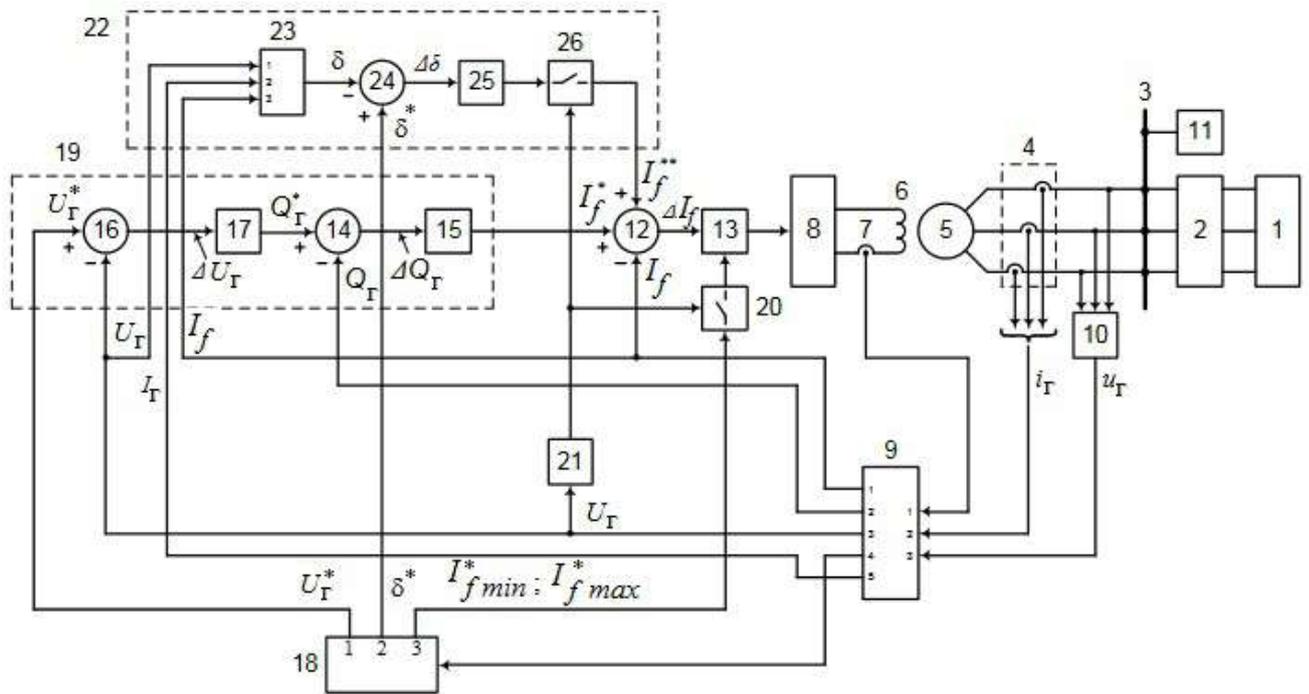


Рисунок 5.6 – Структурно-функциональная схема для управления возбуждением синхронного генератора в распределительной сети переменного тока

Обмотка возбуждения генератора 6 через датчик тока возбуждения 7 подключена к выходу тиристорного преобразователя 8. Выходы датчика тока возбуждения 7 и датчиков тока статорных обмоток генератора 4, а также датчик выходного напряжения генератора 10 подключены соответственно к блоку управления 9. К шинам 3 подключены потребители собственных нужд 11, например, питательные электронасосы, дутьевые вентиляторы и дымососы, сетевые и подпиточные насосы и т.д. В настоящее время на ТЭЦ указанные потребители могут быть оснащены преобразователями частоты, которые очень чувствительны к провалам напряжения. Также на рисунке 1 приведены следующие обозначения: блок вычитания 12, регулятор тока возбуждения синхронного генератора 13, второй блок вычитания 14, регулятор реактивной мощности синхронного генератора 15, третий блок вычитания 16, регулятор выходного напряжения синхронного генератора 17, блок заданий уставок и ограничений 18. Устройство для управления возбуждением синхронного

генератора в распределительной сети переменного тока дополнительно снабжено первым управляемым ключом 20, пороговым элементом 21, дополнительным каналом регулирования тока возбуждения синхронного генератора 22. Указанный канал регулирования содержит блок вычисления угла нагрузки синхронного генератора 23, четвертый блок вычитания 24, регулятор демпфирования колебаний ротора синхронного генератора 25 и второй управляемый ключ 26. Первый управляемый ключ 20 обеспечивает изменение (расширение) ограничений по току возбуждения регулятора тока возбуждения синхронного генератора. Это позволяет повысить устойчивость его работы в электроэнергетической системе, при больших возмущениях в системе, включая и наиболее тяжелые кратковременные короткие замыкания. Пороговый элемент позволяет обнаружить уменьшение («провал») выходного напряжения синхронного генератора более чем на 15% от его номинального значения. Это изменяет структуру управления возбуждения синхронного генератора, благодаря подключению дополнительного канала регулирования тока возбуждения синхронного генератора. После восстановления выходного напряжения синхронного генератора до допустимых значений происходит отключение дополнительного канала регулирования тока возбуждения синхронного генератора, т.е. восстанавливается первоначальная структура управления. Указанные изменения структуры управления возбуждения синхронного генератора повышают устойчивость работы генератора. В дополнительном канале регулирования тока возбуждения синхронного генератора 22 вычисляется угол нагрузки синхронного генератора и его производная. Блок вычисления угла нагрузки 23 позволяет вычислять угол  $\delta$  как в статических, так и в динамических режимах работы синхронного генератора, благодаря чему возможно обеспечение своевременной форсировки возбуждения, предупреждающей выпадение генератора из синхронизма. Структурная схема модели приведена на рисунке 5.7.

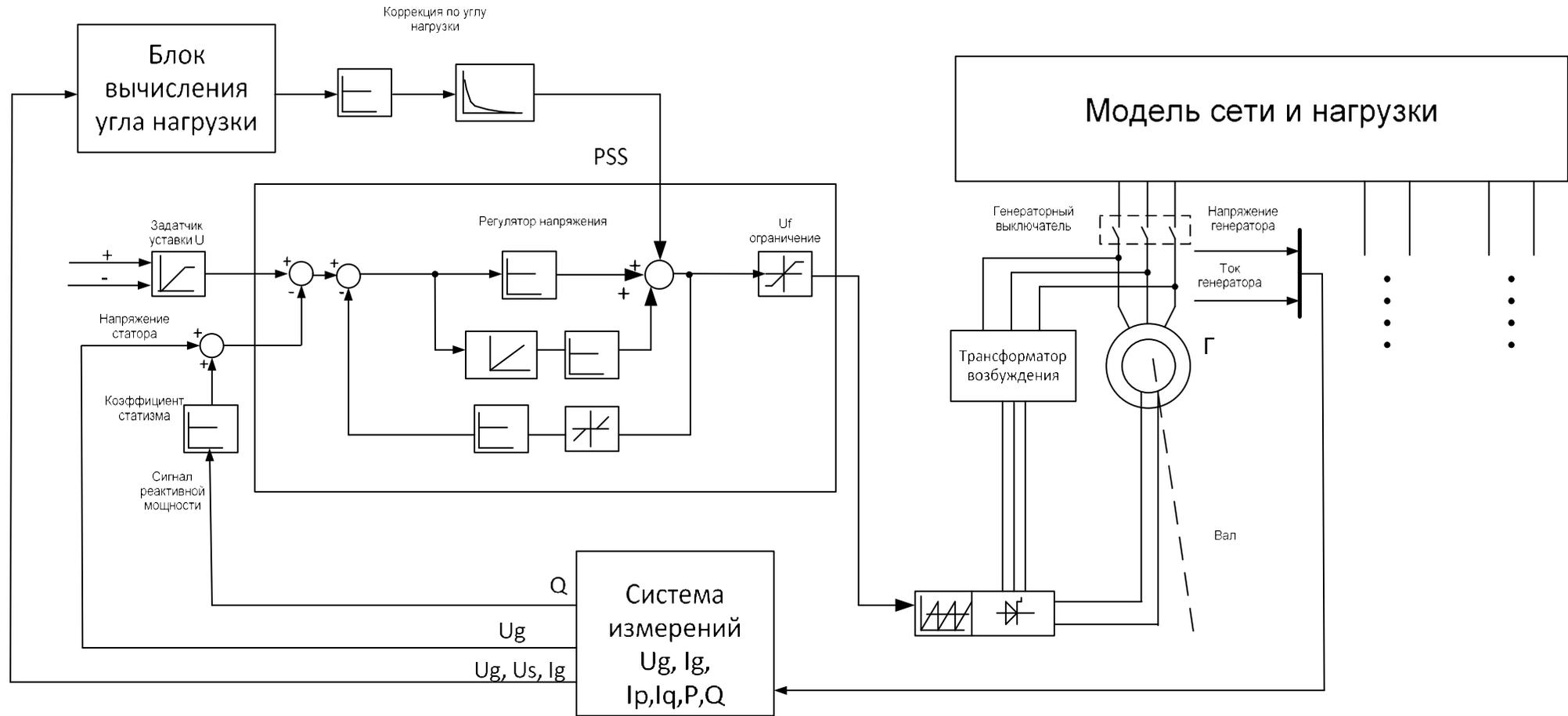


Рисунок 5.7 - Структурная схема модели

Совокупность отличительных признаков обеспечивает применение заявляемого устройства для управления возбуждением синхронного генератора с целью ослабления вредных влияний перегрузок или переходных процессов, например при внезапном подключении, или изменении нагрузки, в том числе при кратковременных коротких замыканиях в линиях электропередачи.

Устройство для управления возбуждением синхронного генератора может быть выполнено на базе программируемого логического контроллера, имеющего периферийные устройства, процессор, ОЗУ и ПЗУ. Применение указанного контроллера не только повышает надежность устройства в целом, но и снижает затраты на его проектирование, изготовление, наладку и возможный ремонт. В комплексе с ранее указанным принципом индивидуального регулирования возбуждения данное разработанное устройство показывает удовлетворительный результат.

#### **5.4 Принцип группового регулирования возбуждения при параллельной работе заводской электростанции с энергосистемой**

АРВ синхронных генераторов является одной из основных систем регулирования напряжения в электроэнергетической системе и оказывает существенное влияние на ее устойчивость. По мере расширения электроэнергетических систем становятся актуальными вопросы группового регулирования возбуждения синхронных генераторов ЗЭС. Целесообразность группового регулирования возбуждения зависит от типа и мощности генераторов, а также роли электростанции в энергосистеме. Как правило, данное регулирование применяется на крупных системных электростанциях, оказывающих существенное влияние на параметры режима основных узлов энергосистемы; его применение на ЗЭС является частной задачей, не оказывающей заметного влияния на формирование основного параметра ЭС – напряжения. В труде [144] отмечается, что система автоматического группового регулирования возбуждения применяется в основном для однотипных генераторов. При этом

уставки регуляторов можно менять индивидуально и одновременно. На многоагрегатных станциях применяется замкнутая система с одновременным изменением уставок регуляторов от единого задатчика по напряжению, также снабженная следящей системой для выравнивания нагрузок.

К особенностям регулирования напряжения на местных электростанциях относятся сложность конфигурации заводских электростанций, большое количество ступеней трансформации, разнотипность источников, соизмеримость установленных мощностей генераторов и нагрузки, подключение источников небольшой мощности к энергосистеме со значительной мощностью КЗ. При наличии тепловой нагрузки ситуация усложняется необходимостью регулировать параметры теплового режима на ряду с электрическим. Таким образом, для поддержания достаточного уровня напряжения в условиях сложнзамкнутой заводской сети, имеющей различные источники, необходим комплексный подход.

Вопросы группового регулирования АРВ генераторов при параллельной работе с энергосистемой рассмотрены ранее [90]. В этой работе с целью повышения статической устойчивости предлагается при эксплуатации выравнивать углы роторов. Данное мероприятие также эффективно для повышения динамической устойчивости машин. При выходе на отдельную работу одинаковые углы роторов относительно собственных шин или выбранной точки позволят более эффективно осуществить ресинхронизацию узла с ЭС. Эти положения отражены в разработанном алгоритме управления групповым регулированием системы АРВ.

Таким образом, групповое регулирование генераторов на местных ТЭС, как правило, не рассматривается, поскольку данные объекты распределенной генерации работают по тепловому графику и, обычно, на постоянство выдачи активной и реактивной мощности. Применительно к крупным промышленным узлам такой подход приемлем; прежде всего, с целью повышения статической устойчивости при параллельной и отдельной работе с ЭС. Повышение статической устойчивости, с другой стороны, оказывает влияние на динамическую и результирующую устойчивость, в том числе при отделении от

ЭС. Поэтому с точки зрения повышения устойчивости, в том числе при выходе на отдельную работу и ресинхронизации, групповое регулирование является оправданным. В данной главе рассмотрены принципы группового регулирования, применимые к условиям функционирования заводских электростанций, при параллельной и отдельной работе с энергосистемой, а также выходе на отдельную работу.

Основным принципом регулирования возбуждения в данной работе положено выравнивание углов роторов синхронных генераторов с целью повышения статической, а в последствии, и динамической, устойчивости [362]. Принцип выравнивания угла ротора синхронного генератора у всех генераторов электростанции приведен в работах Калентионка [89, 90]. Одинаковый угол ротора обеспечивает одинаковые условия устойчивости у параллельно работающих синхронных машин. Однако, возникает вопрос значения угла, который следует принять за эталон в подобных расчетах. Возможно применение среднего значения угла ротора, в этом случае мы получим в целом повышение устойчивости рассматриваемой группы генераторов. Однако, это не вполне эффективно, так как у части машин углы будут повышаться, у других - понижаться, что не даст соответствующего эффекта. Поэтому возможно снижать собственные углы роторов машин за счет повышения токов возбуждения до тех пор, пока не выйдем на ограничения нагрузочной диаграммы одного из генераторов либо по току возбуждения, либо по току статора при существенной загрузке машины по активной мощности, либо по уровню напряжения в сети. Данный угол принимаем за эталон и все другие углы должны приводятся к нему.

Таким образом, задачей группового регулирования возбуждения с целью повышения устойчивости является определение минимального собственного угла ротора, при котором все машины электростанции останутся в пределах рабочих участков нагрузочной диаграммы. Данный подход может быть реализован как при параллельной, так и при отдельной работе с энергосистемой с той разницей, что при отдельной работе на переходный электромеханический процесс будет накладываться действие систем регулирования скорости, что отражено в

алгоритме работы группового регулятора возбуждения.

Для повышения эффективности управления режимами и устойчивости работы синхронных машин был введен новый контур группового регулирования (рисунок 5.8) [334]. Реализовано определение среднего угла ротора генератора, к которому стремятся углы роторов всех участвующих машин за счет АРВ.

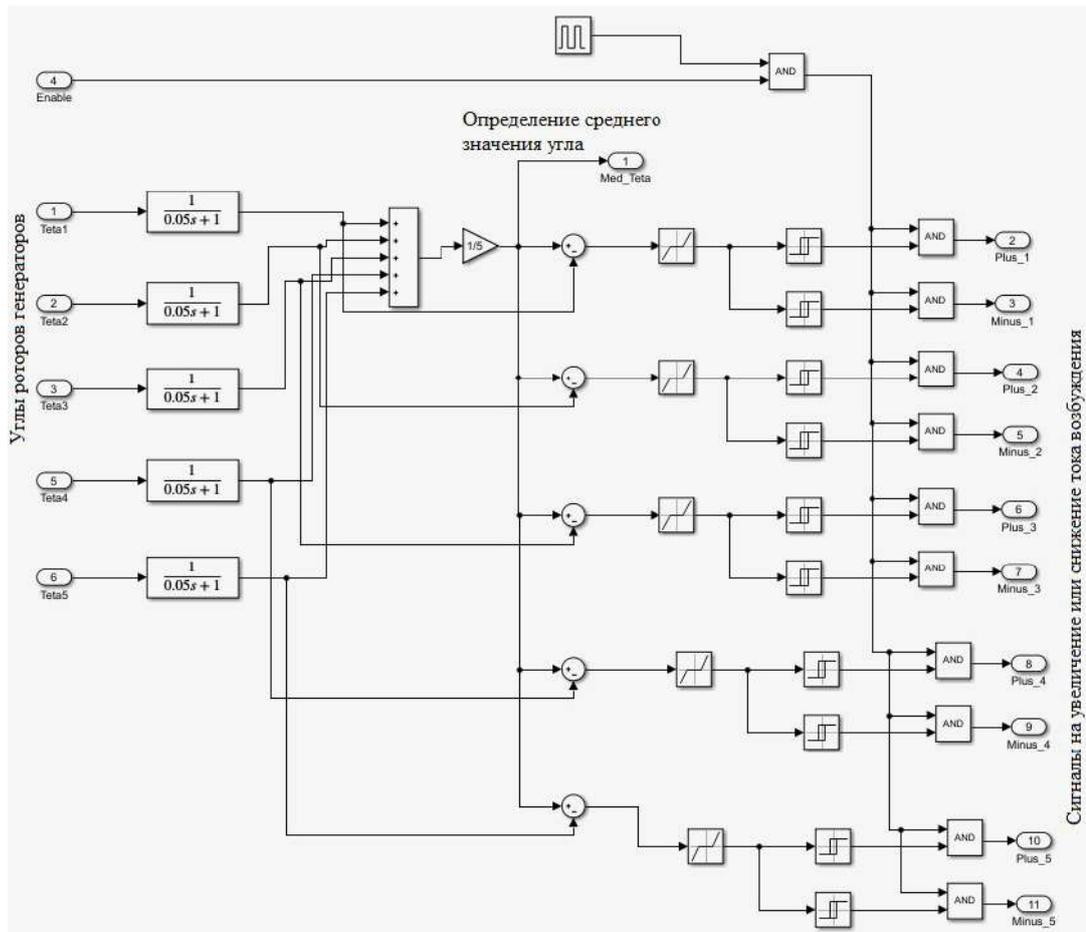


Рисунок 5.8 - Реализация группового управления в среде MATLAB Simulink

Общая схема объекта управления приведена на рисунке 5.9. Группа генераторов работает в параллель с системой большой мощности. Изменение уровня напряжения со стороны энергосистемы приводит к отклонению углов роторов генераторов, поскольку они имеют различные технические характеристики. Изменение тока возбуждения позволит выровнять углы роторов и, соответственно, статическую устойчивость машин. На рисунке 5.9 обозначено: 1- ЭС, 2- синхронный генератор, 3, 4 - трансформаторы напряжения и тока, 5 -

блок ограничений, 6 - обмотка возбуждения, 7 – датчик тока тока в обмотке возбуждения, 8 - возбудитель, 9 - блок группового управления, 10 – индивидуальные системы управления возбуждением.

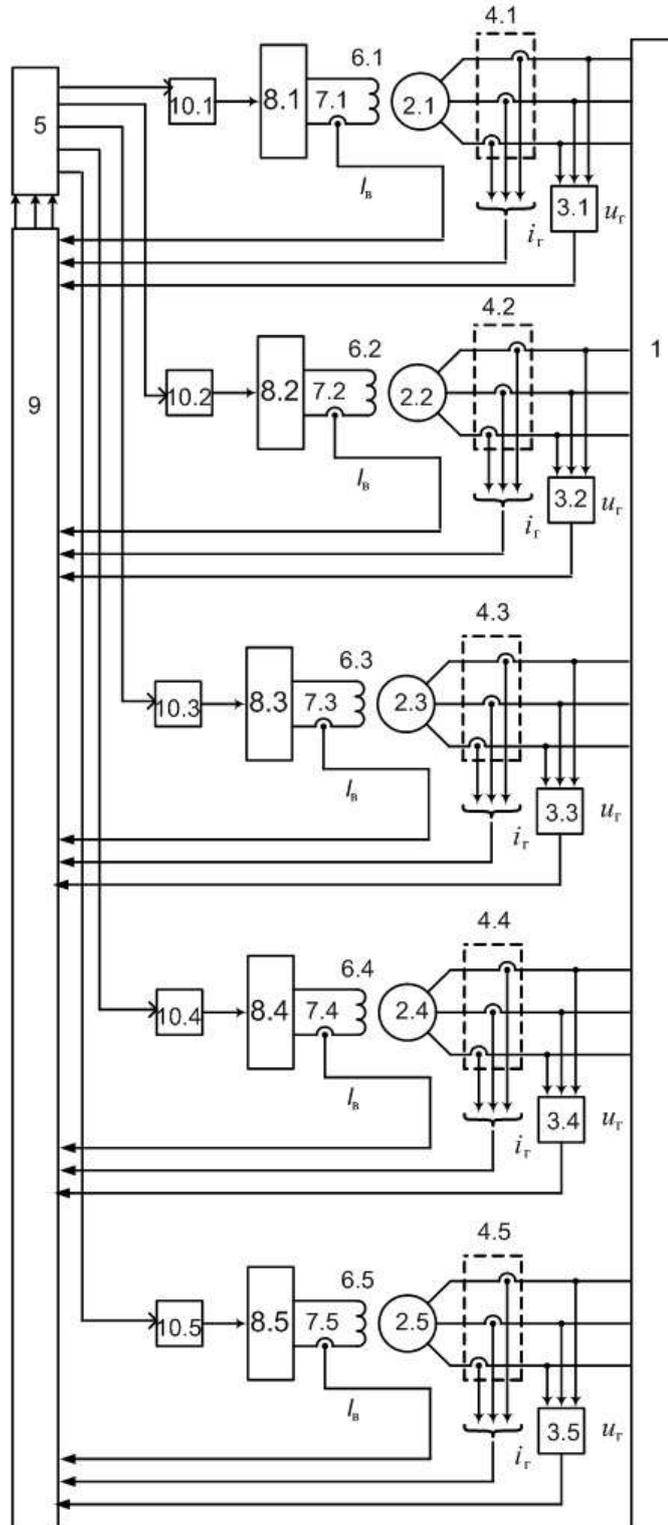


Рисунок 5.9. Структурно-функциональная схема регулирование возбуждения группы генераторов

Принцип управления в этом случае следующий. Согласно известным активным и реактивным мощностям электрических машин, получаемым из токов  $I_{ст}$  и напряжений  $U_{ст}$  обмотки статора, определяются углы роторов  $\delta$  относительно напряжения обмоток статора. Далее контроллер формирует сигнал и производится воздействие на токи обмоток возбуждения посредством системы управления тиристорного преобразователя с целью достижения среднего угла ротора или минимального по статической устойчивости. Если угол машины больше данного, то ток возбуждения повышается, если меньше снижается до тех пор, пока углы машин не выровняются. Как только все углы становятся одинаковыми, воздействие на ток возбуждения прекращается (рисунок 5.10).

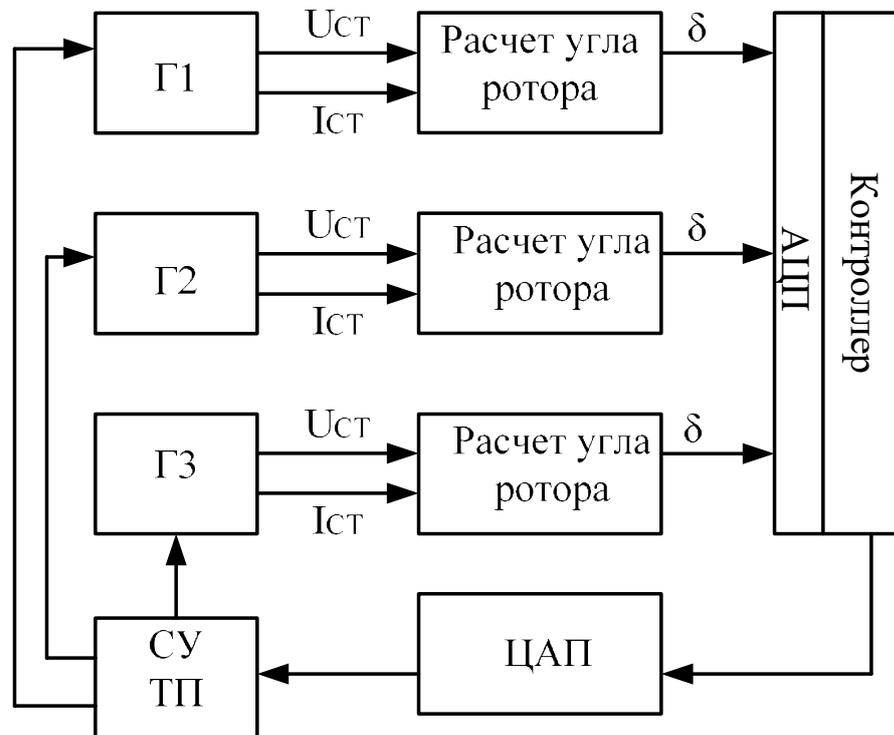


Рисунок 5.10 - Структурная функциональная схема группового регулирования тока возбуждения генераторов с целью повышения устойчивости

Изменение напряжения со стороны питающей ЭС, а также изменение нагрузок в сети приводят к непрерывному изменению углов роторов и требуется дополнительная коррекция. При использовании данного метода необходимо учитывать ограничения по токам возбуждения и статора во избежание перегрева.

## **5.5 Разработка законов группового АРВ при выходе на раздельную работу и последующей ресинхронизации**

Как показывает эксплуатация заводских электростанций, несмотря на развитие систем автоматики и совершенствование систем АРВ, отделение электростанции от энергосистемы в аварийных режимах может сопровождаться выпадением машин из синхронизма и нарушением электроснабжения потребителей собственных нужд, вплоть до полного погасания электростанции [305]. Это связано с тем, что стандартные заводские системы АРВ недостаточно адаптированы к условиям промышленных систем электроснабжения, в ряде случаев выход на раздельную работу происходит не в заранее предусмотренных точках включения делительной автоматики. Кроме того, к системе АРВ генераторов небольшой мощности зачастую предъявляются противоречивые требования, например, поддержание напряжения в заданной точке сети при мощности, не позволяющей это выполнить, и сохранение динамической и статической устойчивости. Одним из способов преодоления противоречий является групповое регулирование АРВ [339].

С целью повышения эффективности управления аварийными режимами выхода на раздельную работу и последующей ресинхронизации электростанции с энергосистемой основной задачей является разработка алгоритма группового регулирования АРВ генераторов ЗЭС [363]. Формирование данного алгоритма основано на сочетании результатов проведенных ранее исследований, и адаптировано к условиям функционирования ЗЭС сложной конфигурации. В нем учтена необходимость наиболее быстрой взаимной ресинхронизации генераторов относительно друг друга, а также обеспечения достаточной статической устойчивости в установившемся режиме раздельной работы. Как правило, законы регулирования возбуждения отвечают за обеспечение статической устойчивости и косвенно влияют на динамическую. Чтобы улучшить демпфирующие свойства генератора, снизить его качания, то есть по сути улучшить качество переходного процесса, служат каналы стабилизации. Одним из наиболее эффективных каналов

стабилизации, позволяющим снизить качания ротора, является канал по ускорению перемещения ротора относительно магнитного поля статора. В зарубежной и отечественной литературе он представляется как фактическое перемещение ротора относительно магнитного поля статора. Однако, определение данной величины напрямую не всегда удобно и возможно. Поэтому с целью улучшения переходного процесса есть возможность определения собственного угла ротора через его параметры. Этому посвящен патент [352]. Эффективным является определение приращений собственных углов роторов относительно выбранной точки сети и заведение сигнала, позволяющего снизить качания синхронных генераторов относительно друг друга.

С целью осуществления группового регулирования необходимо учитывать условия выхода в островной режим. Помимо точек установки делительной автоматики, это шины связи с энергосистемой, так как в случае КЗ срабатывает дифференциальная защита шин и ЗЭС выходит на отдельную работу. При этом резко изменяется баланс между активной и реактивной мощностями генераторов и нагрузки и отрабатывают системы АРЧВ и АРВ с целью его восстановления. Поскольку при этом взаимные углы роторов начинают изменяться, то для наиболее быстрой взаимной ресинхронизации может быть предусмотрена корректировка тока возбуждения по разности между скоростью ротора и вращающимся полем статора. Такой подход изложен в трудах [100, 99] с целью снижения колебаний генераторов при переходных режимах. Косвенным показателем этой разности является угол ротора, расчет которого приведен ранее. При отделении от ЭС данная корректировка существенно снизит качания и улучшит условия их работы при групповой ресинхронизации. В разработанном алгоритме предлагается при выходе на отдельную работу произвести демпфирование качаний роторов относительно поля статоров, что приведет к одинаковому уровню частоты в сети.

После затухания качаний необходимо выровнять углы роторов узла за счет действия группового АРВ относительно выбранной точки сети. В таком режиме будет обеспечен одинаковый уровень статической устойчивости всех генераторов

узла и упростятся условия групповой ресинхронизации, если таковая предполагалась. Особый интерес при этом вызывает соблюдение условий ограничений по токам статора и ротора генератора, которые должны быть выполнены в соответствии с диаграммой мощностей машин. При расчете ограничений по токам возбуждения необходимо учесть несовершенство системы охлаждения, что вызовет занижение допустимого по нормативным документам тока до 10 %. Таким образом, ставится задача достигнуть статически устойчивого установившегося режима раздельной работы наиболее быстро.

Отдельным вопросом является, какие углы выравнивать при таких принципах регулирования. Собственные углы могут быть не эффективны при различной электрической удаленности генераторов от нагрузки. Взаимные углы можно принять за критерий, но тогда необходимо дополнительно учитывать пропускную способность линий относительно нагрузки.

В некоторых случаях, например, при работе турбины на поддержание давления в паропроводе, образуется, по сути, нерегулируемая машина, которая, при избытке активной мощности будет стремиться повысить давление в общем коллекторе и при этом поднять активную мощность до максимальных значений, 110 % от номинальных. В этом случае сработает система ограничения тока статора и снизится ток возбуждения. В результате угол данного генератора будет расти и превысит максимально допустимое значение в утяжеленных режимах. Единственным способом сохранения устойчивости в данных условиях является мобилизация реактивных мощностей узла с целью сохранения уровня напряжения выше 85 % и недопущения срабатывания форсировок, так как их действие вызовет неконтролируемые качания, сопровождающиеся зачастую потерей возбуждения и погасанием электростанции. С другой стороны, в настоящее время генераторы ЗЭС зачастую имеют ручную корректировку напряжения уставки, положение которой изменяют в соответствии с изменением напряжения сети. Поэтому выход на раздельную работу может сопровождаться пониженным значением уставок и, следовательно, пониженными напряжениями, что снизит запас статической устойчивости в целом и усугубит работу синхронных

генераторов, приводимых турбинами, работающих на поддержание давления в паропроводе. Таким образом, при выявлении машины, работающей с повышенным значением угла ротора, необходимо уставки всех машин автономного узла повысить до максимальных длительно допустимых значений.

Далее принцип может предусматривать групповую ресинхронизацию генераторов с энергосистемой. Поскольку углы роторов генераторов до этого были выровнены, то такой подход снизит возможные броски уравнивающих токов. С целью ресинхронизации принцип предусматривает регулирование напряжения и частоты в точке связи с энергосистемой за счет действия систем регулирования возбуждения и скорости. В случае принятого закона группового регулирования возбуждения тут накладывается ограничение по уровню напряжения в заданной точке сети. То есть подразумевается выравнивание углов до достижения заданного напряжения в точке ресинхронизации с учетом ограничений. Эффективность принципа будет зависеть не только от правильного действия систем регулирования, но и от запасов по активной и реактивной мощности в узле. В случае дефицитного узла необходимо предусматривать дополнительные мероприятия.

Принцип группового регулирования возбуждения с последующей ресинхронизацией и структурно-функциональная схема приведены на рисунках 5.11, 5.12. На рисунке 5.12 обозначения соответствуют рисунку 5.6, 27 – блок управления групповым регулированием возбуждения.

## **5.6 Общая характеристика систем и законов регулирования скорости и активной мощности на заводских ТЭС**

В наши дни развитие промышленными предприятиями собственной энергетической базы является одним из основных направлений отечественной энергетики. Тип промышленных источников питания зависит от наличия первичных энергоресурсов, места установки и требуемого количества электрической и тепловой энергии.

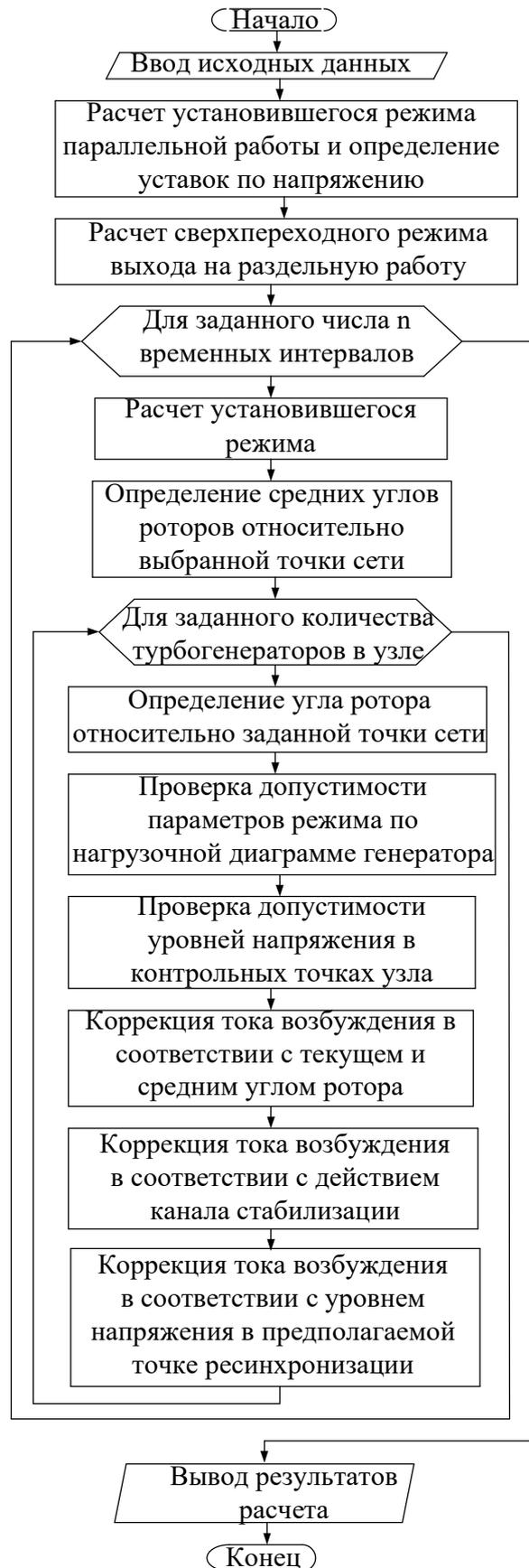


Рисунок 5.11 - Алгоритм группового АРВ с последующей ресинхронизацией

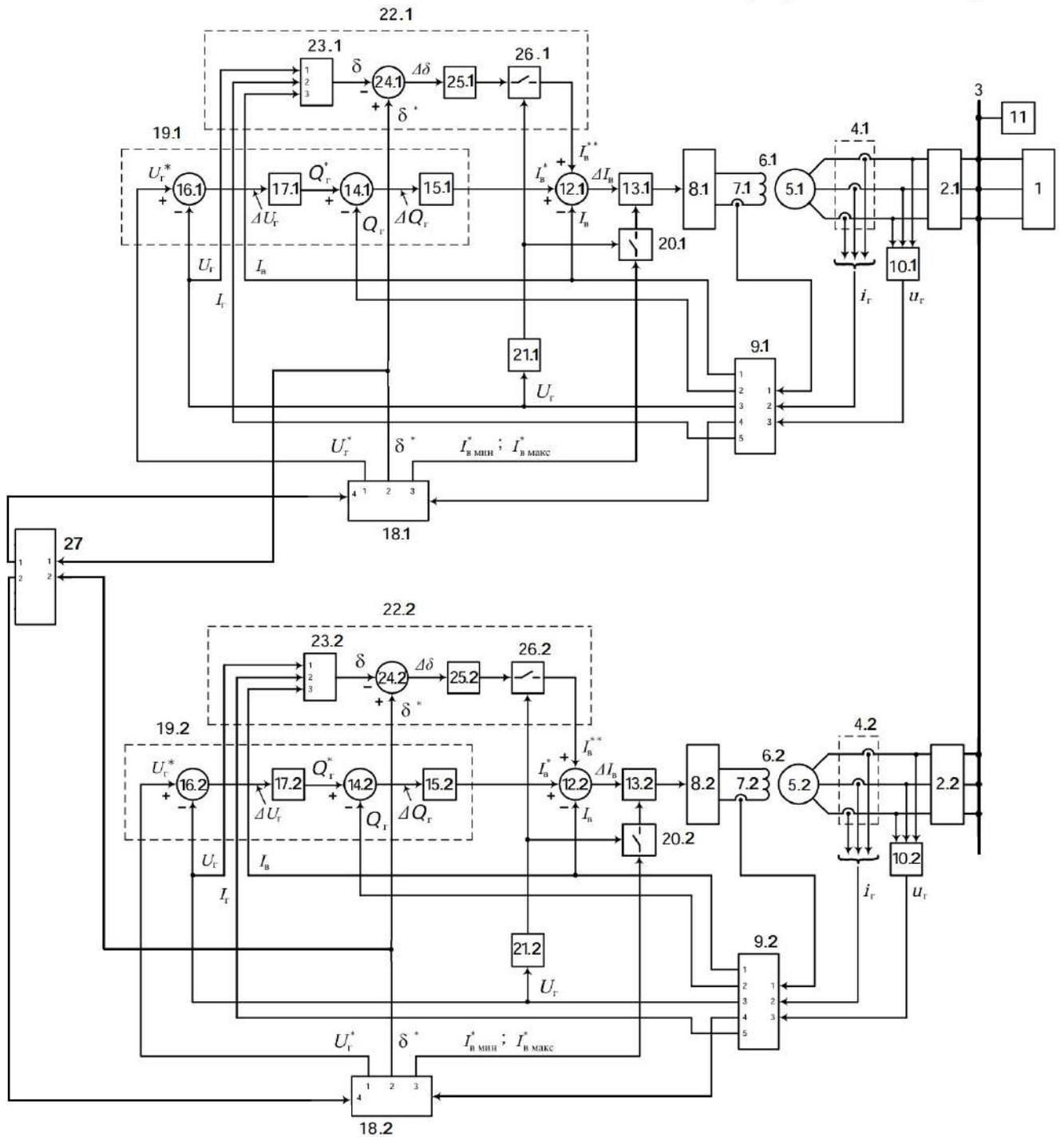


Рисунок 5.12 - Структурно-функциональная схема группового регулирования возбуждения с последующей ресинхронизацией

В результате в ВЭС сложной конфигурации образуются электрически близко расположенные группы синхронных турбогенераторов, которые в аварийных режимах могут выходить на отдельную работу с электроэнергетической системой.

Как правило, на этапе проектирования и в процессе эксплуатации выбираются определенные точки действия делительной автоматики между электростанцией с нагрузкой и энергосистемой. Данные точки предусматривают баланс активных и реактивных мощностей, генерируемых и потребляемых в узле, что обеспечивает достаточный уровень частоты и напряжения при автономной работе.

Отделение от энергосистемы в этих условиях не должно сопровождаться нарушением как статической, так и динамической устойчивости источников и потребителей. Однако, как показывает опыт эксплуатации реальных ЗЭС, режим выхода на автономную работу источников распределенной генерации от энергосистемы остается аварийным и зачастую сопровождается нарушением устойчивости как генераторов, так и нагрузок промышленного предприятия. Следовательно, возникает необходимость исследований, направленных на выявление причин нарушения устойчивости ЗЭС, проведения вычислительных экспериментов и разработки мероприятий по снижению числа аварийных ситуаций, сопровождающих выход ЗЭС с нагрузкой на отдельную с энергосистемой работу.

Отдельным фактором, оказывающим существенное влияние на статическую, а также динамическую устойчивость генераторов, является работа автоматических систем регулирования скорости. Влияние систем регулирования турбины на устойчивость синхронных машин при выходе на отдельную работу приведено в труде [297], где показан режим отказа регулятора скорости одного из генераторов и его влияние на переходный электромеханический процесс параллельно работающих машин. Данный режим представляет особый интерес, поскольку отказ указанной системы регулирования может возникнуть по разным причинам, в том числе по причине работы машины только по тепловому графику.

Следует признать, что известные исследования не в полной мере отражают все факторы, которые влияют на обеспечение необходимой устойчивости заводских электростанций при выходе на автономную от электроэнергетической системы работу. Повышенная аварийность подобных режимов в настоящее время

обусловлена целым рядом причин. Рассмотрим основные из них:

1. Непрерывная реконструкция заводских ТЭЦ, которые были построены несколько десятилетий назад. В этих условиях изменяются точки подключения и установленные мощности синхронных генераторов на различных этапах реконструкции. Как правило, установленные мощности возрастают, и их переводят на работу с шин распределительных устройств генераторного напряжения в блоки генератор-трансформатор. Очевидно, одновременно изменяется состав нагрузок, подключенных на шины генераторного напряжения ЗЭС. В этих условиях зачастую точки действия делительной автоматики корректируются не сразу.

2. Изменение состава генерирующего оборудования в результате наложения плановых ремонтов и аварийных отключений источников питания. Вероятность возникновения такой ситуации повышается в летние месяцы. При выходе на автономную работу возможно возникновение дефицита как по активной, так и по реактивной мощности в зависимости от характера нагрузки на шинах генераторного напряжения. Это может привести к нарушению динамической устойчивости непосредственно при отделении или статической устойчивости при длительной автономной работе, недопустимому снижению напряжения и частоты в узле.

3. Неправильное действие АРВ и АРЧВ синхронных генераторов ЗЭС. Если на раздельную работу выходит группа источников электроснабжения и хотя бы одна система регулирования отказывает, то вероятность успешного отделения существенно снижается. Эти процессы показаны в [297].

4. Невозможность прогноза точек выхода электростанции на автономную работу. При возникновении коротких замыканий на шинах электростанций сложной конфигурации срабатывает дифференциальная защита шин, при этом состав генерирующего оборудования и нагрузки может существенно изменяться. Как правило, данные точки не совпадают с точками действия делительной автоматики, поэтому место отделения электростанции от энергосистемы не всегда можно определить заранее.

5. Особенности нагрузки заводских теплоэлектроцентралей. Обычно несколько блоков турбина–генератор ТЭЦ, имеющих поперечные связи по пару и электроэнергии, работают как на тепловую, так и на электрическую нагрузки. И каждый блок турбина–генератор выдает одновременно не только электрическую, но и тепловую энергию. При этом необходимо учитывать, что одна машина может работать либо только по тепловому, либо только по электрическому графику. На таких электростанциях часть машин работает по электрическому графику, другая часть по тепловому. У машин, работающих по тепловому графику, регуляторы скорости турбин могут быть переключены на поддержание давления в паропроводе или работать на постоянство выдаваемого количества пара в общий паропровод.

В первом случае режим будет наиболее тяжелым, поскольку система регулирования, по сути, не связана с электрическими параметрами сети, поэтому при выходе на автономную работу создается ситуация, в которой некоторые блоки турбина-генератор не будут участвовать в регулировании уровня частоты, а будут выдавать определенное количество пара для поддержания заданных параметров давления в общем паропроводе. Эти машины не смогут отработать по своим статическим характеристикам, и даже в случае избытка активной мощности в узле не произойдет их разгрузки. Более того, вследствие разгрузки по активной мощности, а следовательно и по пару, других машин, данные блоки начнут увеличивать подачу пара в общий паропровод и, следовательно, произойдет дополнительный рост активной мощности, выдаваемой на шины. Опасность такого режима заключается в том, что с учетом нагрузочной диаграммы в целях ограничения тока статора начнется снижение тока возбуждения, поэтому при возникновении дефицита реактивной мощности в автономно работающей ЗЭС могут произойти нарушения статической устойчивости данных генераторов и, как следствие, нарушение устойчивости машин всего узла.

Рассмотрим решение указанных проблем более подробно. Структурная схема регулятора приведена на рисунке 5.13.

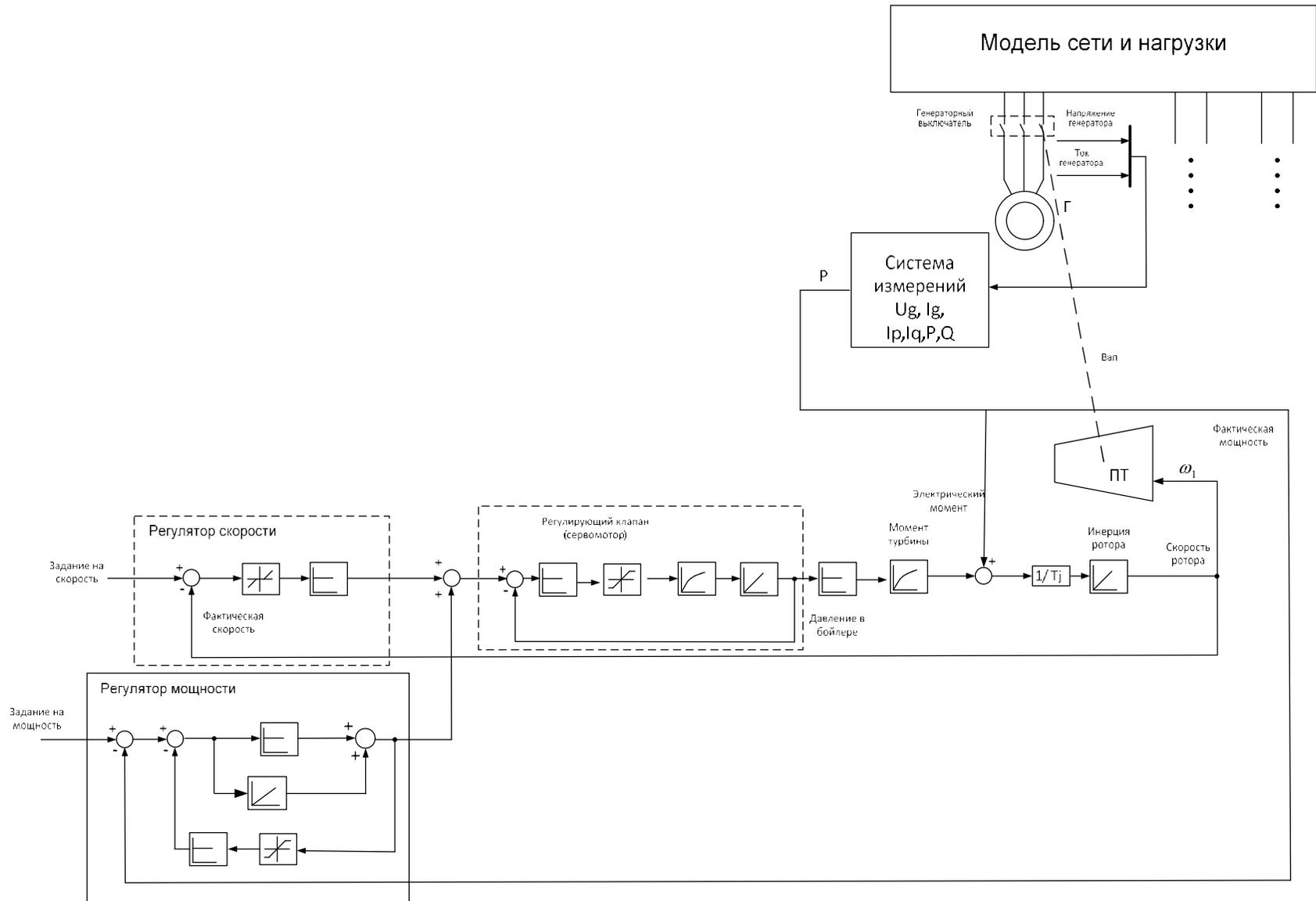


Рисунок 5.13 - Структурная схема регулятора скорости

## **5.7 Разработка методики распределения тепловых нагрузок между блоками турбина-генератор с учетом выхода на отдельную работу**

Если задачей теплоэлектростанции помимо выработки активной мощности является необходимость обеспечения энергией ответственных тепловых потребителей, то в ряде случаев турбина работает на поддержание давления в паропроводе. Тогда при выходе на отдельную работу системы регулирования скорости, как показывает практика, могут не отработать должным образом и турбина будет развивать механический момент не по статической характеристике регулятора скорости, а в соответствии с поддержанием давления в паропроводе. В таких условиях вырабатываемая ей активная мощность соответствует количеству пара, которой турбина отдает потребителям, и данная мощность будет ограничена при достижении максимально допустимого значения, составляющего 110 % от номинального значения мощности турбины. Данный процесс осложняется тем, что турбогенератор, работающий на поддержание постоянства давления в паропроводе, выдавая попутно большое количество электрической энергии, будет брать на себя активную нагрузку узла. При этом другие машины разгружаются по активной мощности, и загружаются при необходимости по реактивной. Также остальные машины попутно снижают выработку пара и функции по его генерированию опять перейдут на первую машину. То есть с точки зрения парообразования ситуация для первой машины ухудшится. Сама машина будет перегружена по активной мощности, что вызовет необходимость ее разгрузки по току возбуждения. Как следствие, ЭДС данной машины снизится до коэффициента мощности, близкого к единице, и не смотря на то, что системы АРВ на других машинах отработали, в точке ее подключения при отсутствии связи с энергосистемой может возникнуть просадка по напряжению, способствующая нарушению статической устойчивости. Если данная просадка превысит 15 %, то начнут отработывать форсировки машин, что уже ограничивает время существования подобного режима. Далее, форсировки могут включаться и отключаться, но как только одна из них будет работать более минуты, обмотка

возбуждения перегреется и генератор выпадет из синхронизма. Таким образом, формулируются две задачи: во-первых, по возможности сохранить теплового потребителя и для этого нужна турбина, работающая на поддержание давления. Во-вторых, необходимо в точке ее подключения обеспечить напряжение не менее 85 % от номинального, чтобы избежать действия форсировок. Кроме того, следует учесть, что наиболее тяжелым данный процесс будет являться в узле, избыточном по активной мощности.

В связи с этим возникает необходимость определения турбогенераторов, которые будут работать по тепловому графику на поддержание давления в паропроводе. Это необходимо закладывать на перспективу, так как при выходе на отдельную работу необходимо обеспечить согласованную работу данных машин и сохранить тепловую нагрузку. Прежде всего, необходимо определить тепловую нагрузку электростанции и эквивалентную ей активную мощность ( $P_T$ ), которую при выработке данной тепловой нагрузки генераторы будут выдавать в сеть. На следующем этапе необходимо определить возможную конфигурацию при выходе генератора на отдельную с энергосистемой работу и активную нагрузку, которая будет в оставшемся узле ( $P_{эл}$ ). Далее необходимо сравнить величину данных мощностей и проверить их баланс. Затем определить группу генераторов, отвечающих за поддержание давления в паропроводе. Кроме того, необходимо определить резерв активной и реактивной мощностей (рисунок 5.14).

В соответствии с имеющейся структурой сети методика позволяет выявить условия, способствующие нарушению нормальной работы, и разработать совокупность мероприятий по повышению статической устойчивости при отделении от энергосистемы. Особенностью методики является учет того, по электрическому или тепловому графику работает турбогенератор. Если какой-либо блок поддерживает давление в общем паропроводе, то его необходимо вводить неизменной, а иногда и возрастающей активной мощностью и при расчете учитывать, что при выходе на отдельную работу его системы регулирования скорости и активной мощности не отработают должным образом.



Рисунок 5.14 – Методика распределения функций блоков турбина- генератор

В этом случае его активная мощность будет попутной и полностью зависеть от тепловой нагрузки. Методика подразумевает определение коэффициентов запаса статической устойчивости с учетом режима работы генераторов и систем регулирования возбуждения. Если запас устойчивости не достаточный, то

необходимо перераспределить функции поддержания постоянства давления пара в общем паропроводе между двумя-тремя блоками и произвести пересчет. Преимущество имеют генераторы, работающие по схеме блок генератор-трансформатор, поскольку они в большинстве случаев остаются в параллельной работе с питающей ЭС, а если же отделяются в составе узла на автономную работу, то обеспечивают избыток активной и реактивной мощности. Очевидно, что разработанный алгоритм является эффективным при избытке или балансе активных и реактивных мощностей. При дефиците мощности необходимы дополнительные исследования, так как возможно нарушение устойчивости.

### **5.8 Разработка принципа групповой ресинхронизации генераторов заводской ТЭС с учетом тепловых нагрузок**

Как было отмечено ранее, в случае, если один из турбогенераторов работает на поддержание постоянства давления в паропроводе, то при выходе на отдельную работу, его система регулирования работает не в соответствии с изменяющейся частотой, а в соответствии с работой регулятора давления. Это значит, что активная мощность изменяется сложным образом в зависимости от тепловой нагрузки и действия других генераторов. Упрощенно можно считать, что это нерегулируемая машина, выдающая неизменную мощность, не зависящую от частоты, но зависящую от тепловой нагрузки. Остальные машины в момент выхода на отдельную работу имеют определенную величину уставки по частоте, которую можно определить по статической характеристике, если известны ее коэффициент статизма и активная мощность, которую вырабатывала машина при совместной работе с энергосистемой. В таких условиях при наличии нерегулируемых машин получаем сложный переходный электромеханический процесс, сопровождающийся неконтролируемым ростом или снижением частоты.

Рассматриваемый узел является при выходе в автономный режим избыточным по активной мощности и сбалансированным по реактивной. Основной нагрузкой узла являются потребители собственных нужд в виде

асинхронных двигателей с разной степенью загрузки, а также нагрузки цехов, расположенных в электрической близости от электростанции. При загрузке таких асинхронных двигателей более 50 % по активной мощности они имеют положительный регулирующий эффект реактивной мощности по частоте. Следовательно, при избытке активной мощности и соответствующем повышении частоты в автономном узле мы имеем повышение потребления реактивной мощности, что негативно скажется на балансе реактивных мощностей.

Степень повышения уровня частоты в узле при наличии нерегулируемой машины, работающей по тепловому графику, определяется следующим образом. Нерегулируемая турбина выдает в узел мощность, обусловленную тепловой нагрузкой, с учетом частоты. Остальная активная мощность нагрузки перераспределится между регулируемыми машинами в соответствии с их статическими характеристиками и уставками по частоте. Поскольку мощность нагрузки, которая загрузит эти машины, не велика, то произойдет рост частоты в узле, который, с одной стороны, приведет к повышению потребления активной мощности асинхронных двигателей, особенно с вентиляторным моментом сопротивления на валу, с другой - негативно скажется на условиях работы лопаток турбин и усилит дефицит реактивной мощности.

Если группа генераторов работает в островном режиме, то после устранения аварийной ситуации возникает необходимость синхронизации узла с сетью. Условия точной ресинхронизации включают равенство напряжений, частот, одинакового порядка чередования фаз и нулевого угла включения. Эти же условия применяются практически при групповой ресинхронизации машины с сетью. Для этого ЗЭС с ЭС необходимо выбрать точку, в которой будет происходить ресинхронизация; как правило, это точка шин связи с энергосистемой 10 или 110 кВ. В выбранной точке необходимо определить выключатель, через который будет осуществляться синхронизация генератора с сетью и выполнить необходимые условия. Встает задача обеспечения частоты при ресинхронизации группы генераторов с сетью. Для этого необходимо выбрать генератор или группу генераторов, которые позволят повысить или понизить

уровень частоты в узле до необходимого. По сути, применяется метод ведущего генератора, приведенный в [144]. Такой метод применим для небольших электростанций. Это возможно либо изменением уставок по частоте параллельно работающих генераторов, либо изменением мощности одного генератора с целью изменения баланса активной мощности в узле. Принцип выбора генераторов для обеспечения уровня частоты приведен ниже. При выборе ведущего блока турбина-генератор необходимо обеспечить частоту не менее частоты сети (при необходимости отключив нагрузки). Далее выбирается наименее загруженная машина, и воздействием на механизм управления турбиной осуществляется коррекция частоты. При необходимости могут быть поочередно задействованы две и более машины. После достижения уровня частоты необходимо обеспечить достаточный уровень напряжения, что достигается путем воздействия на АРВ. При этом возможно групповое изменение уставки напряжения или регулирование реактивной мощности отдельно каждого синхронного генератора. Алгоритм выбора блока для ресинхронизации ЗЭС с ЭС приведен на рисунке 5.15. Он позволяет осуществить регулирование напряжения после установления соответствующего уровня частоты в узле.

Ранее полученный принцип группового АРВ в сочетании с регулированием частоты методом ведущего агрегата может предусматривать групповую ресинхронизацию генераторов с ЭС. Поскольку углы роторов до этого были выровнены, то такой подход снизит возможные броски уравнительных токов. С целью ресинхронизации алгоритм предусматривает регулирование напряжения и частоты в точки связи с ЭС за счет действия систем АРВ и АРЧВ. Его эффективность зависит не только от правильного действия систем регулирования, но и от запаса по активной и реактивной мощности в узле. При дефиците мощности необходимы дополнительные мероприятия.

Структурно-функциональная схема для групповой ресинхронизации приведена на рисунке 5.16. Обозначения соответствуют рисунку 5.9, дополнительно введены обозначения: 11 - потребители электроэнергии в автономном режиме, 12 - датчик напряжения ЭС, 13 - блок сравнения

напряжения, 14- датчик частоты сети, 15- блок сравнения частоты, 16 - механизм управления турбиной



Рисунок 5.15 - Выбор генератора для ресинхронизации

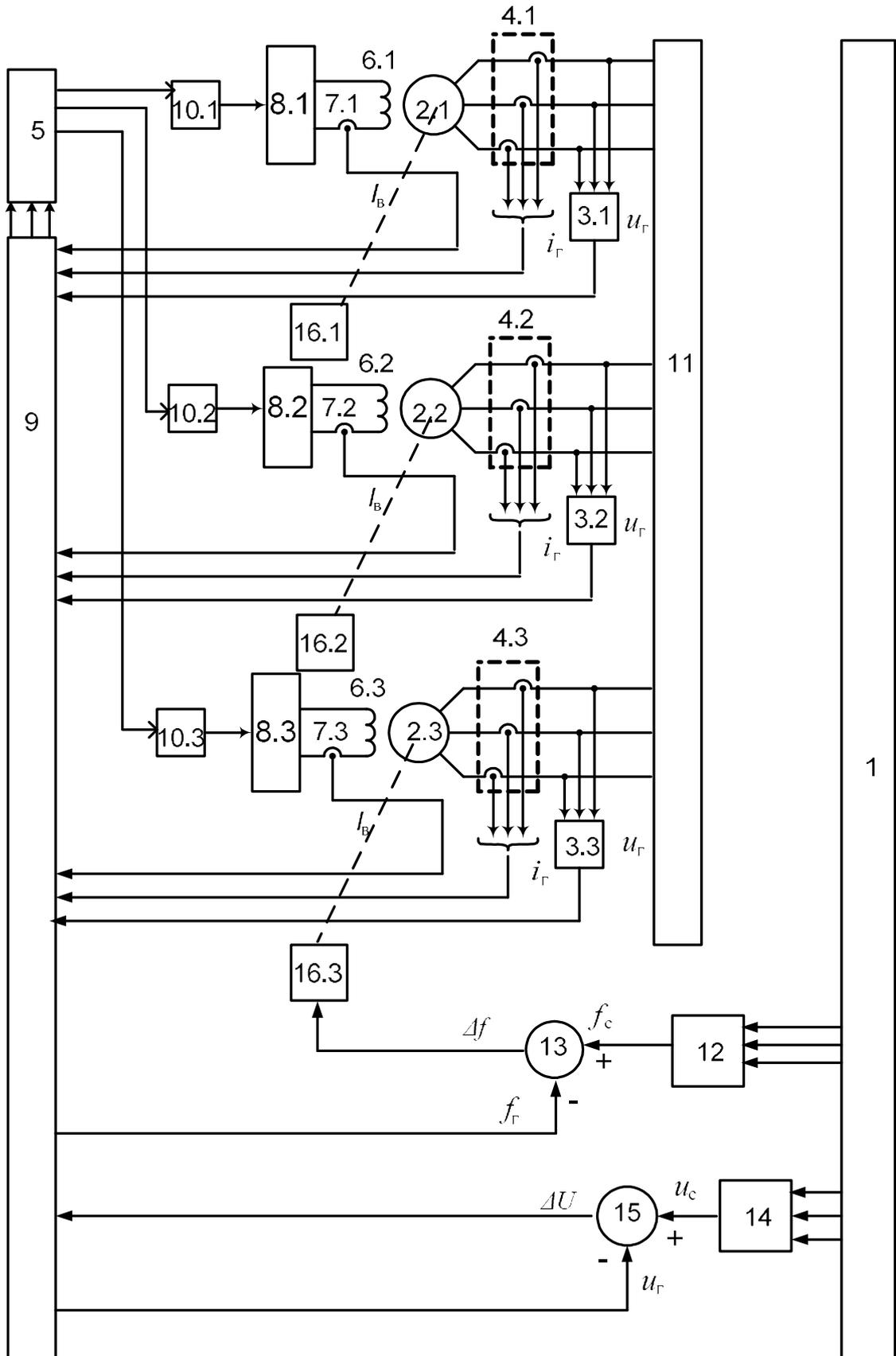


Рисунок 5.16 - Структурно-функциональная схема групповая ресинхронизация заводской электростанции с энергосистемой

## 5.9 Выводы по главе

1. Сформулированы требования к АРВ синхронных генераторов ЗЭС с учетом особенностей их функционирования. Произведен анализ степени адаптации существующих систем АРВ к условиям ЗЭС. Отмечено, что на данный момент наилучшим образом проявляют себя системы АРВ с переменной структурой в зависимости от условий работы синхронной машины.

2. Дана общая характеристика разработанного способа индивидуального регулирования возбуждения, адаптированного к условиям заводских генераторов малой и средней мощности, работающих в параллель с ЭС большой мощности с учетом изменения напряжения от энергосистемы и сохранения устойчивости.

3. Исследована совокупность ограничений параметров режима, которые должны быть учтены при разработке способов индивидуального и группового регулирования возбуждения.

4. Разработан способ действия канала стабилизации для индивидуального регулирования возбуждения, отличающийся возможностью прямого учета угла ротора и снижения качаний синхронных генераторов ЗЭС.

5. Сформулированы основные принципы группового АРВ при параллельной работе с энергосистемой, учитывающие устойчивость машин.

6. Разработан принцип группового АРВ синхронных генераторов при отдельной работе, учитывающий машины, работающие на поддержание давления в паропроводе, а также возможность групповой ресинхронизации.

7. Разработана методика выбора блока генератор-трансформатор, работающего на постоянство давления в паропроводе, с учетом статической устойчивости машин, работающих по различным графикам, сформулированы рекомендации по распределению регуляторов давления между блоками.

8. Сформулирован принцип групповой ресинхронизации ЗЭС с сетью с учетом выбора одной машины для обеспечения необходимого уровня частоты и группового регулирования возбуждения для поддержания напряжения.

## **Глава 6 Анализ динамической и результирующей устойчивости синхронных генераторов и нагрузки при выходе на отдельную работу с последующей ресинхронизацией с учетом разработанных законов регулирования**

### **Постановка задачи**

С целью анализа эффективности разработанных технических решений исследованы переходные электромеханические процессы промышленных турбогенераторов при различных возмущениях. Математическое моделирование ЗЭС с учетом разработанных законов регулирования выполнено в среде MATLAB Simulink. При моделировании использованы полученные ранее принципы эквивалентирования синхронных генераторов в условиях промышленной системы электроснабжения. С учетом исследуемого возмущения ЗЭС представлена пятью эквивалентными синхронными машинами и обобщенной нагрузкой.

В условиях параллельной работы с энергосистемой исследована динамическая устойчивость при провалах напряжения различной глубины и длительности с учетом разработанного закона регулирования возбуждения и влияния каналов стабилизации по углу ротора.

С целью анализа эффективности разработанного принципа группового регулирования возбуждения выполнен расчет режима выхода на отдельную работу с учетом действия каналов стабилизации по углам роторов.

Произведен расчет электромеханического переходного процесса при групповой ресинхронизации ЗЭС с энергосистемой. Отмечено, что групповое регулирование существенно повышает устойчивость машин в данном процессе.

С целью анализа эффективности разработанной методики выбора блока турбина-генератор для работы по тепловому графику и поддержанию давления выполнена серия расчетов, показывающая коэффициент запаса статической устойчивости машин, работающих по электрическому и тепловому графикам при различных электрических и тепловых нагрузках. Произведена оценка технико-экономического эффекта от разработанных мероприятий.

## **6.1 Исследование режимов с индивидуальным АРВ и использованием канала стабилизации в одномашинной и многомашинной системах, работающих на систему большой мощности**

Промышленные генераторы, как правило, ориентированы на выдачу активной мощности в сеть, и работают с первичным регулированием либо по электрическому, либо по тепловому графику; поэтому реально действующие системы АРВ весьма упрощены. При значительной степени загрузки энергоагрегатов по активной мощности в исходном режиме и наличии значительной местной нагрузки на электростанциях могут возникать слабозатухающие качания роторов генераторов, и даже их раскачивание с выходом генераторов из синхронизма. Причинами указанных качаний могут быть большие возмущения в заводской системе электроснабжения, включая и наиболее тяжелые КЗ. Анализ аварийных ситуаций показал, что режим провалов напряжения в случае разветвленной сети генераторного напряжения весьма вероятен. С целью снижения качаний в таких режимах необходимо более эффективно использовать возможности системы АРВ.

Отечественный и мировой опыт эксплуатации промышленных источников электроэнергии показывает, что требуемая высокая эффективность действия АРВ синхронных генераторов гарантирована не во всех возможных режимных ситуациях. Так как мощность промышленных источников, как правило, существенно ниже, чем мощность энергосистемы, то принципы, по которым функционируют генераторы районных электростанций, не вполне приемлемы для местных. Как отмечается в работах [78, 79], регулирование возбуждения таких машин сводится, прежде всего, к отслеживанию напряжения энергосистемы. Этот принцип изложен в трудах [344, 352]. Для повышения динамической устойчивости предложено использовать каналы стабилизации. При участии автора получен патент на изобретение, которое заключается в обеспечении демпфирования электромеханических переходных колебательных процессов в синхронном генераторе, обусловленных возмущающими и управляющими

воздействиями, а также взаимными качаниями роторов синхронных генераторов, включенных в электроэнергетическую систему. Полученное устройство обеспечивает апериодический или близкий к нему характер электромеханических переходных процессов в синхронных генераторах при возмущающем и управляющем воздействиях. Практически, на ЗЭС каналы стабилизации могут не использоваться, так как это является затруднительным и машина фактически работает с регулированием пропорционального действия. Поэтому зарегистрированное изобретение, обеспечивающее повышение устойчивости работы заводского генератора в ЭС, является актуальным.

В результате эффективность разработанного способа подтверждена при проведении вычислительного эксперимента. В настоящее время существует большое количество ПК, позволяющих рассчитывать исследуемые режимы работы. Часто используемый пакет MATLAB дает возможность качественно и подробно моделировать подобные режимы, хотя для многомашинных систем его применение может быть ограничено в связи с большим временем расчета, но при анализе переходных электромеханических процессов электростанций с небольшим количеством генераторов такой подход допустим. Поэтому в ходе вычислительного эксперимента выбран пакет MATLAB (свидетельство о регистрации программ представлено в приложении П.2), модель представлена на рисунок 6.1.

Исследования проводились при провалах напряжения со стороны питающей энергосистемы различной глубины и длительности. На рисунок 6.2 приведены результаты расчета электромеханических переходных процессов ТГ-7. Показаны переходные процесс при провале напряжения 0,8 длительностью 0,5 с. Приведены кривые изменения угла ротора при отсутствии и наличии канала стабилизации по скорости изменения угла ротора. Как видим, при наличии канала стабилизации качания снижаются.

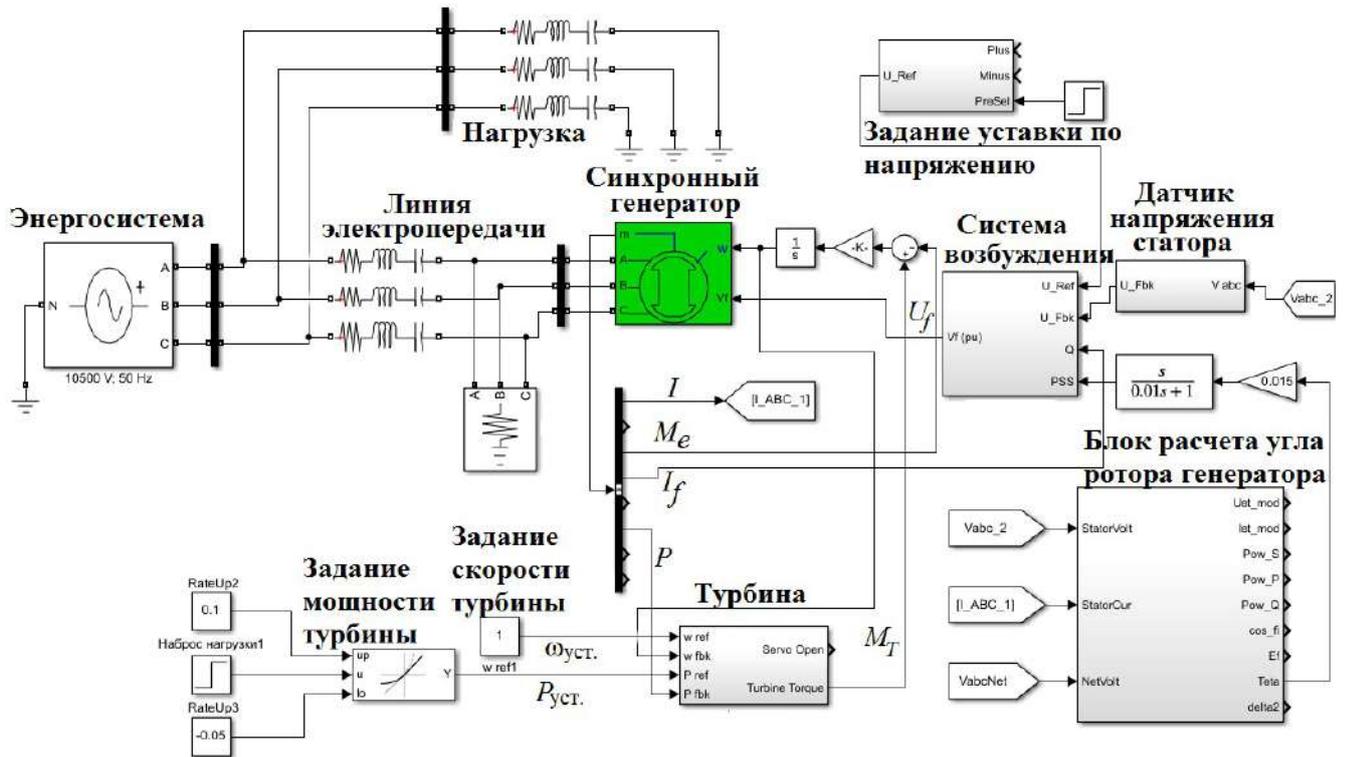


Рисунок 6.1 - Математическая модель в программе «MATLAB»

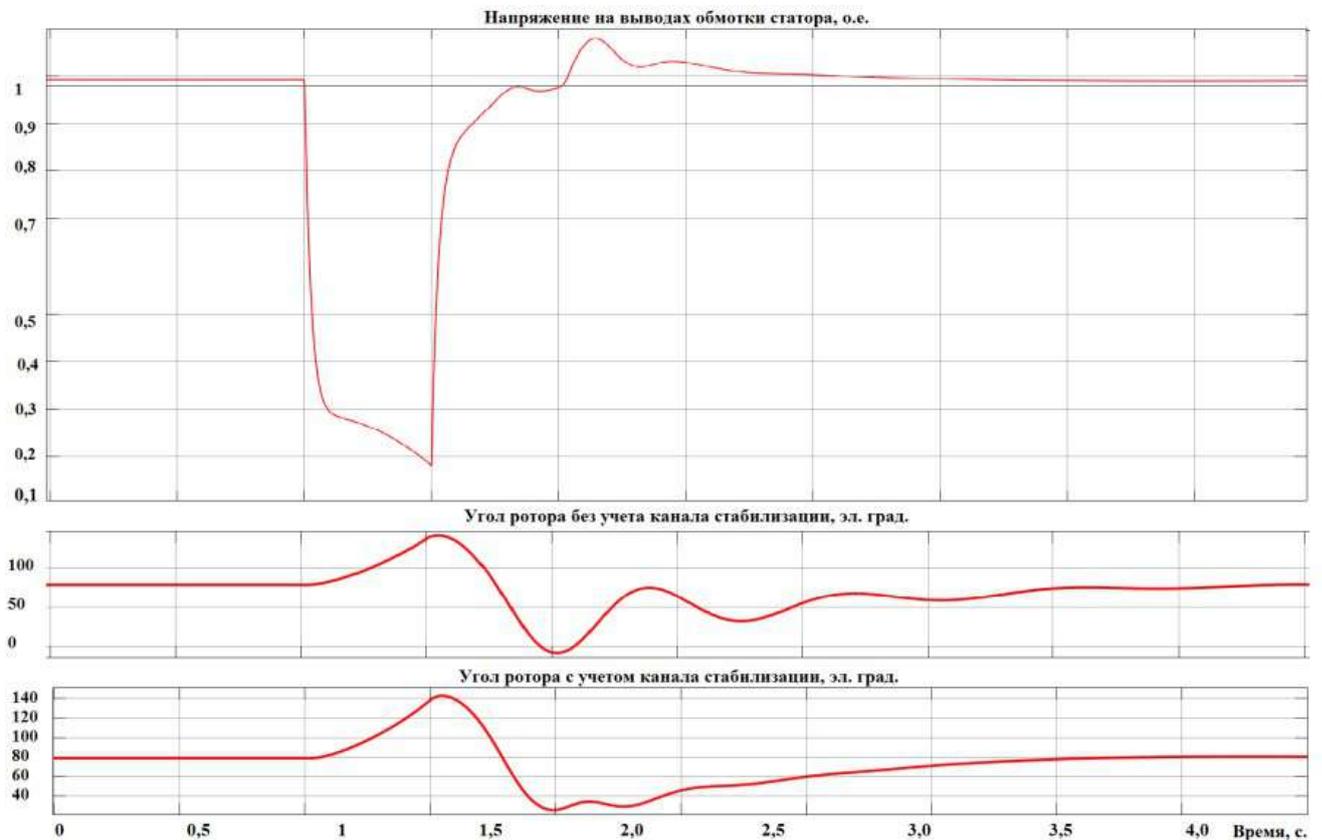


Рисунок 6.2 - Изменение напряжения на шинах обмотки статора и угла ротора при переходном процессе

После оценки фактических режимов заводской электростанции для анализа динамической устойчивости дополнительно был выбран ТГ-5 как работающий с наибольшей фактической нагрузкой. Для исследования был определен режим, наихудший по статической устойчивости. Номинальные и фактические параметры приведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Фактические параметры работы ТГ-5 в доаварийном режиме

$U$ , кВ/о.е.	$I$ , А/о.е.	$P$ , МВт/о.е.	$Q$ , МВАр/о.е.	$\cos\varphi / \cos\varphi_{\text{НОМ}}$	$k_{\text{зан}}$ , %
10,6/1,01	1600/0,93	28/1,1	5,8/0,31	0,98/0,8	17,65/15

В данном режиме наблюдается повышенное напряжение со стороны энергосистемы 10,6 кВ в сочетании с повышенной выработкой активной мощности 28 МВт. Как следствие, по соображениям ограничения тока статора и повышенного напряжения в энергосистеме, наблюдаем снижение реактивной до 5,8 Мвар при номинальном значении 18,75 Мвар. При этом по умолчанию принят закон АРВ на постоянство поддержания напряжения, однако, в указанных условиях напряжение уставки корректируется для обеспечения указанной реактивной мощности.

В разработанном программном обеспечении смоделированы указанные условия и произведена проверка динамической устойчивости машины и определены предельные углы отключения.

Анализ режима, вызванного провалом напряжения со стороны энергосистемы глубиной 0,7 о.е. и длительностью 1,53 с. показал, что фактическое изменение напряжения на генераторе достигает около 50 %. При этом отработывает форсировка и не дает машине выпасть из синхронизма. В таких условиях при кратковременных провалах до 30 с ее действие будет эффективным.

В режиме провала напряжения со стороны энергосистемы 0,8 о.е. критическим является время отключения 1,23 с. В этом случае машина за счет действия форсировки еще сохраняет синхронизм. При увеличении длительности

отключения до 1,33 машина переходит в асинхронный ход. При работе PSS в таких условиях получим меньшую просадку напряжения и качания углов роторов в послеаварийном режиме.

Повышение реактивной мощности до значения, минимального по статической устойчивости 9 Мвар, результата не дало. После этого активную мощность привели к номинальной 25 МВт при реактивной 9 МВАр. При разгрузке до таких значений предельное время отключения повышается до 2,23 с. Таким образом, определяющую роль имеет загрузка по активной мощности.

В продолжение работы произведен анализ такого подхода в многомашинной системе, в нормальном режиме осуществляющей слежение за напряжением сети. В качестве такой системы принята рассматриваемая ЗЭС и исследовано возмущение со стороны мощной энергосистемы. Для этого составлена математическая модель генераторов, подключенных к шинам 10 кВ. Всего таких генераторов 7 штук (рисунок 3.1). Для упрощения расчетов с учетом вышеуказанных принципов эквивалентирования и электрической удаленности машин от точки возмущения было получено 5 машин, из них 3 эквивалентные (4а и 4б, 5 и 7, 1 и 2) (рисунок 6.3).

Исследования велись при таком же провале и длительности напряжения со стороны энергосистемы. Корректировка напряжения уставки осуществлялась в два этапа:

- в соответствии с изменением напряжения сети;
- в соответствии со скоростью изменения угла ротора в динамике.

Ниже приведены графики изменения углов роторов без использования каналов стабилизации и с их применением (рисунки 6.4-6.5).

Качания возникают относительно наиболее удаленного Г9. Как видно из графика, максимальный заброс угла изменяется несущественно, тогда как качания Г9 с использованием каналов стабилизации затухают быстрее на 3 с.

Результаты исследований позволяют разрабатывать мероприятия по повышению устойчивости генераторов промышленных электростанций за счет применения каналов стабилизации АРВ при различных условиях отключения от

энергосистемы.

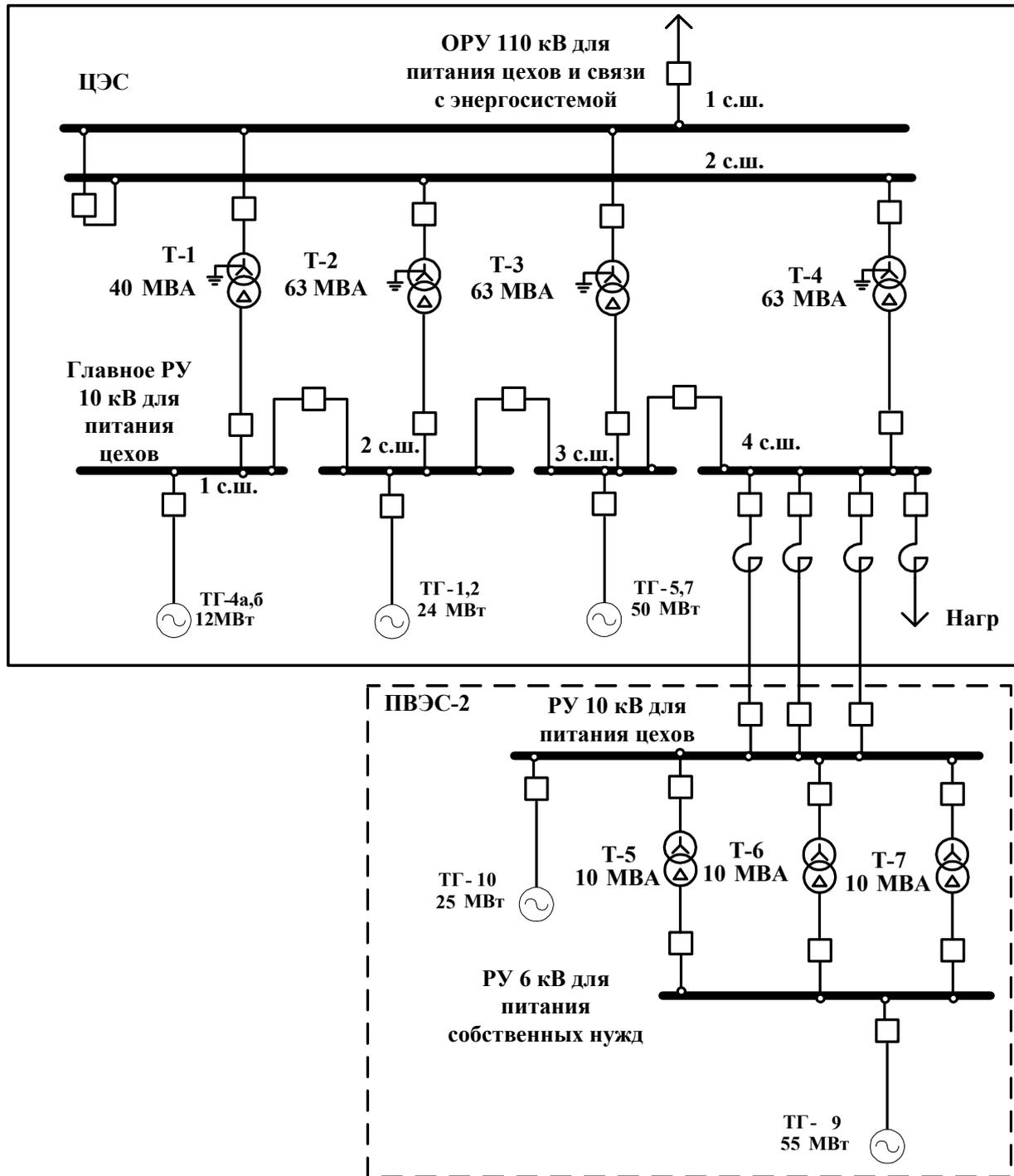


Рисунок 6.3 - Эквивалентная схема расчета переходных электромеханических процессов с учетом АРВ в условиях рассматриваемой ЗЭС

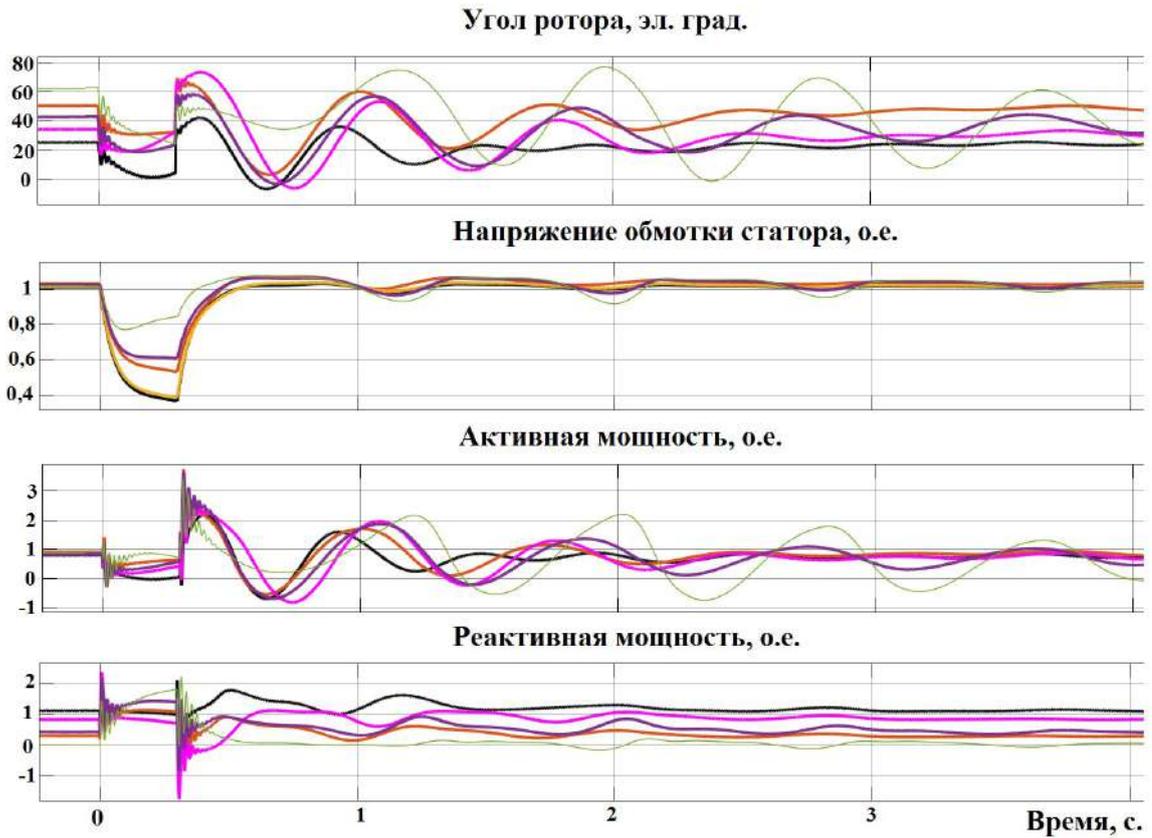


Рисунок 6.4 - Параметры генераторов без канала стабилизации

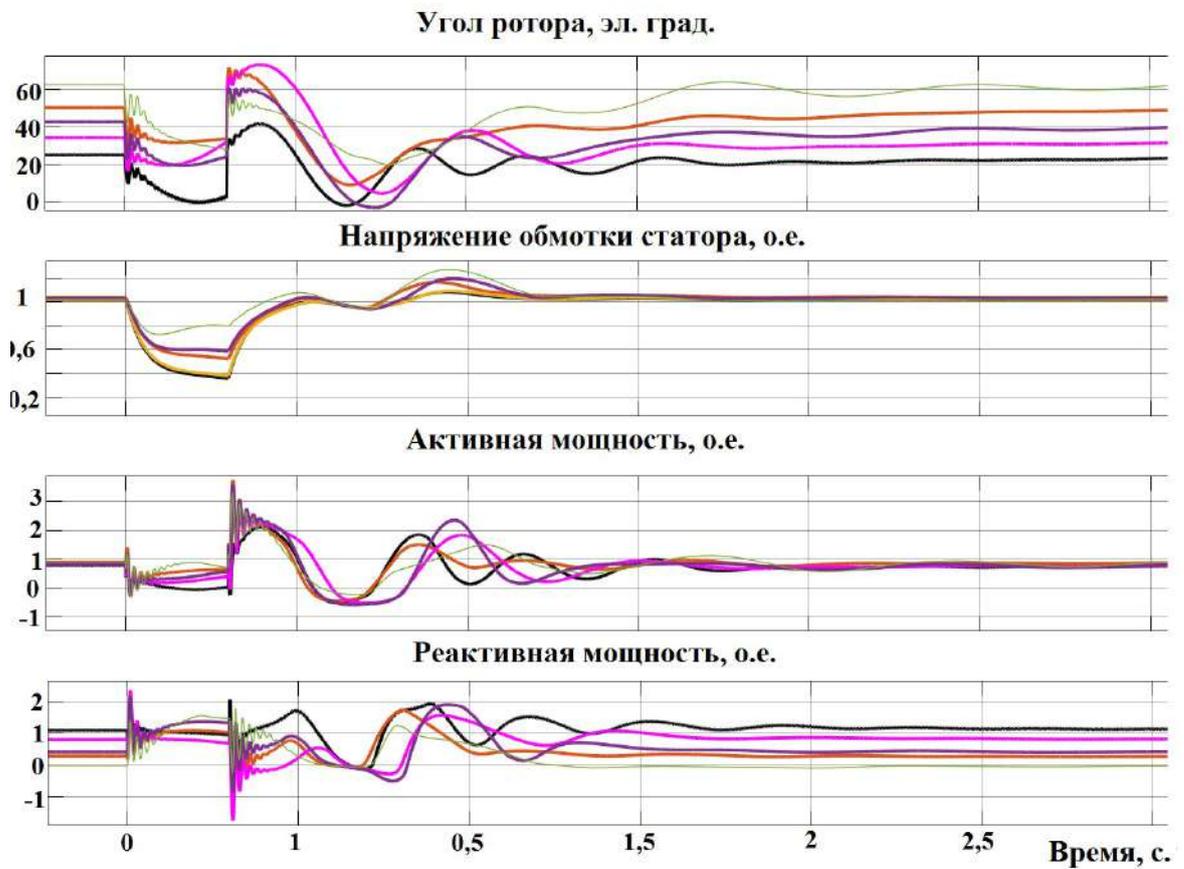


Рисунок 6.5 - Параметры с использованием канала стабилизации

## **6.2 Исследование режимов с групповым АРВ при выходе на отдельную работу с использованием каналов стабилизации**

В условиях сложносвязанной системы электроснабжения промышленного предприятия тип и места установки новых генераторов зависят от большого количества факторов, в том числе - особенностей тепловых и электрических нагрузок, условия связи с энергосистемой, стоимости необходимого топлива. Это в конечном итоге приводит к функционированию групп разнородных источников, присоединенных к сетям различных уровней напряжения. Возникновение аварийных ситуаций в периоды вывода источников в плановый или капитальный ремонт приводит к существенному усложнению возможных режимов выхода на отдельную работу и повышает вероятность нарушения устойчивости вследствие дефицита активных и реактивных мощностей. При отделении от энергосистемы сохранение устойчивости зависит от правильного действия автоматических систем регулирования возбуждения и скорости генераторов, а также делительной автоматики. Однако индивидуальные системы регулирования возбуждения не всегда обеспечивают устойчивость в подобных режимах. В связи с этим появляется необходимость использования известных принципов группового регулирования систем возбуждения в условиях заводских электростанций сложной конфигурации, имеющих разнородные источники электроэнергии.

С целью повышения эффективности управления аварийными режимами выхода на отдельную работу и последующей ресинхронизацией электростанции с энергосистемой разработан принцип группового регулирования АРВ генераторов заводских электростанций, адаптированный к условиям функционирования ЗЭС сложной конфигурации. В нем учтена необходимость наиболее быстрой взаимной ресинхронизации машин относительно друг друга, а также обеспечения достаточной статической устойчивости в установившемся режиме отдельной работы. Для оценки его эффективности проведен вычислительный эксперимент.

По полученному алгоритму были проведены расчеты режима выхода на

раздельную работу электростанции с нагрузкой и последующей ресинхронизацией. Из-за необходимости подробного математического моделирования группового АРВ вычислительный эксперимент проведен в среде MATLAB. В ходе его была подготовлена исходная информация по источникам питания, сетям и электроприемникам, а также выбран состав оборудования и конфигурация сети при выходе на раздельную работу. Далее проводились расчеты, в результате которых были получены характеристики переходного электромеханического процесса синхронных генераторов при работе системы группового АРВ. Заводская электростанция упрощенно представлена в виде пяти генераторов, работающих на общую нагрузку. Узел принят избыточным как по активной, так и реактивной мощности. Таким образом, как видим из рисунков 6.6-6.8, выход на раздельную работу происходит с сохранением устойчивости.

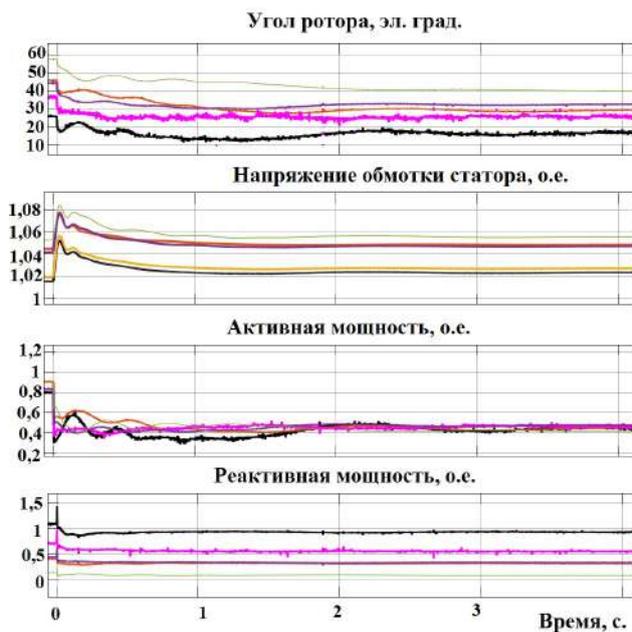


Рисунок 6.6 - Параметры генераторов без группового регулирования и каналов стабилизации

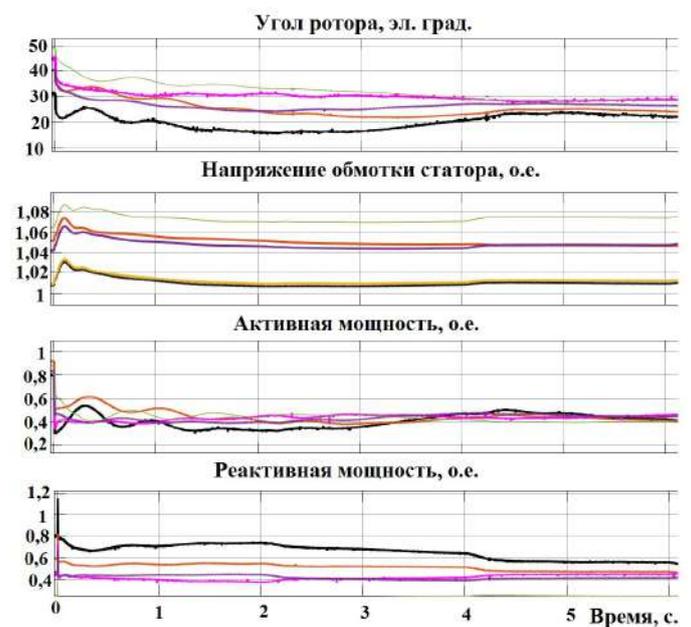


Рисунок 6.7 - Параметры генераторов с групповым регулированием без каналов стабилизации

В нашем случае было обеспечено групповое регулирование на постоянство углов роторов. Это позволяет не только повысить статическую устойчивость, но и облегчить групповую ресинхронизацию. Групповое АРВ на постоянство углов

роторов с использованием каналов стабилизации повышает устойчивость, облегчает групповую ресинхронизацию, а также снижает взаимные качания машин. Без группового АРВ углы достигают 40 эл. град., качания длятся 4 с., тогда как при наличии не превышают 30 эл. град. и 3 с.

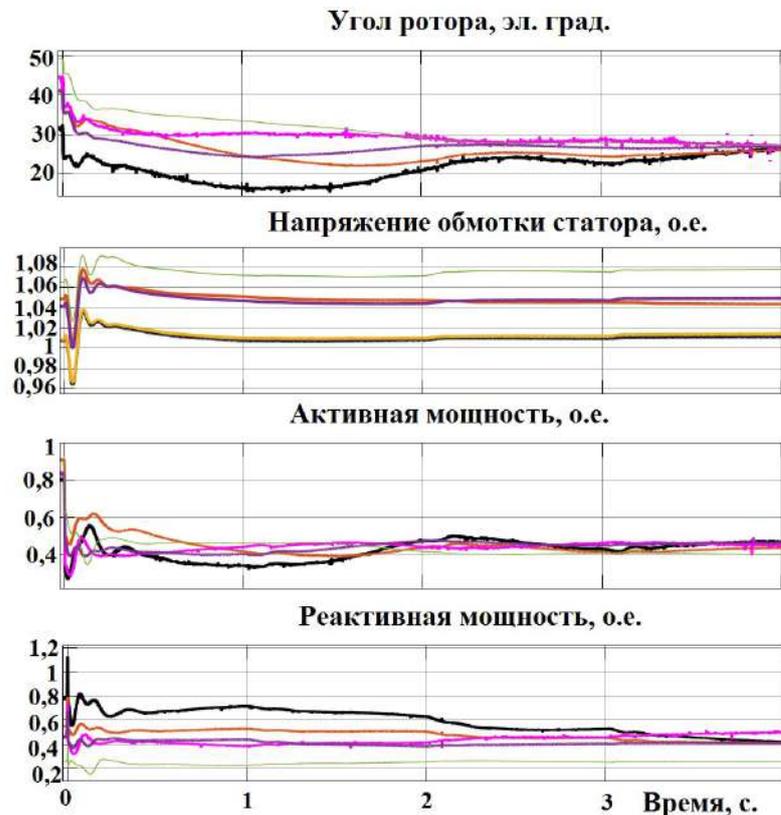


Рисунок 6.8 - Параметры генераторов с групповым регулированием и каналами стабилизации

Как отмечалось выше, в связи с усложнением структуры промышленных электростанций по мере роста числа и мощностей генераторов, выход электростанции на отдельную работу является аварийной ситуацией и устройства делительной автоматики, а также АРВ и АРЧВ не всегда работают корректно. Особенно это связано с режимами выхода на отдельную работу после КЗ, когда точка отключения от энергосистемы не прогнозируема. Ситуацию усложняет изменение состава генерирующих установок и потребителей, поскольку возможен переход в дефицитные режимы. Разработанный алгоритм поможет повысить эффективность управления подобными режимами. Появляется возможность широкого использования цифровых двойников на базе контроллера,

позволяющих осуществлять групповое регулирование генераторов при параллельной и раздельной работе, контролировать потоки мощности в точках связи с энергосистемой, состав источников и потребителей и осуществлять групповое регулирование с учетом изменения конфигурации сети при аварийной ситуации. Результаты исследований позволяют разрабатывать мероприятия по повышению устойчивости генераторов промышленных электростанций за счет применения группового АРВ при различных условиях отделения от ЭС.

### **6.3 Исследование режима групповой ресинхронизации ЗЭС с энергосистемой с учетом группового регулирования и каналов стабилизации**

Процесс ресинхронизации узла при большом количестве параллельно работающих генераторов существенно зависит от значительного числа факторов, которые следует соблюсти непосредственно перед включением электростанции в сеть. В трудах Илюшина П.В. отмечается необходимость разработки принципов групповой ресинхронизации. Прежде всего, необходимо обеспечить достаточный уровень частоты в раздельно работающем узле, поскольку синхронизация электростанции с сетью при существенной разнице частот может привести к нежелательным качаниям генераторов. Поэтому дополнительно потребуется воздействие на АРЧВ, в том числе использование принципов вторичного регулирования или метод ведущего агрегата. Далее необходимо отследить угол между векторами напряжения электростанции в заданной точке и энергосистемы, и когда он будет близок к нулю, производить включение. Разработанный подход позволит повысить эффективность управления системами АРВ в аварийных режимах. При дефиците активной и реактивной мощности необходимо отключить неответственную нагрузку. В качестве ведущего агрегата при регулировании частоты необходимо выбрать машину с наибольшим резервом активной мощности в абсолютных единицах. Как дополнительное мероприятие возможно выравнивание углов генераторов относительно точки, в которой пройдет ресинхронизация с помощью группового регулирования возбуждения и

перераспределения реактивных мощностей. При этом взаимные углы роторов должны стремиться к нулю с учетом ограничений. Также обязательна коррекция напряжения, что можно выполнить путем совместного воздействия на уставки систем регулирования возбуждения машин.

В разработанной модели были проведены исследования режимов ресинхронизации машин с сетью, приведенные на рисунках 6.9-6.10. Как видим, наличие каналов стабилизации и групповое АРВ однозначно сглаживает взаимные качания роторов.

Без группового АРВ две машины провернулись относительно ЭС и качания составляли 4 с, тогда как при его наличии качания делятся 2 с. без проворота.

В проведенных опытах ресинхронизация производилась при среднем угле относительно энергосистемы равным нулю. Результаты опыта представлены ниже.

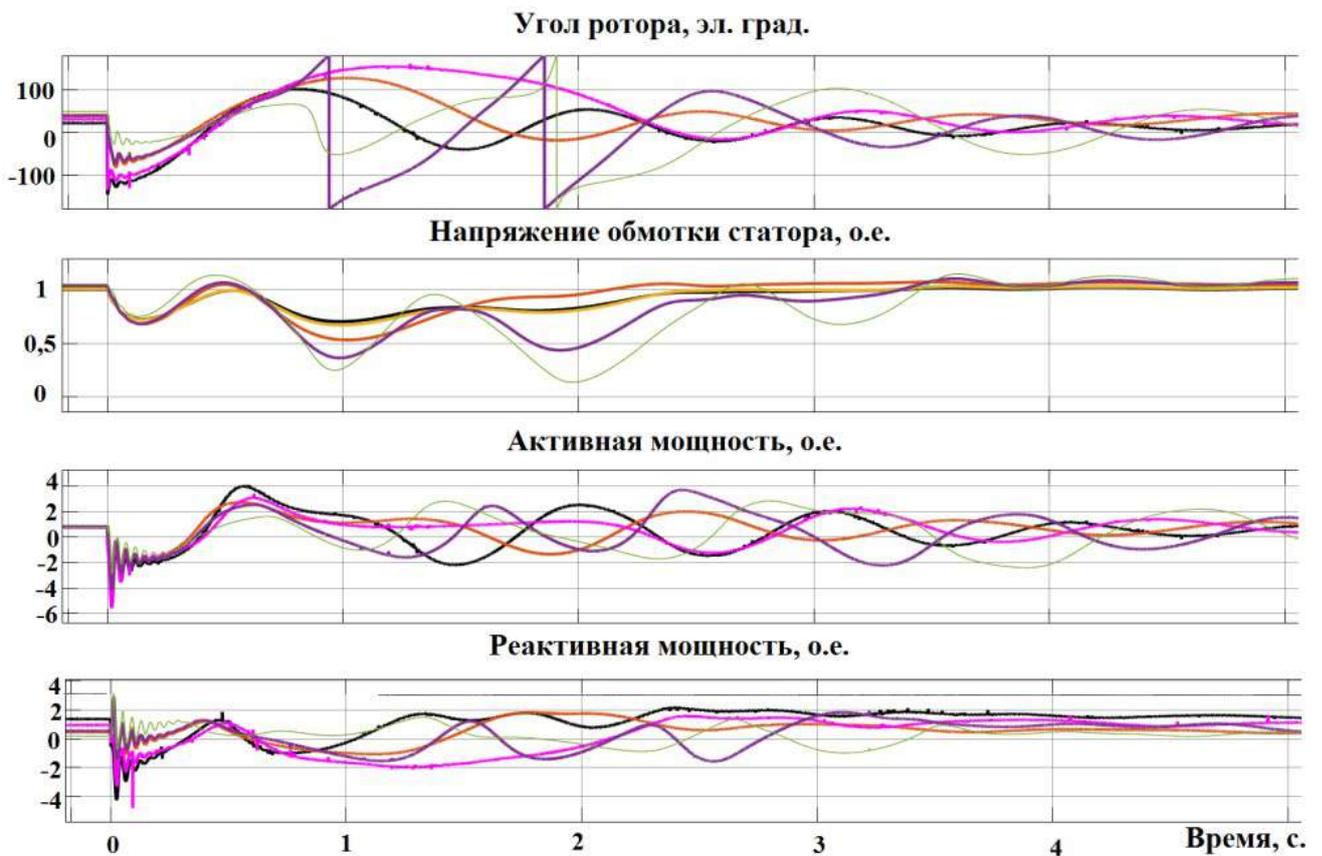


Рисунок 6.9 – Параметры режима ресинхронизации генераторов без группового регулирования и каналов стабилизации

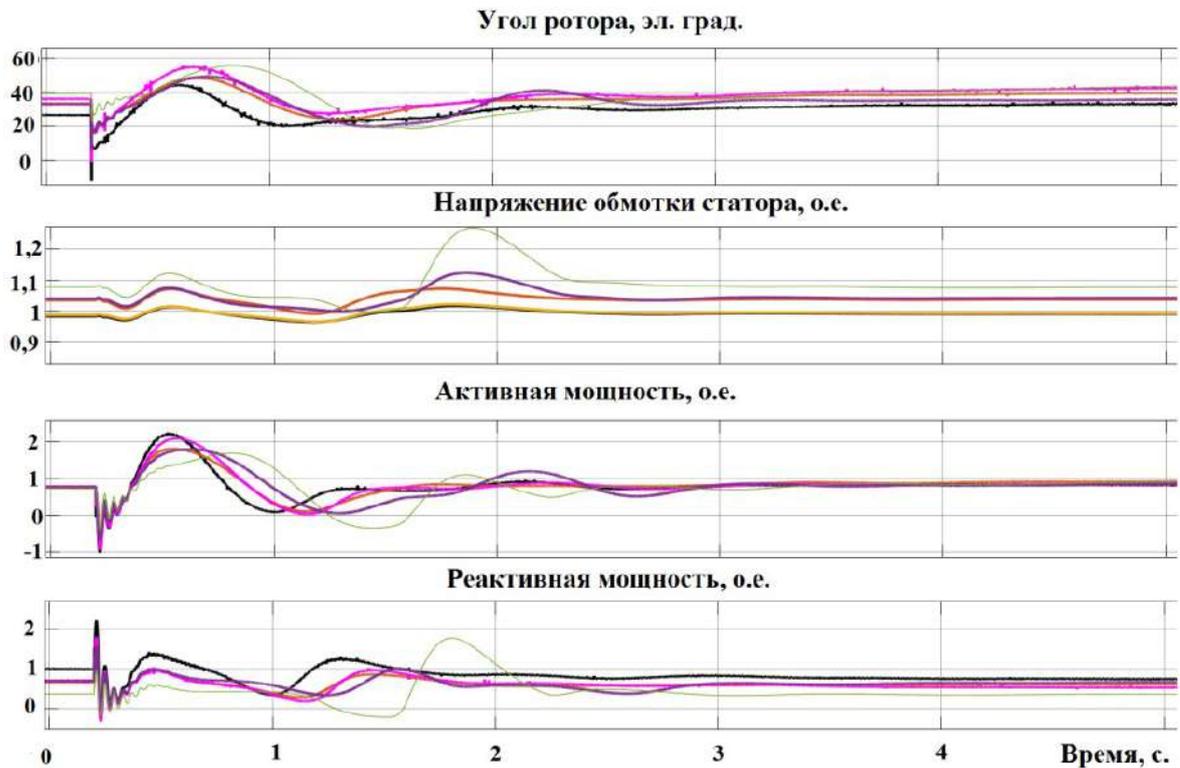


Рисунок 6.10 – Параметры режима ресинхронизации с использованием группового регулирования и канала стабилизации

#### 6.4 Анализ влияния работы регуляторов скорости при выходе в автономный режим

По приведенной ранее в диссертационной работе упрощенной методике определены пределы передаваемых мощностей и коэффициенты запаса статической устойчивости генераторов ЦЭС и ПВЭС-2 в условиях сети генераторного напряжения, содержащей значительное количество линейных и секционных реакторов. Как показали расчеты, в условиях работы узла с несколькими ступенями трансформации и, как следствие, «запертыми» реактивными мощностями, при загрузке турбины до максимально допустимого значения (110 %), возможно нарушение статической устойчивости автономной работы. При понижении напряжения на шинах до 8 кВ при подключении нагрузки непосредственно к шинам генератора, пропускная способность достаточна и машина работает в утяжеленном допустимом режиме. Однако, особенностью таких ЗЭС с генераторными распределительными устройствами и генераторами

до 30 МВт является наличие токоограничивающих реакторов, через которые подключены нагрузки. Причем с целью снижения токов КЗ применяются как секционные, так и линейные реакторы. Также видим три ступени трансформации, к которым подключены нагрузки, 10, 6, 3 кВ, без учета низковольтных. О таких сетях принято говорить, что у них реактивная мощность «заперта». То есть при высокой загрузке генератора по активной мощности он будет работать на нагрузки, по сути удаленные на две-три ступени трансформации. Кроме того, параллельно работающие генераторы из-за электрической удаленности не смогут в большой степени поддерживать напряжение на шинах указанного. Это в определенных условиях снизит запас устойчивости до нуля.

Подобная аварийная ситуация была рассмотрена ранее. При ее развитии узел, приведенный на рисунке 1.9, вышел на отдельную работу с электрической и тепловой нагрузкой после однофазного КЗ на шинах 110 кВ. В результате сработала дифференциальная защита шин и, как следствие, произошел выход в островной режим группы генераторов (ТГ-1, ТГ-2, ТГ-4а, ТГ-4б, ТГ-5, ТГ-7, ТГ-9, ТГ-10). При этом часть генераторов работала на тепловую нагрузку (ТГ-4а, ТГ-4б, ТГ-5, ТГ-7, а также блочные ТГ-6, ТГ-8). Один из них (ТГ-7) работал на поддержание давления в паропроводе. В летнее время ТГ-4б и ТГ-10 находились в ремонте. ТГ-6, ТГ-8 работают в блоках и остались на параллельной работе с энергосистемой, сохранив при этом тепловую нагрузку. Развитие аварийной ситуации и простои цехов приведены в таблицах 6.2-6.4. В таблице 6.2 представлена фактическая загрузка элементов ЗЭС до аварии.

Таблица 6.2 - Исходный режим

ТГ-1		ТГ-2		ТГ-4А		ТГ-5		ТГ-7	
<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , МВар	<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , МВар						
11,88	3,1	11,73	2,16	5,2	1,68	29,9	5,12	25,92	5,6
Т-1		Т-2		Т-3		Т-4			
<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , МВар	<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , МВар	<i>P</i> , МВт	<i>Q</i> , МВар	<i>P</i> , МВт		<i>Q</i> , МВар	
2,16	7,8	-9,92	11,5	-17,6	5,6	-7,36		19,36	

Вследствие избытка активной мощности в узле ТГ-4а и ТГ-5 начали разгружаться и снижать подачу пара в общий коллектор. Ее восстанавливал ТГ-7, фактически работая на поддержание давления (таблица 6.3).

Таблица 6.3 - Изменение параметров режима при аварии

Время	ТГ-1		ТГ-2		ТГ-4А		ТГ-5		ТГ-7	
	$P$ , МВт	$Q$ , МВар								
23 ч 07 мин (нормальный режим)	11,9	3,1	11,7	2,2	5,2	1,7	29,9	5,1	25,9	5,6
23 ч 12 мин (авария)	8,8	8,4	7,5	9,9	3,6	2,9	21,6	12	29,4	9,76
23 ч 15 мин (авария)	9,3	9,7	7,2	6,6	3,3	-	18,1	16,6	30,6	8,96

Работа паровой турбины ТГ-7 в тепловом режиме на поддержание давления в общем паровом коллекторе привела к тому, что в этом режиме регулятор давления «передал» регулятор скорости. Остальные машины функционировали по электрическому графику в соответствии со статическими характеристиками. Поскольку узел был избыточный по активной мощности, то основная группа генераторов продолжила сбрасывать активную мощность, и, попутно, выработку пара в общий коллектор. Турбина ТГ-7, работая на поддержание давления, увеличила выработку пара и, следовательно, попутно выработку активной мощности. Остальные машины в силу избытка активной мощности продолжили разгружаться. Этот процесс длился до тех пор, пока турбина не вышла на максимум выработки пара и активной мощности. При этом напряжение на 1 секции снизилось более, чем на 15 %, отработала форсировка у ТГ-4А, который далее перешел в режим потребления реактивной мощности ( $Q=-5,4$  МВар).

Напряжение на 2 секции около 8 кВ. За счет роста активной мощности ТГ-7 сработали ограничения, снизилась выдача реактивной, и, следовательно, уменьшилось напряжение на 1 и 2 секции 10 кВ. Далее сработала форсировка у ТГ-7, но в силу длительности островного режима она отпала, и машина продолжила работать с номинальным током возбуждения при пониженном

напряжении. После возвращения тока возбуждения в исходное значение генератор также выпал из синхронизма.

В результате наблюдались качания мощностей, приведенные в таблице 6.4. После чего начали отрабатывать форсировки и нарушилась устойчивость всего узла.

Таблица 6.4 - Колебания напряжения и мощности до 23 ч 17 мин 16 с

ГРУ 10 кВ	$U$ , кВ	ТГ	$P$ , МВт	$Q$ , МВар
1 с	7,5-8,1	ТГ-5	9-23	10-27
2 с	8-8,7			
3 с	8,6-9,4	ТГ-7	29-33	10,5-18
4 с	-			

С целью верификации результатов с реальными данными режим реализован в программе «КАТРАН». Полученные значения приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Перераспределение мощностей, полученное из аварии и вычислительным путем

Параметры режима	ТГ-1		ТГ-2		ТГ-4А		ТГ-5		ТГ-7	
	$P$ , МВт	$Q$ , МВар								
Фактические	8,78	8,42	7,48	9,86	3,6	2,88	21,6	12	29,44	9,76
Расчетные	8	9	7	9	3,3	3,1	21,4	13	29,64	9,22
Погрешность, %	9	7	6	9	8	8	1	8	1	6

Как показывают экспериментальные данные и результаты расчета, в приведенных условиях в попытке поддержать давление в паропроводе ТГ-7 загрузился до 110 %, то есть по допустимому максимуму турбины. За счет чего и вследствие ограничения тока возбуждения произошла работа форсировки сначала ТГ-4а, который потом потерял возбуждение и перешел в режим потребления реактивной мощности. Далее наблюдаются колебания напряжения на шинах 10 кВ и колебания реактивной мощности ТГ-5, ТГ-7. ТГ-7 после работы форсировки переходит в режим потребления реактивной мощности ( $Q=-16,8$  МВар) со

снижением напряжения на 2-ой секции до величины 2,2 кВ. После снятия напряжения с ГРУ-10 кВ турбины ТГ-1, ТГ-2, ТГ-5, ТГ-7 отключились действием автоматов безопасности. ТГ-4А отключен персоналом из-за увеличения числа оборотов. ТГ-9 отключился действием МТЗ. ТГ-6, ТГ-8 отключились от технологической защиты (отключение циркуляционных насосов).

Дополнительно данная аварийная ситуация смоделирована в программе MATLAB. В ней подробно представлен регулятор возбуждения и учтено ограничение тока возбуждения при перегреве обмотки. Выход на отдельную работу осуществляется на 25 с. Вышедший на автономную работу узел представлен пятью эквивалентными турбогенераторами с учетом реактивностей между ними и распределенных нагрузок. Суммарная номинальная активная мощность генераторов составила 110 МВт, реактивная -83 МВар. Суммарная мощность нагрузки 100 МВт и 83 Мвар. То есть узел избыточный по активной мощности и сбалансированный по реактивной. Регуляторы скорости генераторов, работающих по электрическому графику, отработывают по статическим характеристикам, активная мощность генератора, работающего на поддержание давления в общем паропроводе, по мере перераспределения тепловых нагрузок повышается до 110 %. При этом напряжение снижается ниже 85 %, отработывают форсировки, которые позже выводятся за счет перегрева обмотки возбуждения. Взаимные углы роторов и напряжение генератора при выходе в островной режим приведены на рисунках 6.11, 6.12.

Генератор, перегруженный по активной мощности, выпадает из синхронизма. Это связано с тем, что рост активной мощности для ограничения тока статора вызывает снижение реактивной мощности. При загрузке генератора 110 % по активной мощности, реактивная уходит в ноль, что крайне нежелательно в автономной работе. Таким образом, можно выделить следующие факторы, способствующие нарушению статической устойчивости в островном режиме в сбалансированном узле:

- наличие большого числа секционных и линейных реакторов на генераторных распределительных устройствах;

- загрузка турбины до 110 % при перераспределении тепловых нагрузок; остальные машины разгружаются;
- разгрузка турбины по реактивной мощности при высокой загрузке по активной и ограничение тока статора;
- при снижении напряжения ниже 85 % и срабатывании форсировки, в островном режиме последняя отпадет из-за длительности режима и перегрева обмотки ротора;
- несовершенство систем охлаждения обмоток возбуждения, снижающих потенциал возбуждения около 10%;
- распределенность нагрузок по различным ступеням трансформации.



Рисунок 6.11 - Зависимости во времени



Рисунок 6.12 - Напряжение на генераторе

По результатам данной аварийной ситуации выполнен анализ загрузки генераторов, работающих на постоянство давления в паропроводе. В таблице 6.6 приведено перераспределение тепла при выходе в островной режим, определенное с учетом разработанной методики. Расчеты выполнены для электрической нагрузки 92 МВт и 67 МВАр и тепловой 160 т/ч.

Таблица 6.6 - Перераспределение тепла и активной мощности при выходе на раздельную работу

№ ТГ	$P_{Г}$ , МВт	$Q_{Г}$ , МВАр	$Q_{П}$ , т/ч	$P_{НБ}$ , МВт	1 итерация			2 итерация			$k_{зап}$ , %
					$P_{Г}$ , МВт	$Q_{Г}$ , МВАр	$Q_{П}$ , т/ч	$P_{Г}$ , МВт	$Q_{Г}$ , МВАр	$Q_{П}$ , т/ч	
Г1	12,9	2,7	0	14,8	9,2	10,6	0	7,4	10,7	0	50
Г2	12,7	2,3	0	14,8	9,7	10,69	0	8,8	10,7	0	41
Г4а	5,2	1,7	40	7,8	4,6	5,42	35	3,6	5,5	25	54
Г4б				7,8	0	0	0	0	0	0	
Г5	25	5,1	60	32	19,4	21,9	40	16,3	22,1	25	49
Г7	25	5	60	32	25	11	60	32,5	8	90	-2
Г9	30	6	0	37	25	8	0	22,7	9	0	39
Г10				31	0	0	0			0	
$P_{НАГ}$ , МВт	111				93			91,3			
$Q_{НАГ}$ , МВАр		23				67,6			66		
$R_{ТЕПЛ}$ , т/ч			160				135			140	
$\Delta P_{Т}$ , т/ч							25			20	

По предложенной методике рассчитан запас устойчивости при перераспределении блоков турбина-генератор, работающих по тепловому и электрическому графику (рисунки 6.13, 6.14) в зависимости от электрической  $P_{наг}$  и тепловой  $Q_{п}$  нагрузок. Перераспределение функций поддержания давления между ТГ-5 и ТГ-7 повышает устойчивость, но наилучший эффект дает перенос данных функций на ТГ-6. Остальные расчеты приведены в приложении П.6.

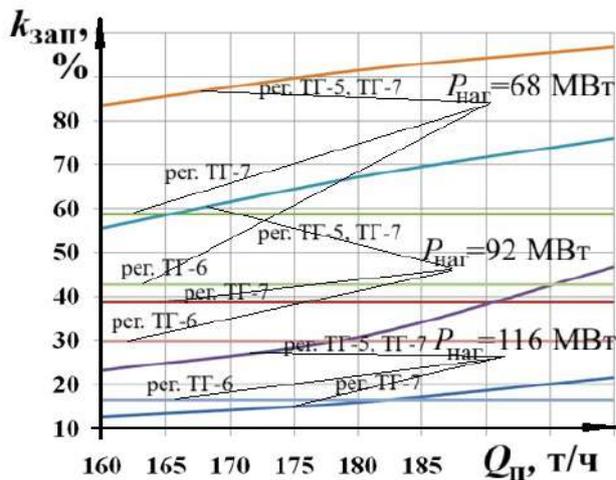


Рисунок 6.13 - Устойчивость ТГ-9 (конденсационный режим работы)

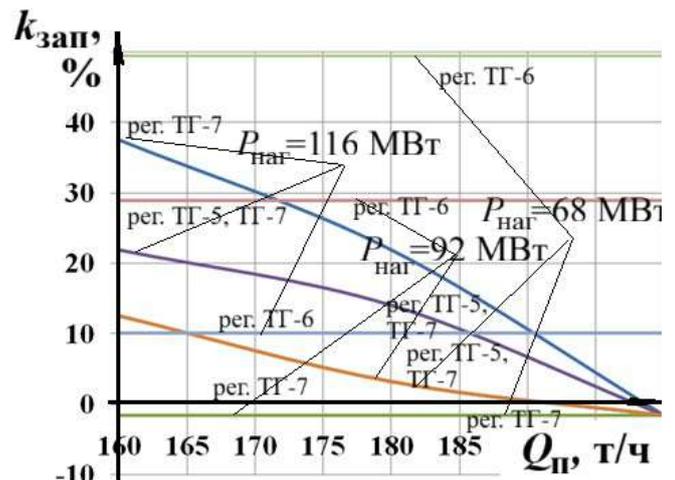


Рисунок 6.14 - Устойчивость ТГ-7 (тепловой график с поддержанием давления)

С целью обеспечения устойчивой работы ЗЭС при отделении от энергосистемы необходимо учесть все изложенные факторы и разработать мероприятия по повышению статической устойчивости электростанции при

отделении группы генераторов с нагрузкой на отдельную работу с энергосистемой.

### **6.5 Исследование устойчивости работы синхронных и асинхронных двигателей при выходе в островной режим**

Для системы ВЗЭС характерным является большое число и разнообразие электроприемников, имеющих большой диапазон номинальных мощностей. Причем порой их единичные установленные мощности могут быть соизмеримыми и даже превышать номинальные мощности генераторов, что свидетельствует о необходимости учета высоковольтных двигателей индивидуально. Наличие крупных электроэнергетических мощностей на ограниченной территории промышленного района, короткие связи между источниками питания создают специфические условия работы всей электроэнергетической системы промышленного энергоузла. В электрических сетях имеют место большие мощности КЗ, низкие остаточные напряжения; создаются сложные условия для работы РЗА.

В таких условиях выход электростанции с нагрузкой является специфическим режимом, для успешной реализации которого следует учесть не только особенности функционирования автоматических регуляторов источников питания, но и характеристику нагрузки. С этой целью на примере распределительного устройства собственных нужд 3 кВ ЦЭС был выполнен ряд расчетов выхода на отдельную работу, учитывающий ограниченные возможности островного режима. Расчеты производились с помощью оригинального ПК «КАТРАН».

С целью верификации данного программного комплекса была принята программа, разработанная в среде MATLAB Simulink. В качестве расчетного был рассмотрен режим выхода на отдельную работу ТГ-9, ТГ-10 ПВЭС-2 с нагрузкой на шинах 10 кВ (рисунок 3.1). Один из генераторов, ТГ-9, подключен на шины 6 кВ, второй, ТГ-10, присоединен к шинам 10 кВ, куда подключена и нагрузка.

Суммарные установленные мощности генераторов 50 МВт и 33 МВар, мощности нагрузки 35 МВт и 30 МВар. Основными параметрами, характеризующими устойчивость синхронных генераторов при выходе на отдельную работу, являются взаимные углы роторов. Сравнительная характеристика параметров генераторов показала положительный результат и сведена в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 - Разница между параметрами режима выхода на отдельную работу

Параметр	MATLAB	КАТРАН	Разница, %
Угол ротора ТГ-9 относительно ТГ-10, эл. град.	13	14	7
Активная мощность ТГ-10, о.е.	0,5	0,48	4
Реактивная мощность ТГ-10, о.е.	0,69	0,64	7
Активная мощность ТГ-9, о.е.	0,46	0,5	8
Реактивная мощность ТГ-9, о.е.	0,29	0,3	3

Рассмотрим особенности работы асинхронной и синхронной нагрузки при выходе ЗЭС на отдельную работу. Поскольку режим сопровождается изменением напряжения и частоты, то у данных машин также будут проходить переходные электромеханические процессы. Отклонение частоты обусловлено скоростью вращающихся синхронных генераторов, которые в результате выхода на отдельную работу должны втянуться относительно друг друга в синхронизм. При этом в соответствии с изменением эквивалентной частоты узла и характера момента сопротивления на валу будет изменяться скорость роторов асинхронных двигателей. Этот факт в совокупности с изменением напряжения вызовет изменение потребляемой реактивной мощности и, как следствие, статической устойчивости машин. Поскольку основным критерием устойчивости асинхронных машин является скольжение, то при анализе переходных электромеханических процессов необходимо рассчитать данный параметр. В целом процесс опрокидывания при выходе на отдельную работу маловероятен и может быть связан с уменьшением напряжения в узле в сочетании с избытком активной мощности, что вызывает рост потребления активных мощностей из-за характера регулирующего эффекта вентиляторной нагрузки. Другими факторами,

оказывающими влияние на устойчивость в данном случае, будут коэффициент загрузки и характер момента сопротивления на валу. В целом, для потребителей механизмов собственных нужд с вентиляторным моментом сопротивления на валу велика вероятность сохранения устойчивости.

Особенностью синхронной нагрузки при подобных переходных процессах является то, что данные машины должны втянуться в синхронизм относительно синхронных генераторов. Поэтому при выходе на отдельную работу в них, аналогично генераторам, будут возникать как синхронные, так и асинхронные моменты, определяющие ускоряющий момент и результирующую устойчивость машины. В момент взаимной ресинхронизации на такие машины также будут влиять демпферные моменты относительно всех генераторов узла. При втягивании в синхронизм эти моменты снизятся до нуля. На данный вид устойчивости накладываются такие факторы, как новая частота, новый уровень напряжения, коэффициент загрузки, момент сопротивления на валу и закон регулирования возбуждения. Поскольку на подобных машинах система АРВ, как правило, отсутствует или она предельно упрощена, то ток возбуждения в исходном доаварийном режиме будет оказывать определяющее значение на устойчивость машины. Поэтому негативное сочетание указанных факторов может привести к нарушению устойчивости синхронной машины. Аналогичным неблагоприятным сочетанием параметров является избыток активной мощности и дефицит реактивной при положительном регулирующем эффекте по частоте и отрицательном по напряжению. Изменение частоты может оказывать влияние на величину тока возбуждения при определенных типах систем возбуждения. Критерием результирующей устойчивости синхронных двигателей являются взаимные углы роторов относительно генераторов в узле. Эти величины не должны превышать 180 эл. град.

Целью данных исследований является оценка устойчивости при выходе электростанции на отдельную работу двигателей с различным коэффициентом загрузки по активной мощности, а у синхронных еще и по реактивной. Оценка устойчивости асинхронной нагрузки предполагается вести по изменению

скольжения, а синхронной – по изменению взаимного угла ротора относительно генераторов. Выводом является положение о допустимости эквивалентирования двигательной нагрузки, а также рекомендации по повышению устойчивости нагрузки при выходе на отдельную работу при различных сочетаниях балансов активной и реактивной мощностей. Интерес с точки зрения устойчивости представляет режим, сопровождающийся избытком активной и дефицитом по реактивной мощности при наличии вентиляторной нагрузки, что соответствует реальным режимам работы исследуемого объекта.

Исследован режим выхода на отдельную работу ЦЭС по шинам 10 кВ при существующей нагрузке двигателей. Было произведено сравнение режимов выхода в островной режим при представлении нагрузки индивидуальными электроприемниками и обобщенными статическими характеристиками. Результаты получены относительно ТГ-5 при выдаче 60 МВт и потреблении 10 МВАр из энергосистемы (рисунки 6.15-6.20). Как видим из результатов расчета, взаимные углы, напряжения и частота отличаются менее, чем на 10 %. Из чего можно сделать вывод, что представление нагрузки статическими характеристиками в режимах выхода на отдельную работу является допустимым.

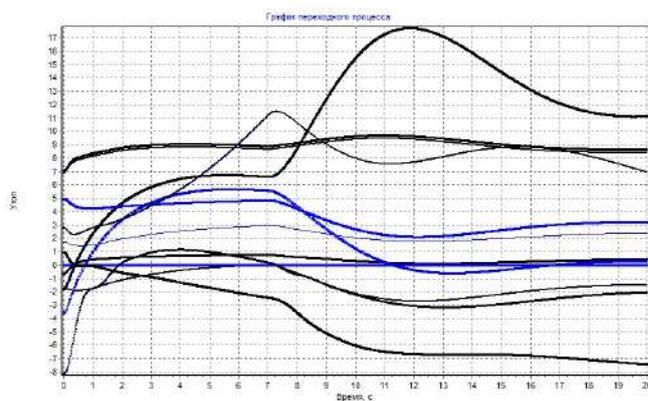


Рисунок 6.15 - Взаимные углы роторов,  
точное представление

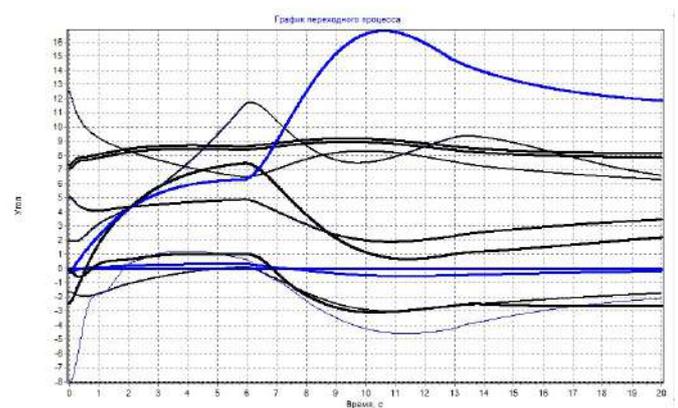


Рисунок 6.16 - Взаимные углы роторов,  
приближенное представление

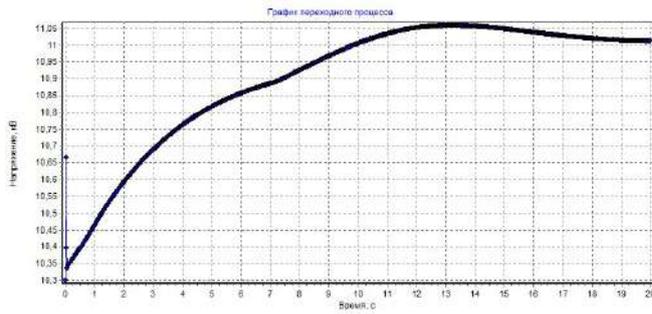


Рисунок 6.17 - Напряжение, точное представление

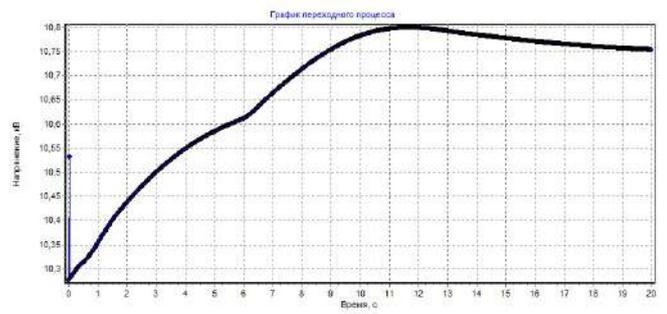


Рисунок 6.18 - Напряжение, приближенное представление

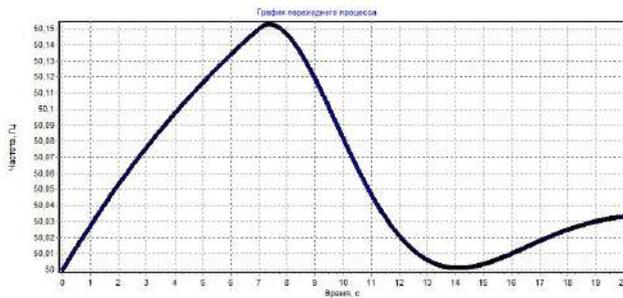


Рисунок 6.19 - Частота, точное представление

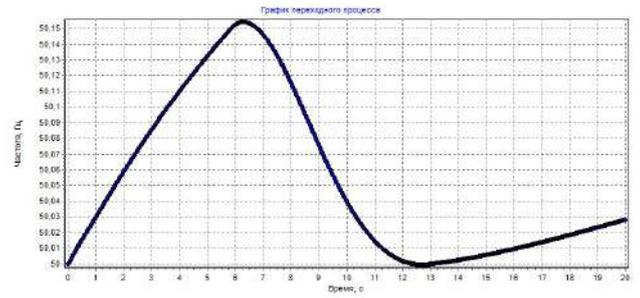
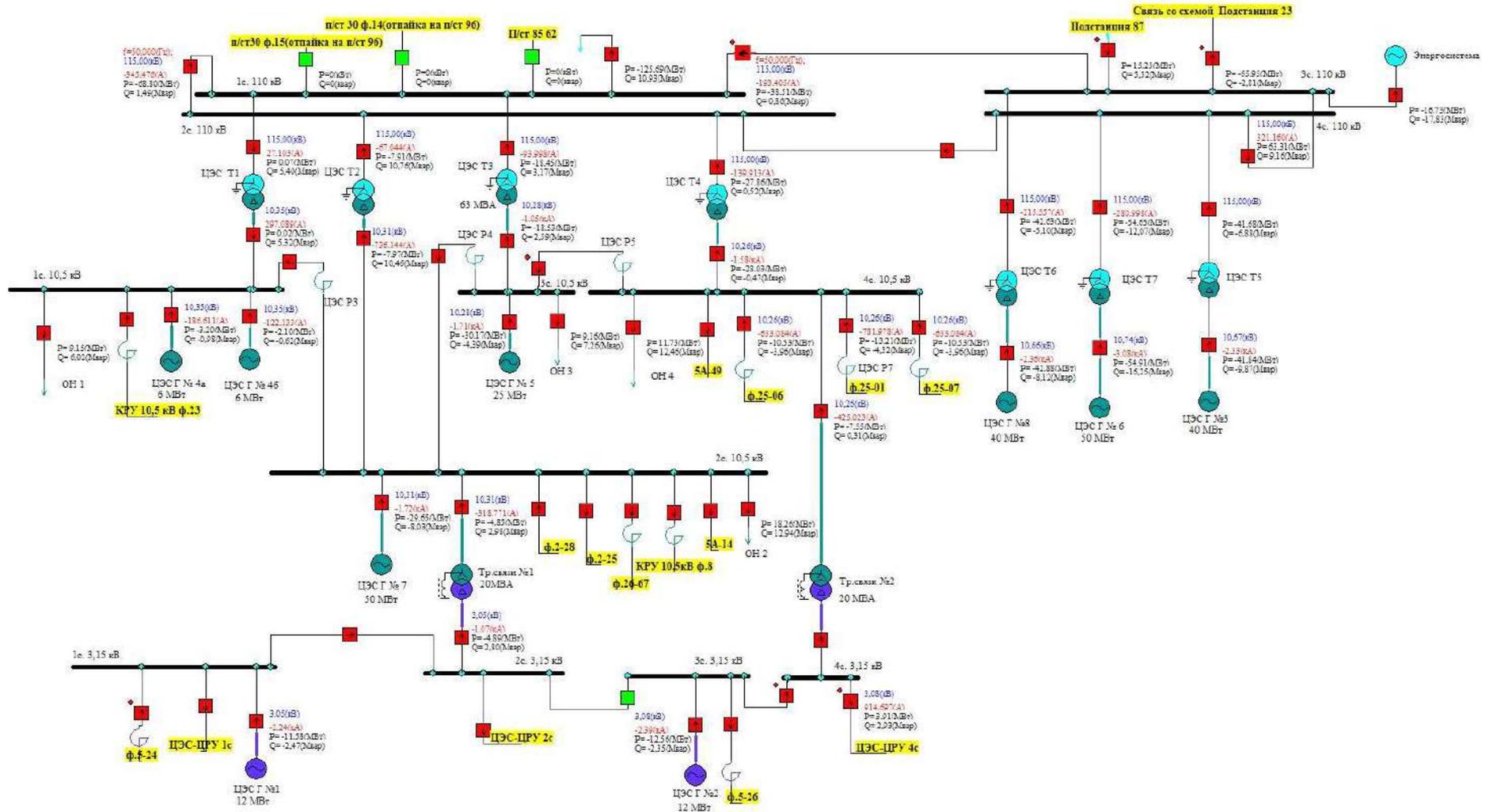


Рисунок 6.20 - Частота, приближенное представление

Далее для всего узла (главное окно показано на рисунке 6.21) рассчитан режим выхода на раздельную работу при различных сочетаниях балансов активных и реактивных мощностей (рисунки 6.22-6.30). Располагаемые мощности узла 270 МВт и 180 МВАр. В узле были выбраны асинхронные двигатели с вентиляторным моментом на валу (сетевой насос СН-9) и различным коэффициентом загрузки. Также были выбраны два синхронных двигателя (насос воды береговой насосной), работающих с коэффициентом мощности 0,95 (выдача реактивной) и различной степенью загрузки. Как видно, наиболее благоприятным сочетанием является баланс или избыток мощностей в узле. Неблагоприятными являются режимы, связанные с избытком активной и дефицитом реактивной мощности, а также дефицитами обеих мощностей. При небалансе +90 МВт,-30 МВАр отработала форсировка на ТГ-10. При продолжении островного режима произойдет нарушение устойчивости узла. Остальные режимы представлены в Приложении 7.



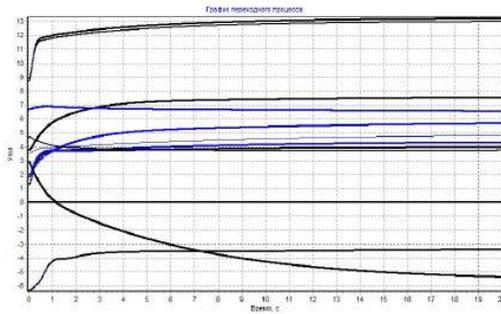


Рисунок 6.22 - Взаимные углы ТГ-8 при небалансе 0 МВт, 0 МВАр

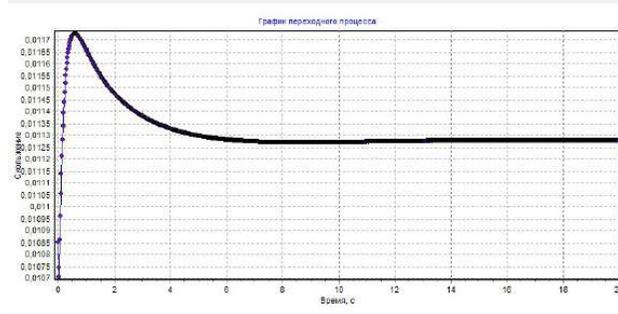


Рисунок 6.23 - Скольжение асинхронного двигателя при небалансе 0 МВт, 0 МВАр

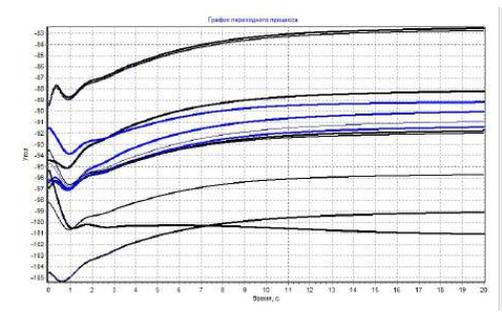


Рисунок 6.24 - Взаимные углы синхронного двигателя при небалансе 0 МВт, 0 МВАр

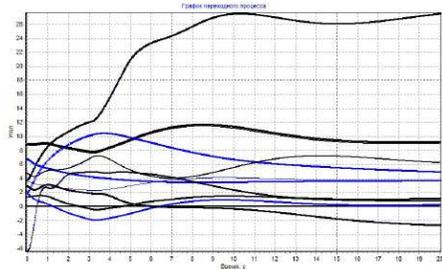


Рисунок 6.25 - Взаимные углы ТГ-8 при небалансе -90 МВт, +60 МВАр

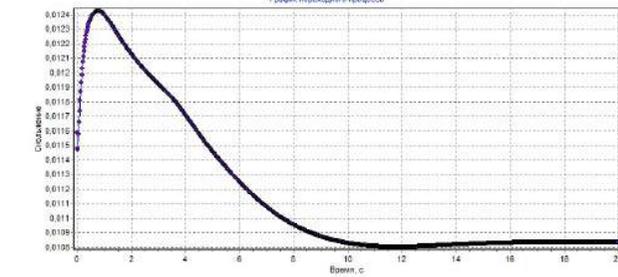


Рисунок 6.26 - Скольжение асинхронного двигателя при небалансе -90 МВт, +60 МВАр

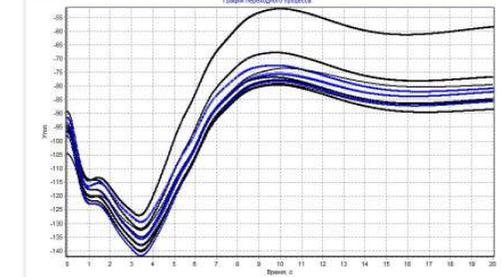


Рисунок 6.27 - Взаимные углы синхронного двигателя при небалансе 90 МВт, +60 МВАр

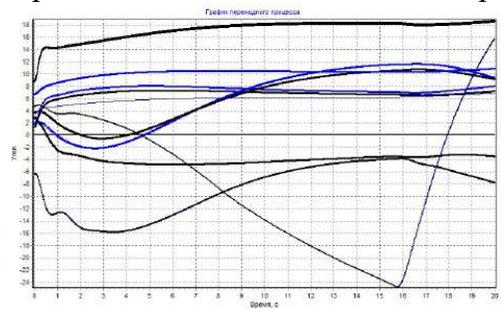


Рисунок 6.28 - Взаимные углы ТГ-8 при небалансе +90 МВт, -30 МВАр

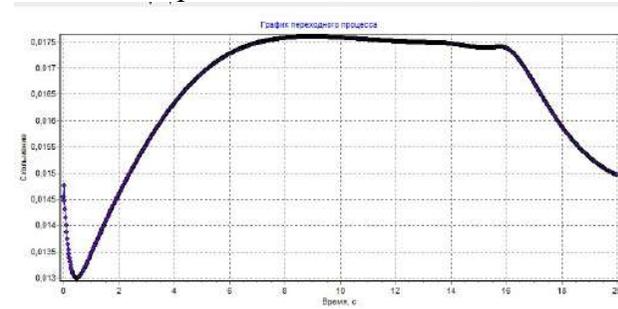


Рисунок 6.29 - Скольжение асинхронного двигателя при небалансе +90 МВт, -30 МВАр.

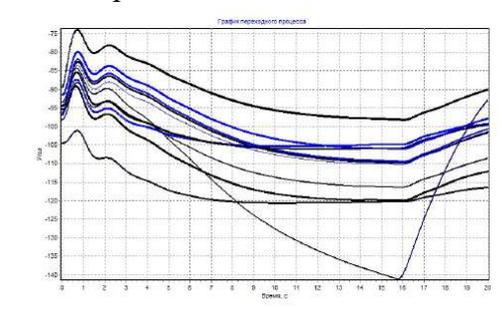


Рисунок 6.30 - Взаимные углы синхронного двигателя при небалансе +90 МВт, -30 МВАр

## 6.6 Работа делительной автоматики в рассматриваемом узле

Как показывает практика, выход на отдельную работу по точкам установки делительной автоматики осуществляется крайне редко, так как в рассматриваемом узле со стороны системы частота до величин уставки срабатывания защиты практически никогда не снижается. Фактически, относительно часто выход осуществляется после КЗ и действия дифференциальной защиты шин, и это происходит с малой выдержкой времени. Отметим, что современные защиты действуют до 0,02 с в том числе после однофазных коротких замыканий. За это крайне малое время, существенных изменений скоростей генераторов при однофазных КЗ не произойдет, поэтому расчет режима выхода на отдельную работу можно провести с рядом допущений. Возможные точки выхода на отдельную работу показаны на рисунке 3.7.

Установленная делительная автоматика на рассматриваемых ЗЭС предусматривает при снижении частоты выход на отдельную работу центрального распределительного устройства собственных нужд 3,15 кВ или главного распределительного устройства 10 кВ, питающего близлежащие цеха.

На данных электростанциях установлены следующие виды автоматики:

- делительная автоматика по частоте (ДАЧ) на отключение на стороне 110 кВ, выполнено на базе микропроцессорного шкафа ЭКРА;
- частотное делительное управление (ЧДУ) на выделение ЦРУ-3,15 кВ, выполнено на электромеханической базе;
- автоматика ликвидации асинхронного режима ТГ 6, действие 1 ступени на отключение;
- частотное делительное управление на выделение РУ-10 кВ ПВЭС-2, выполнено на электромеханической базе.

Принцип действия ДАЧ основан на контроле снижения частоты исследуемых трансформаторов напряжения. При снижении контролируемой частоты ниже уставки срабатывания запускается выдержка времени. Если частота в течение отсчета выдержки времени не восстановилась – формируется выходной

сигнал на отключение на стороне 110 кВ. Принцип работы устройства ЧДУ также основан на контроле снижения частоты. При снижении контролируемой частоты ниже уставки срабатывания запускается выдержка времени. Если частота в течение отсчёта выдержки времени не восстановилось – формируется выходной сигнал. Действие ЧДУ Магнитогорской ЦЭС выполнено: – на выделение ЦРУ-3,15 кВ Магнитогорской ЦЭС с генераторами ТГ-1 и ТГ-2 на нагрузку собственных нужд ЦРУ-3,15 кВ станции, путём отключения выключателей 3,15 кВ трансформаторов связи 10/3 кВ №1 и №2. ЧДУ ПВЭС-2 выполнено на отделение ПВЭС-2 (ПС 25) от Магнитогорской ЦЭС с генераторами ТГ-9 и ТГ-10 на нагрузку собственных нужд и потребителей. Таким образом, согласно действию существующей противоаварийной автоматики электростанция может выходить на раздельную работу полностью, вместе с п/ст 87 и нагрузкой 110 кВ, либо по шинам 10,5, 6,3 или 3,15 кВ. Третьем случаем является работа дифференциальной защиты шин (ДЗШ), которая тоже приводит к выходу на раздельную работу. Практика показывает, что наибольший процент выходов в островной режим происходит после срабатывания ДЗШ. Поэтому баланс мощностей должен закладываться на этапе выбора первичной схемы с возможностью выхода на раздельную работу в результате действия ДЗШ.

Расчеты показали, что данная электростанция в нормальном режиме имеет следующие установленные мощности и нагрузки, приведенные в таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Установленные мощности и нагрузки

Уровень напряжения	110 кВ	10 кВ	3,15 кВ
$P_{г\text{ уст}}$ , МВт	318	146	24
$Q_{г\text{ уст}}$ , МВАр	238	110	18
$P_{нагр}$ , МВт	123	75	17
$Q_{нагр}$ , МВАр	78	65	14

То есть узел является избыточным и имеет запас активной и реактивной мощности более 13 %, что соответствует нормативным документам. По факту за счет несовершенства систем охлаждения запас реактивной мощности ниже на 10

%). Ремонтные режимы летом также могут существенно изменить баланс.

Практически, снижение частоты до указанных уровней крайне редко. Более вероятным является длительное снижение напряжения на 15 % и более, что связано с работой форсировок. В этом случае возможно применение делительной автоматики по напряжению; ее целесообразно использовать, если снижение напряжения на РУ 3,15 кВ составляет более 15 % и длится более 30 с. При таких параметрах отработают форсировки и если напряжение не поднимется, токи возбуждения вернуться к номинальным значениям, что приведет к дальнейшему нарушению статической устойчивости. Поэтому автономная работа узла при таком уровне напряжения со стороны ЭС позволит сохранить потребителей собственных нужд. Кроме того, необходимо определить группы электроприемников для отключения в случае выхода на раздельную работу дефицитного по активной и реактивной мощности с учетом возможных ремонтов и конфигурации сети. Данные группы потребителей следует выделить как по частоте, так и напряжению.

Аналізу ефективності релейної захисти і автоматики досліджуваного вузла присвячено значительне число робіт [282, 283, 286, 292, 294, 297]. Окремий випадок представляє вихід на роздільну роботу з режиму КЗ на шинах зв'язі з енергосистемою [277, 281, 289, 316, 341, 345, 353]; для підвищення стійкості машин в такій ситуації необхідно попередньо визначити можливі точки ділення і з урахуванням часу дії релейної захисти і автоматики виконати розрахунок перехідного електромеханічного процесу. В цілому, в режимі КЗ генератори підвищать швидкість, а двигальна навантаження її сбросит. Тому основною проблемою буде не стільки ресинхронізація генераторів між собою, так як набір швидкості умовно відбувається у всій групі, скільки забезпечення по суті самозапуску навантаження в аварійному режимі, що є особливо складним для синхронної навантаження. При живленні потребителів власних потреб від преобразовувачів частоти, останні будуть відключені захистом. Тому для реалізації даного режиму потрібен великий запас реактивної потужності; і такий режим потребує попереднього розрахунку.

## **6.7 Реализация разработанных принципов АРВ на действующей ЗЭС и разработка мероприятий по обеспечению устойчивости при параллельной работе с энергосистемой с учетом экономических показателей**

Реализация разработанных принципов АРВ на действующей ЗЭС предполагает сбор сигналов с помощью измерительных модулей, подведением их к ПЛК, а с контроллера - к существующим каналам управления (рисунок 6.31).

Как показали расчеты, при параллельной работе с энергосистемой играют роль следующие факторы, а также их влияющие на устойчивость, сочетания:

- существенное изменение напряжения со стороны энергосистемы;
- повышение загрузки машины по активной и снижение выработки реактивной мощности с целью выполнения плана по выработке электроэнергии и ремонте других машин;
- несовершенство систем охлаждения обмотки возбуждения.

В общем случае, определение максимально допустимой загрузки генератора по активной мощности с сохранением устойчивости представляет собой оптимизационную задачу, поскольку по экономическим соображениям часто желательно повышение активной мощности, а по условию устойчивости – реактивной. Поэтому для сохранения статической устойчивости требуется определить предел выдаваемой мощности до точки подключения нагрузки и скорректировать его с учетом динамической устойчивости и уровня напряжения на шинах генератора. В частности, необходимо выполнить анализ устойчивости при изменении напряжения со стороны энергосистемы большой мощности с учетом действительного закона автоматического регулирования возбуждения, максимальной загрузки турбины и ограничений.

В связи с вышеизложенными факторами была разработана методика выбора оптимальных уставок заводских АРВ (рисунок 6.32). Методика позволяет осуществить допустимую загрузку машин по активной мощности с учетом обеспечения необходимого уровня статической устойчивости.

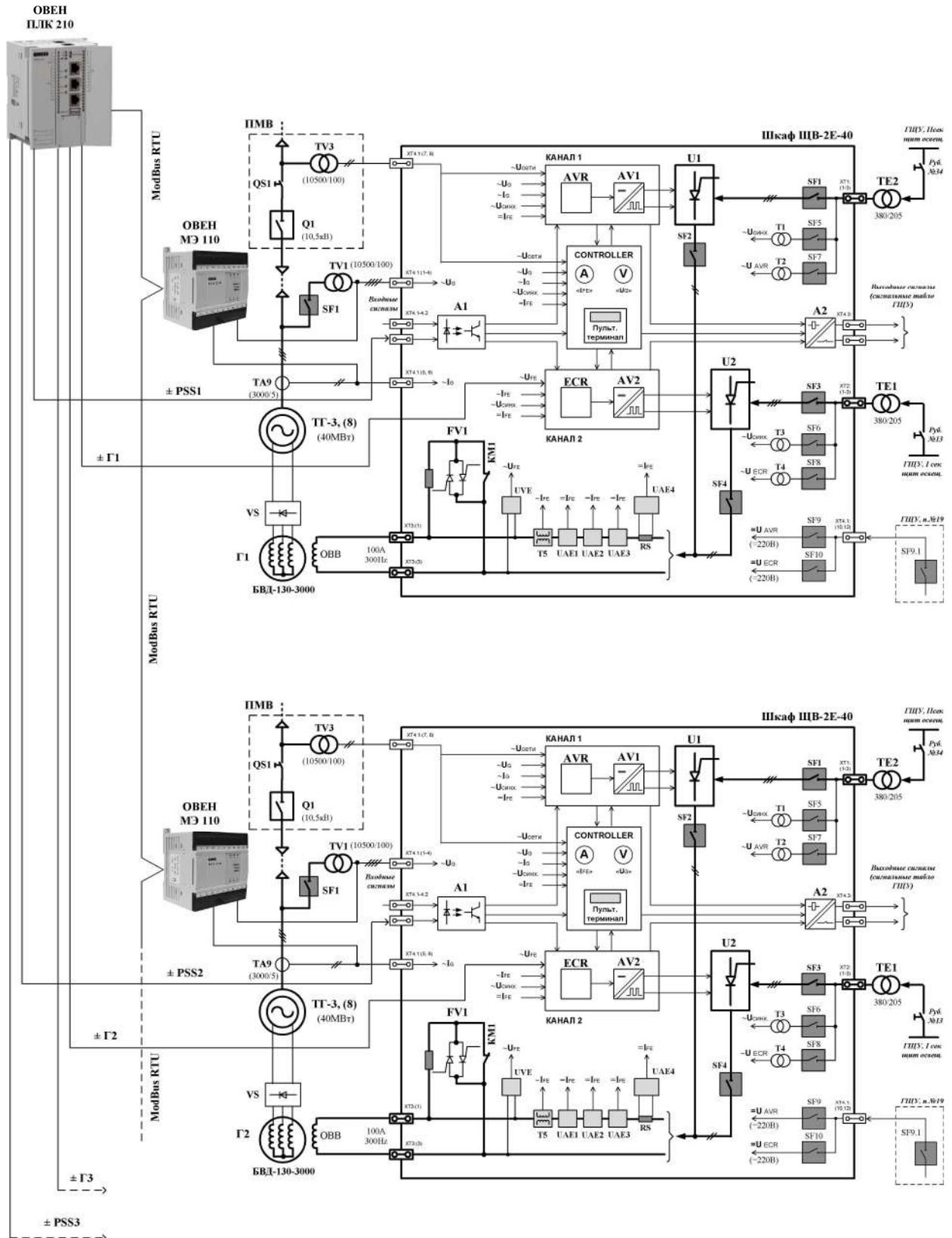


Рисунок 6.31 - Структурная схема станции управления и регулирования возбуждения СУРВ ТТ №3, на которой предполагается реализация разработанных принципов АВР

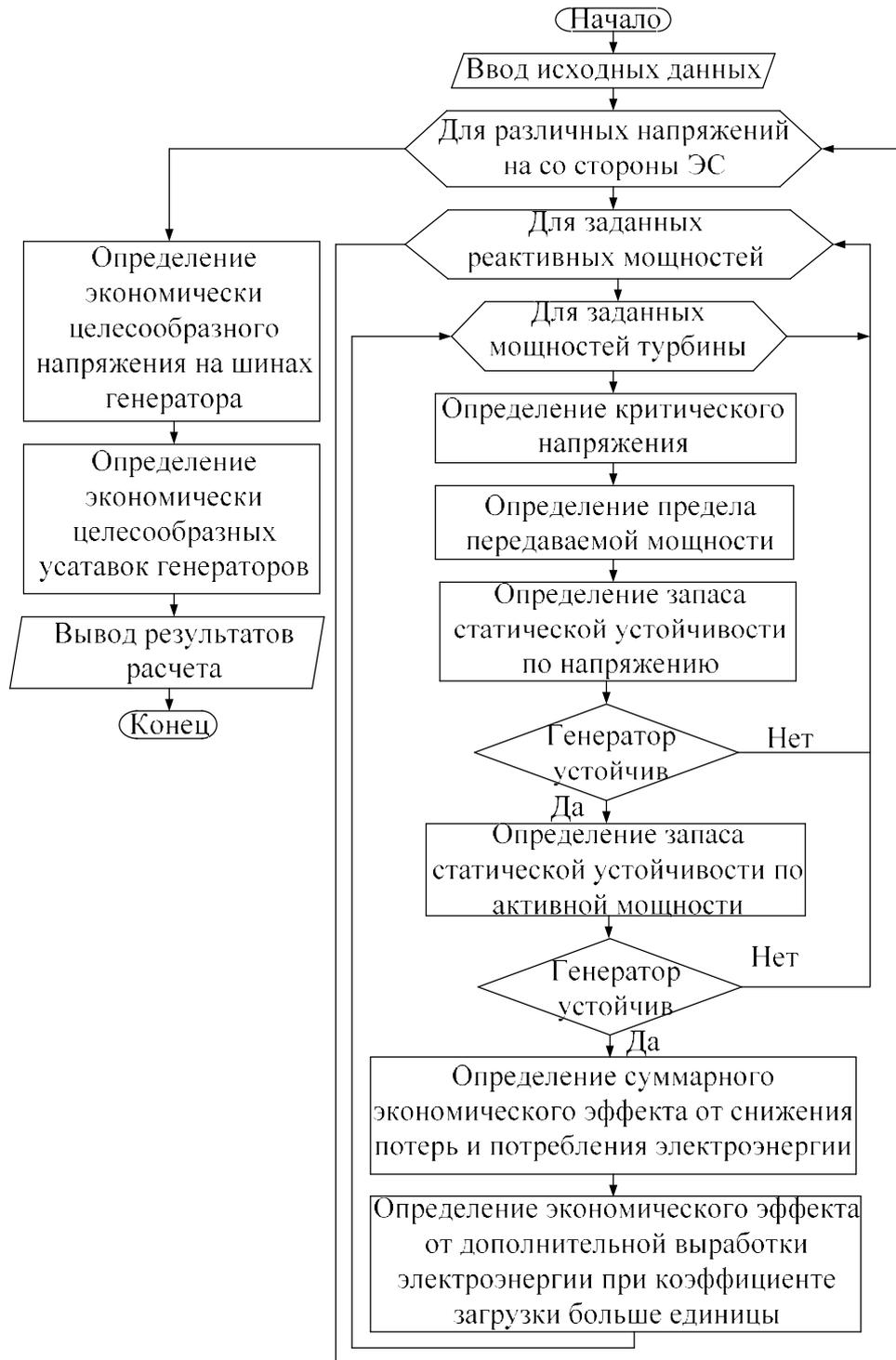


Рисунок 6.32 - Методика выбора оптимальных уставок заводских АРВ с учетом статической устойчивости

При параллельной работе с энергосистемой при просядках напряжения возможно нарушение динамической устойчивости, которое также зависит от исходных условий, с которыми работала машина. Для анализа динамической устойчивости необходимо оценить статистику провалов напряжения со стороны

энергосистемы и обеспечить динамическую устойчивость при наиболее частых нарушениях. В частности, при существующем законе регулирования возбуждения, уровне напряжения сети, загрузке по активной мощности и различной длительности и отклонении напряжения определить предельные времена отключения и их соответствие релейной защите. При необходимости скорректировать закон регулирования возбуждения или, в крайнем случае, разгрузить турбину. Методика выбора оптимальных уставок заводских АРВ с учетом динамической устойчивости приведена на рисунке 6.33.

Если по какой либо причине происходит выход заводской ТЭЦ в островной режим, то прежде всего необходимо проанализировать баланс активных и реактивных мощностей. Недостаток реактивной мощности приведет к снижению напряжения. Дефицит активной мощности чреват снижением производительности механизмов собственных нужд. Избыток активной может привести к недопустимому росту частоты. Подобные исследования проведены в работе [273] с помощью оригинального ПК [274, 276]. Интерес представляет случай, когда ряд турбогенераторов работает по тепловому графику, а другая часть по электрическому. При отделении от энергосистемы и стремлении сохранить тепловые и электрические потребители 1 категории встает необходимость прогнозирования подобных режимов и предварительного распределения тепловых и электрических нагрузок между машинами с точки зрения поддержания параметров сети и парового коллектора.

Таким образом, при отдельной работе заводской ТЭЦ с ЭС определяющими факторами, влияющими на сохранение устойчивости, являются:

- баланс активных и реактивных мощностей в узле;
- наличие турбогенераторов, работающих по тепловому графику и возможное перераспределение тепловой нагрузки;
- законы регулирования возбуждения и скорости;
- успешная взаимная ресинхронизация при выходе на отдельную работу;
- производительность механизмов собственных нужд при снижении частоты в узле должна быть в допустимых пределах;

- успешная групповая ресинхронизация с энергосистемой, в случае ресинхронизации группы генераторов с сетью необходимо обеспечить равенство напряжения и частот, а также минимальные углы роторов, это обеспечивается групповым АРВ и выделением одного из генераторов для равенства частот.



Рисунок 6.33 - Методика выбора оптимальных уставок заводских АРВ с учетом динамической устойчивости

## **6.8 Экономический эффект от внедрения разработанных мероприятий при параллельной работе синхронного генератора ЗЭС с энергосистемой и выходе в островной режим**

Как показал анализ эксплуатационных режимов, экономический эффект от действия АРВ и АРЧВ довольно велик и состоит из следующих основных составляющих:

- при оптимальном уровне генераторного напряжения получим уменьшение активной и реактивной мощности потребителей собственных нужд и других электроприемников по статическим характеристикам нагрузки;

- при оптимальном уровне напряжения на шинах генераторов получим снижение потерь в сети;

- работа генераторов с коэффициентом мощности, близким к единице, с одной стороны позволяет повысить выработку электроэнергии, с другой, возможен недоотпуск электроэнергии при провалах напряжения при КЗ вследствие нарушения статической или динамической устойчивости;

- при неудачном выходе в островной режим и асинхронном ходе синхронных машин наблюдаются простои генераторов до трех суток вследствие потери момента сопротивления, забросе скорости и необходимости ремонта;

- из-за потери источников питания при неудачном выходе в островной режим останавливаются цеха, питающиеся с шин генераторного напряжения, для восстановления их электроснабжения, в том числе через трансформаторы связи, вследствие сложного технологического процесса может потребоваться до суток; успешный выход на раздельную работу позволит избежать данных остановов.

Таким образом, можно выделить две основные составляющие экономической эффективности, обусловленные действием АРВ. Первая зависит от качества ведения нормального режима при параллельной работе с энергосистемой и обусловлена изменением потребления активной и реактивной мощности нагрузки, а также изменением потерь в сети. Поскольку большая часть потребителей собственных нужд загружена на 40-60 %, то регулирующий эффект реактивной

мощности по напряжению имеет выраженный характер, тогда как активная мощность при отклонении напряжения в пределах допустимых значений меняется незначительно. В связи с этим, потери напряжения в сети снизятся при невысоком напряжении; также при этом уменьшится выработка реактивной мощности и, следовательно, потери в обмотках статоров; при этом необходимо обеспечить устойчивость как генераторов, так и двигателей.

Оценка экономической эффективности была проведена для рассматриваемой электростанции, результаты исследования приведены в таблице 6.9. При расчете изменялся уровень напряжения на шинах генераторного распределительного устройства 10 кВ и оценивался уровень потерь активной мощности, который показал удовлетворительные результаты 897 т.р./год при напряжении на 5 % выше номинального, что связано с невысоким регулирующим эффектом металлургических цехов. Также оценивалось влияние уровня напряжения центрального распределительного устройства собственных нужд 3 кВ на показатели экономической эффективности. Результаты выявили, что при поддержании напряжения на 10 % ниже номинального экономия по потерям составила 527 т.р./год, что связано с регулирующим эффектом собственных нужд.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии складывается с экономическим эффектом и дает суммарный экономический эффект при поддержании заданного режима.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии при погашении станции вследствие потери возбуждения был рассчитан из рассмотренной ранее аварийной ситуации. В случае неудачного выхода на раздельную работу, как правило, происходит отключение всех генераторов, как было в рассмотренном случае. Подобная авария произошла в 2020 году.

Стоимость недоотпущенной электроэнергии при этом составила, тыс. руб.:

$$C_{нед} = \frac{\sum P_2 \cdot t \cdot C_0}{1000},$$

$$C_{нед} = (11,9 \cdot 19 + 11,7 \cdot 16 + 5,2 \cdot 12 + 30 \cdot 57 + 48,7 \cdot 13 + 25,9 \cdot 63 + 38,8 \cdot 17) \cdot 2,69974 = 13795,941374 ,$$

где  $P_2$  - расчетная вырабатываемая активная мощность, МВт,  $t$  - время простоя, час.,  $C_0$  - стоимость 1 кВт\*ч электроэнергии.

Количество недоотпущенной электроэнергии составило:

$$W_{нед} = 11,9 \cdot 19 + 11,7 \cdot 16 + 5,2 \cdot 12 + 30 \cdot 57 + 48,7 \cdot 13 + 25,9 \cdot 63 + 38,8 \cdot 17 = 5110,1 , \text{ МВт*час.}$$

Таблица 6.9 - Оценка экономической эффективности

Исследуемая схема		ЦРУ 3,15 кВ (потери и потребители СН)				ГРУ 10 кВ (только потери)			
		Величина, МВА	Снижение, %	Разница, МВА	Экономия, т.р./год	Величина, МВА	Снижение, %	Разница, МВА	Экономия, т.р./год
0,9	$\Delta P$ , МВт	0,20	5,64	0,012	527	1,44	-9,03	-0,119	-5224
	$\Delta Q$ , МВАр	2,12	7,11	0,162		20,14	-25,85	-4,136	
	$P_{\text{сумм}}$ , МВт	16,98	0,19	0,032	1397				
	$Q_{\text{сумм}}$ , МВАр	18,80	16,13	3,614					
0,95	$\Delta P$ , МВт	0,20	4,06	0,009	380	1,37	-3,64	-0,048	-2106
	$\Delta Q$ , МВАр	2,16	5,19	0,118		17,91	-11,93	-1,908	
	$P_{\text{сумм}}$ , МВт	17,00	0,11	0,018	788				
	$Q_{\text{сумм}}$ , МВАр	20,38	9,06	2,031					
1	$\Delta P$ , МВт	0,21	0,00	0,000	0	1,32	0,00	0,000	0
	$\Delta Q$ , МВАр	2,28	0,00	0,000	0	16,00	0,00	0,000	0
	$P_{\text{сумм}}$ , МВт	17,01	0,00	0,000	0				
	$Q_{\text{сумм}}$ , МВАр	22,41	0,00	0,000	0				
1,05	$\Delta P$ , МВт	0,23	-6,46	-0,014	-604	1,30	1,55	0,020	897
	$\Delta Q$ , МВАр	2,47	-8,40	-0,191		14,84	7,28	1,164	
	$P_{\text{сумм}}$ , МВт	17,03	-0,12	-0,020	-876				
	$Q_{\text{сумм}}$ , МВАр	24,95	-11,33	-2,539					

Заключительной составляющей ущерба является недоотпуск продукции промышленными цехами из-за перерывов электроснабжения. Рассмотрим данную составляющую ущерба в результате простоя цехов при аварийной ситуации, рассмотренной ранее. Расчеты приведены в таблице 6.10. Определено суммарное

время простоя, обусловленное взаимозависимостью цехов и подстанций, а также первый простой, в среднем около часа, обусловленный переводом питания цеха на трансформаторы связи 110/10 кВ. Экономический ущерб получен исходя из первого простоя. Если полученный ущерб отнести к 10 годам, то получим 8000 тыс. руб./год. Таким образом, фактический экономический эффект в условиях рассматриваемой ЗЭС обусловлен факторами:

- влиянием АРВ на изменение напряжения, следовательно, происходит изменение потребления мощности нагрузки за счет регулирующего эффекта;
- изменением потерь в сетях вследствие регулирующего эффекта нагрузки;
- ущербом от недоотпуска электроэнергии в результате аварийного выхода на отдельную работу;
- ущербом от простоя цехов, получающий непосредственное питание от ЗЭС в случае ее останова.

Применительно к ЦЭС указанные цифры следующие:

- при снижении напряжения на 5% на шинах собственных нужд 3 кВ за счет регулирующего эффекта и снижения потерь в сети экономия составит 788 тыс.руб./год;
- при повышении напряжения на шинах генераторного распределительного устройства на 5 % потери в сети на уровне 10 кВ снизятся на 897 тыс.руб./год (дополнительно можно учесть регулирующий эффект цехов и повышение выработки мощности электростанцией, но тут существенные сложности для определения комплексного экономического эффекта для предприятия);
- ущерб от недоотпуска электроэнергии при рассматриваемой аварийной ситуации составил 13796 тыс. руб, с учетом того, что такие аварии возникают примерно раз в пять-семь лет, имеем в среднем 1379 тыс. руб./год;
- ущерб от простоя цехов составил порядка 80013,5 тыс.руб., что составляет 8001 тыс. руб./год.

Суммарный экономический эффект составляет 11065 тыс. руб./год.

Таблица 6.10 - Определение ущерба от недовыработки электроэнергии

Цех	Агрегат	Простой суммарный, ч	Производительность, т/ч	Время первого простоя, ч	Ущерб, т	Удельная стоимость продукции, тыс. руб/т	Ущерб, тыс. руб.
ЛПЦ-4	АПР № 3	4:55:00					
СЦ	Стан 170	12:01:59	67	0,88	58,96	50	2948
ЛПЦ-5	Стан 2500 х/п	0:51:00	220,4	0,85	187,34	50	9367
ЛПЦ-5	ДР стан 2500	1:50:59				50	0
СЦ	Стан 450	11:58:59	60	0,83	49,8	50	2490
СЦ	Стан 370	11:28:59	56	0,83	46,48	50	2324
ЛПЦ-10	Стан 2000	1:31:59	543	0,83	450,69	50	22534,5
ЛПЦ-9	Стан 5000	2:24:59	117	0,75	87,75	50	4387,5
ЛПЦ-4	Стан 2500 г/п	7:44:59	379	0,83	314,57	50	15728,5
ЛПЦ-4	АПР № 2	3:40:00				50	0
ЛПЦ	Стан 2350	18:58:00	25	0,82	20,5	50	1025
ЛПЦ-4	АПР № 1	3:40:00					0
КЦ-1	Коксовая батарея 1	2:48:59					
КЦ-1	Коксовая батарея 2	2:48:59					
КЦ-1	Коксовая батарея 3	2:48:59					
КЦ-1	Коксовая батарея 4	2:48:59					
КЦ-1	Коксовая батарея 7	2:48:59	626	0,75	469,5	20	9390
КЦ-1	Коксовая батарея 8	2:48:59					
КЦ-1	Коксовая батарея 9	3:27:59					
КЦ-1	Коксовая батарея 13	2:35:59					
КЦ-1	Коксовая батарея 14	2:35:59					
ДЦ	ДП-10	4:10:00	192,3	1,75	336,525	20	6730,5
ДЦ	ДП-9	4:51:00	205,9	0,75	154,425	20	3088,5
	Ущерб сумм						80013,5

## 6.9 Выводы по главе

1. На основе разработанных ранее принципов эквивалентирования составлена схема замещения рассматриваемой ЗЭС с целью анализа влияния разработанных законов АРВ на качество переходных электромеханических процессов. Схемы АРВ и АРЧВ реализованы в программе MATLAB.

2. Расчеты электромеханических переходных процессов в многомашинной системе, выполненные при просадках напряжения различной глубины и длительности, показали эффективность разработанного способа АРВ с каналами стабилизации. Отмечено, что при снижениях напряжения на шинах генераторов до 50 % эффективно влияние форсировки. При больших снижениях преимущественное влияние оказывает перегрузка по активной мощности в доаварийном режиме.

3. С учетом разработанного принципа группового АРВ произведен расчет режима выхода на отдельную работу, который показал эффективность, как группового регулирования возбуждения, так и использования канала стабилизации.

4. Произведен расчет режима групповой ресинхронизации, подтвердивший эффективность разработанных законов группового АРВ и канала стабилизации.

5. С целью верификации полученных результатов с помощью программы «КАТРАН» ПК в среде MATLAB смоделирован реальный аварийный режим выхода на отдельную работу, сопровождающийся нарушением статической устойчивости вследствие неправильной работы регулятора скорости. Результаты вычислительного эксперимента подтвердили правильность теоретических положений.

6. Анализ работы двигательной нагрузки в режимах выхода на отдельную работу показал достаточную устойчивость машин. Критические возмущения происходят при существенных дефицитах мощности и работе форсировки.

7. Экономическая эффективность разработанных мероприятий обусловлена снижением потерь при изменении уровня напряжения, снижением затрат от недоотпуска электроэнергии и простоев цехов. Правильное действие АРВ и АРЧВ позволит существенно повысить эффективность выхода в островной режим и, снизит недоотпуск электроэнергии, недоотпуск и порчу продукции.

## Заключение

1. На основе анализа устойчивости нормальных режимов, реальных аварийных ситуаций и выполненных теоретических исследований *развита теория взаимосвязанных электротехнических систем* в составе заводских синхронных генераторов, электрической и тепловой нагрузки. Разработаны требования к системам АРВ и АРЧВ, обеспечивающие необходимый запас статической и динамической устойчивости в нормальных режимах и при выходе на отдельную работу.

2. Для оценки допустимости нормальных и аварийных режимов работы ЗЭС проведен анализ устойчивости промышленной нагрузки. Разработаны математические модели индивидуальных потребителей и комплексной нагрузки, реализованные в программе «КАТРАН» и учитывающие параметры сети ВЗЭС, а также распределенную генерацию.

3. Разработаны методики определения параметров и анализа статической устойчивости ЗЭС в нормальных и островных режимах. На их основе установлены закономерности, уточняющие представления о взаимном влиянии параметров систем АРВ и АРЧВ на устойчивость генераторов и нагрузки.

4. Предложены математические зависимости и методики вычисления для исследования динамической и результирующей устойчивости генераторов и нагрузки ЗЭС при провалах напряжения со стороны энергосистемы, выходе на отдельную работу и последующей ресинхронизации.

5. Впервые предложен и апробирован способ индивидуального АРВ генератора, обеспечивающий статическую устойчивость за счет ограничения минимальной реактивной мощности с учетом изменения напряжения со стороны энергосистемы большой мощности, а также демпфирование колебаний машин при провалах напряжения за счет использования канала стабилизации по углу ротора.

6. На основе полученного способа индивидуального регулирования возбуждения синхронных генераторов разработан принцип группового АРВ при отдельной работе, позволяющий повысить статическую устойчивость и упростить

групповую ресинхронизацию путем изменения углов роторов и уровня напряжения.

7. Разработан принцип групповой ресинхронизации ЗЭС с энергосистемой, использующий групповое АРВ генераторов для выравнивания углов роторов и напряжения в точке связи с ЭС и метод ведущего агрегата для равенства частот.

8. На основе предложенной концепции единого управления электрическим и тепловым режимом с целью сохранения нагрузок при выходе на отдельную работу получена методика выбора блоков паровая турбина - синхронный генератор, работающих на постоянство давления в паропроводе, учитывающая дифференциальную защиту шин и выбор ведущего агрегата для групповой ресинхронизации.

9. Разработанные способ, принципы, методики и алгоритмы внедрены в промышленную эксплуатацию ЦЭС ПАО «ММК». Суммарный экономический эффект определяется снижением мощности потребителей собственных нужд и потерь электроэнергии в распределительной сети ЦЭС, уменьшением времени простоев генераторов и цехов и составляет более 10 млн. руб./год.

11. Полученные технические решения рекомендуются для расширенного промышленного внедрения на ЗЭС с электрической и тепловой нагрузкой.

### Список литературы

1. Арефьев, Н.В. Системные проблемы отечественной электроэнергетики и пути их комплексного решения / Н. В. Арефьев, В. А. Стенников, Ю. Ф. Лачуга, П.А. Бутырин, В.Э. Воротницкий, И.Я. Редько, В.Ф. Матюхин // Электричество. – 2025. – № 5. – С. 4-15.
2. Абрамович, Б.Н. Возбуждение, регулирование и устойчивость синхронных двигателей / Б.Н. Абрамович, А.А. Круглый. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1983. – 128 с.
3. Али, З. М. М. Влияние настроек регулятора энергетической системы и автоматического регулятора возбуждения на синхронизирующий и демпфирующий моменты / З. М. М. Али, А. И. Маликов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2010. – № 3-4. – С. 131-142.
4. Али, З. М. М. Локальное управление для улучшения устойчивости многомашинной энергетической системы / З. М. М. Али, А. И. Маликов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2010. – № 1-2. – С. 75-83.
5. Андерсон, П. Управление энергосистемами и устойчивость / П. Андерсон, А. Фуад; пер. с англ. под ред. Я.Н. Лугинского. – М.: Энергия, 1980. – 568 с.
6. Андрианова, Л. П. Анализ требований к устройствам автоматического регулирования возбуждения и частоты вращения вала генераторов в установках распределенной генерации / Л. П. Андрианова, Ф. И. Илимбетов // Инновационная наука. – 2018. – Т. 1, № 5. – С. 15-18.
7. Арзамасцев, А.Д. Вероятностное моделирование электрических нагрузок крупных промышленных предприятий / А.Д. Арзамасцев, И.А. Саламатов, В.А. Игуменцев // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1976. – №5. –С. 139-143.
8. Арзамасцев, Д.А. Расчет нестационарного режима в системе электроснабжения с резкопеременными нагрузками / Д.А. Арзамасцев, В.А.

Игуменцев, И.А. Саламатов, Ю.П. Коваленко // Электричество. – 1983. – № 5. – С. 1 – 4.

9. Армеев, Д. В. Ресурсы стабилизации напряжения синхронного генератора АРВ сильного действия / Д. В. Армеев, А. В. Чехонадских, Г. Б. Нестеренко // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. – № 1. – С. 24-32.

10. А. с. **1417106 А1 СССР, МПК H02J 3/46**. Способ распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими синхронными генераторами [Текст] / Е. В. Калентионок (СССР). - № 4164550; заявл. 22.12.1986; опубл. 15.08.1988.

11. Аскарлов, А. Б. Совершенствование методики и средств настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов электрических станций в условиях развития современных электроэнергетических систем : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Аскарлов Алишер Бахрамжонович. –Томск, 2023. – 172 с.

12. Атия, Б.А. Разработка методов расчета и способов повышения запаса статической устойчивости системы промышленного электроснабжения: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Атия Бассам Абдалла. – М.: 1986. – 17 с.

13. Балдов, С.В. Определение статических характеристик нагрузки по напряжению в электрических сетях с комплексной нагрузкой / С.В. Балдов, О.А. Бушуева, Д.Н. Кормилицын, А.И. Кулешов, Ю.С. Мешкова, А.Ю. Мурзин, А.А. Шульпин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2014. – № 6. – С. 22-30.

14. Барзам, А. Б. Системная автоматика / А.Б. Барзам. – М.: Энергия, 1973. – 392 с.

15. Баринов, В.А. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления / В.А. Баринов, С.А. Савалов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.

16. Белов, М.П. Автоматизированный электропривод типовых производственных механизмов и технологических комплексов: учебник для вузов / М.П. Белов. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 576 с.

17. Белый, В.Б. Моделирование процессов в системе возбуждения синхронных генераторов автономных систем электроснабжения с использованием внешних характеристик преобразователя / В.Б. Белый // Вестник Алтайского государственного аграрного университета – 2018. – № 11. – С. 113-116.

18. Бердин, А.С. Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений / А.С. Бердин, А.С. Герасимов, Ю.П. Захаров, П.Ю. Коваленко, А.Н. Мойсейченков // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2013. – Т. 13, № 2. – С. 62-68.

19. Бернас, С. Математические модели элементов электроэнергетических систем / С. Бернас, З. Цек; пер. с польск. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.

20. Бернштейн, И.Л. Тиристорные преобразователи частоты без звена постоянного тока / И.Л. Бернштейн. – М.: «Энергия», 1968. – 210 с.

21. Бондарь, И.М. Регулирование напряжения синхронного генератора / И.М. Бондарь, К.Г. Дударев, В.Ю. Момотов // Инновационная наука. – 2018. – №1. – С. 8-12.

22. Борисов, Б.П. Электроснабжение электротехнологических установок / Б.П. Борисов, Г.Я. Вагин. – Киев: Наук. думка, 1985. – 248 с.

23. Бросман, Э. Вопросы исследования статической устойчивости сложных электрических систем: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.14.02. / Бросман Эгберт. – М.: 1980. – 20 с.

24. Булатов, Ю. Н. Алгоритмы построения цифрового двойника установки распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2020. – Т. 13, № 6. – С. 677-689.

25. Булатов, Ю. Н. Влияние согласованной настройки систем АРВ и АРЧВ генераторов электростанций на устойчивость электроэнергетических систем / Ю. Н. Булатов, И. В. Игнатъев // Системы. Методы. Технологии. – 2011. – № 2(10). – С. 85-90.

26. Булатов Ю.Н. Координация настроек автоматических регуляторов

паротурбинной установки распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Энергетика. – 2020. – №24. – С. 112-122

27. Булатов, Ю. Н. Математические модели для определения предельных режимов в электрических сетях с установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, А. В. Черепанов // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2020. – № 4(80). – С. 17-36.

28. Булатов, Ю. Н. Методика согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов электростанций: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.13.06 / Булатов Юрий Николаевич. – Иркутск, 2012. – 22 с.

29. Булатов, Ю. Н. Моделирование аварийных режимов в системах электроснабжения, оснащенных установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, Е. А. Алексеенко // Системы. Методы. Технологии. – 2017. – № 1(33). – С. 54-62.

30. Булатов, Ю. Н. Оперативное определение запасов статической устойчивости в системах электроснабжения с установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, К. В. Суслов, А. В. Черепанов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2021. – Т. 25, № 1(156). – С. 31-43.

31. Булатов, Ю. Н. Применение генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2016. – № 2. – С. 30-45.

32. Булатов, Ю. Н. Прогностическое управление турбогенераторной установкой на основе самонастраивающихся регуляторов / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, К. В. Суслов // Энергетик. – 2023. – № 7. – С. 9-13.

33. Булатов, Ю. Н. Противоаварийное управление установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков // Электричество. – 2019. – № 2. – С. 18-25.

34. Булгаков, А.А. Частотное управление асинхронными

электродвигателями / А.А. Булгаков. – М.: Наука, 1966. – 110 с.

35. Буслов, В. В. Влияние статических характеристик современных видов нагрузки на режимы работы электрических сетей / В. В. Буслов, Н. Ш. Чемборисова // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2021. – № 2. – С. 20-28.

36. Буслов, В. В. Разработка методики увеличения эффективности режимов работы электрических сетей с учетом современных статических характеристик нагрузки: дис. ... канд. техн.наук: 05.14.02 / Буслов Виктор Владимирович, 2022. – 141 с.

37. Бушуев, В.В. Динамические свойства электроэнергетических систем / В.В. Бушуев. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 120 с.

38. Важнов, А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока / А.И. Важнов. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1980. – 256 с.

39. Вайнштейн, Р.А. Автоматическое управление электроэнергетическими системами в нормальных и аварийных режимах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, В.В. Шестакова, И.М. Кац. — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 111 с.

40. Веллер, В.Н. Автоматическое регулирование паровых турбин / В.Н. Веллер. – М.: Энергия, 1967. – 416 с.

41. Веников, В.А. Переходные процессы в электрических системах. Элементы теории расчета / В.А. Веников, Л.А. Жуков. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1953. – 232 с.

42. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников – 2-е изд. – М.: «Высшая школа», 1970. – 472 с.

43. Веников, В.А. Статическая устойчивость как частный случай динамической устойчивости электрических систем / В.А. Веников, Р.Э. Мариносян. – М.: Электричество. – 1981. – № 6. – С. 6 – 9.

44. Винтер, А. Р. Оценка статических характеристик нагрузки предприятия черной металлургии по данным пассивного эксперимента / А. Р.

Винтер, А. С. Тавлинцев, А. А. Суворов // Электроэнергетика глазами молодежи - 2016 : Материалы VII Международной молодёжной научно-технической конференции. В 3 т., Казань, 19–23 сентября 2016 года. Том 2. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2016. – С. 120-123.

45. Воронов, П. Л. Эквивалентирование и упрощение сложных электрических систем по частям при моделировании / П. Л. Воронов, В. А. Щедрин // Вестник Чувашского университета. – 2015. – № 1. – С. 44-55.

46. Гаврилова, А. Е. Обзор методов поиска предельных режимов в энергосистеме / А. Е. Гаврилова, П. Ю. Банных, А. В. Паздерин, Г. С. Шабалин // Электротехнические системы и комплексы. – 2024. – № 3(64). – С. 4-11

47. Галкина, О.Ю. Расчет области допустимого статизма синхронных генераторов гидроэлектростанции малой мощности с системой автоматического регулирования возбуждения с регуляторами пропорционального действия/ О.Ю. Галкина// Электромеханика. – 2019. – №3. – С. 58-63.

48. Гашимов, А. М. Демпфирование электромеханических колебаний в многомашинной энергосистеме с разнотипными регуляторами возбуждения / А. М. Гашимов, Н. Р. Рахманов, А. Д. Зейналов // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2011. – № 1. – С. 30-39.

49. Глазунов, А.А. Электрические сети и системы / А.А. Глазунов, А.А. Глазунов. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.

50. Глебов, И.А. Системы возбуждения и регулирования синхронных двигателей / И.А. Глебов, С.И. Логинов. – Л.: «Энергия», 1972. – 113 с.

51. Глинтерник, С.Р. Электромагнитные процессы и режимы мощных статических преобразователей / С.Р. Глинтерник. – Л.: Изд-во «Наука», Ленингр. отделение, 1968. – 308 с.

52. Горбунова, Л.М. Исследование устойчивости нагрузки энергосистем (комплексная городская нагрузка и асинхронные двигатели) : автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.14.06 / Горбунова Лидия Михайловна. – М., 1974. – 24 с.

53. Горев, А.А. Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем / А.А. Горев. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 259 с.

54. Горев, А.А. Переходные процессы синхронной машины / А. А. Горев. — Л., М.: Гос. энергетическое изд-во, 1950. — 551 с.
55. Горшкова, Н. А. Перспективные направления в автоматизации объектов распределенной генерации при их интеграции в распределительные сети / Н. А. Горшкова, Ю. Е. Гуревич, П. В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 1(10). – С. 48-55.
56. Грейсух, М.В. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий / М.В. Грейсух, С.С. Лазарев. – М.: «Энергия», 1977. – 312 с.
57. Гуревич, Ю. Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией / Ю. Е. Гуревич, П. В. Илюшин. – Нижний Новгород : Нижегородский институт управления - филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования "Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации", 2018. – 280 с.
58. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2005. – 408 с.
59. Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
60. Гуревич, Ю.Е. Устойчивость нагрузки электрических систем / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А. Хачатрян. – М.: Энергоиздат, 1981. – 208 с.
61. Гусев, А. С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем: автореф. дис. ... д-ра техн.наук: 05.14.02 / Гусев Александр Сергеевич. – Томск, 2008. – 47 с.
62. Гусейнов, Ф.Г. Упрощение расчетных схем электрических систем / Ф.Г. Гусейнов. – М.: Энергия, 1978. – 184 с.
63. Дживанандхам А. Методы для многомашинных систем/ А. Дживанандхам, Г.Т. Кеппана // Сербский журнал электротехники. – 2009. – №1. – С. 89-103.

64. Дзюба, М. А. Метод определения статических характеристик нагрузки по напряжению с учетом ограничений по режимным параметрам и электробезопасности активного эксперимента / М. А. Дзюба, В. В. Тарасенко, А. В. Коржов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 28-35.
65. Дьяченко, И.С. Регулирующий эффект нагрузки по частоте. Влияние на структуру автоматической частотной разгрузки / И. С. Дьяченко, М. Д. Перышкин, Е. В. Новак, Ленивенко Б.О., Т.А. Львов // Энергетические установки и технологии. – 2020. – Т. 6, № 4. – С. 47-50.
66. Егоров, А.В., Электрические печи (для производства сталей) / А.В. Егоров, А.Ф. Моржин. – М.: Металлургия, 1975. – 352 с.
67. Ерошенко, С. А. Научные проблемы распределенной генерации / С. А. Ерошенко, А. А. Карпенко, С. Е. Кокин, А. В. Паздерин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2010. – № 11-12. – С. 126-133.
68. Ершов, М.С. Алгоритмизация задач диспетчерского управления системами промышленного электроснабжения объектов с электростанциями собственных нужд / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Трифонов // Промышленная энергетика. – 2005. – № 3. – С. 28 – 35.
69. Ершов, М.С. Некоторые вопросы устойчивости промышленных электротехнических систем с генераторами собственных нужд / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Трифонов, Е.И. Рудина // Промышленная энергетика. – 2006. – № 8. – С. 21 – 25.
70. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости энергетических систем / П.С. Жданов; под ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
71. Жуков, Л.А. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчетов / Л.А. Жуков, И.П. Стратан. – М.: Энергия, 1979. – 416 с.
72. Зарудная, А. П. Особенности применения пакета MATLAB/Simulink для анализа статической устойчивости синхронных генераторов в энергосистеме / А. П. Зарудная, К. Е. Горшков // Вестник Южно-Уральского государственного

университета. Сер.: Энергетика. – 2017. – Т. 17, № 3. – С. 43-54.

73. Захарова, Е. В. Исследование статической устойчивости кольцевых объединенных энергосистем на основе структурных критериев / Е. В. Захарова, М. Г. Попов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 15-21.

74. Зиновьев, Г.С. Прямые методы расчета энергетических показателей вентиляльных преобразователей / Г.С. Зиновьев. – Новосибирск: Изд-во Новосиб. ун-та, 1990. – 220 с.

75. Игуменцев, В.А. Расчет установившегося режима системы электроснабжения промышленного предприятия методом последовательного эквивалентирования / В.А. Игуменцев, И.А. Саламатов, Ю.П. Коваленко // Электричество. – 1986. – № 8. – С. 7-12.

76. Идельчик, В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик; под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

77. Илюшин, П.В. Развитие распределенных энергетических ресурсов в перспективе до 2050 года в России: проблемные вопросы и пути их решения / П. В. Илюшин // 15 лет Научно-техническому совету Единой энергетической системы. Перспективы развития энергетики России до 2050 года: проблемы и пути их решения. – М.: Издательский дом МЭИ, 2022. – С. 105-130.

78. Илюшин, П.В. О влиянии параметров систем возбуждения и уставок защит генераторов на обеспечение надежного электроснабжения потребителей / П. В. Илюшин, Ю. Е. Гуревич, А. Л. Куликов // Энергия единой сети. – 2020. – № 3(52). – С. 54-63.

79. Илюшин, П.В. О системах автоматического регулирования возбуждения генерирующих установок объектов распределенной генерации / П. В. Илюшин, К. В. Перевалов // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 4(25). – С. 23-27.

80. Илюшин, П.В. Особенности возникновения и протекания аварийных режимов в распределительных сетях с распределенной генерацией / П. В. Илюшин // Вестник Казанского государственного энергетического университета.

– 2021. – Т. 13, № 3(51). – С. 3-14.

81. Илюшин, П.В. Особенности применения объектов распределенной генерации в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий / П. В. Илюшин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко, Сыктывкар, 04–09 июля 2016 года / Ответственные редакторы Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев. Том Выпуск 67. – Сыктывкар: ООО "Коми республиканская типография", 2016. – С. 100-109.

82. Илюшин, П.В. Особенности учета параметров нагрузки при анализе переходных процессов в сетях с объектами распределенной генерации / П. В. Илюшин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 6(51). – С. 54-61.

83. Илюшин, П.В. Применение алгоритма введения режима распределительной сети с распределенной генерацией в допустимую область / П. В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 1(22). – С. 37-42.

84. Илюшин, П.В. Разработка схем выдачи мощности объектов распределенной генерации с учетом особенностей современных генерирующих установок / П. В. Илюшин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 2(53). – С. 28-35.

85. Илюшин, П.В. Совершенствование противоаварийного и режимного управления энергорайонов с распределенной генерацией: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02 / Илюшин Павел Владимирович. – Санкт-Петербург, 2019. – 499 с.

86. Илюшин, П.В. Требования к делительной автоматике объектов распределенной генерации с учетом влияния параметров прилегающей сети и нагрузки / П. В. Илюшин, А. В. Паздерин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 4(49). – С. 42-47.

87. Кавалеров, Б.В. Построение статических моделей синхронного генератора по экспериментальным данным / Б. В. Кавалеров, И. Р. Зиятдинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы

управления. – 2020. – № 34. – С. 186-197.

88. Казовский, Е.Я. Переходные процессы в электрических машинах переменного тока / Е.Я Казовский. — М.- Л.: Изд-во Акад. наук СССР. [Ленингр. отд-ние], 1962. — 624 с.

89. Калентионок, Е.В. Методические подходы к созданию делительной автоматики на промышленных предприятиях с генерирующими энергоустановками / Е. В. Калентионок, Ю. Д. Филипчик // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2010. – № 6. – С. 14-19.

90. Калентионок, Е.В. Управление реактивной мощностью генераторов электростанций для повышения устойчивости электроэнергетических систем / Е. В. Калентионок, Ю. Д. Филипчик // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2009. – № 6. – С. 23-30.

91. Кальм, Н.А. Управление газопоршневыми агрегатами в условиях резкопеременной нагрузки электроэнергетической системы / Н. А. Кальм, Е. А. Николаева, А. Н. Беляев // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2014. – № 1(190). – С. 45-53.

92. Канафеев, Р.И. Оптимальная настройка автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов/ Р.И. Канафеев, А.Д. Жирнов, Т.Г. Климова // Проблемы энергетики. – 2016. – №11. – С. 77-83.

93. Карасев, Е.Д. Разработка рационального математического описания и алгоритмов анализа статической устойчивости сложных электроэнергетических систем: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.14.02 / Карасев Евгений Дмитриевич. – М.: 1981. – 18 с.

94. Карпенко Б.А., Прокофьев Ю.А. Устройство для записи на осциллографе угла выбега ротора синхронной машины // Электричество. 1957. № 6. С. 74-76.

95. Каспаржак, Г.М. Определение параметров схемы замещения асинхронных двигателей по данным каталогов / Г.М. Каспаржак, В.П. Бабошин // Электропривод. – 1977. – № 3. – с. 12 – 13.

96. Кимбарк, Э. Синхронные машины и устойчивость электрических систем / Э. Кимбарк. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 392 с.
97. Клевин, Д.Н. Автоматизированная система группового управления возбуждением Сургутской ГРЭС-2 / Д. Н. Клевин // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2022. – № 9(158). – С. 16-19.
98. Коваленко, А.И. Определение параметров синхронного генератора с использованием синхронизированных векторных измерений / А.И. Коваленко, Т.Г. Климова // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2018. Т. 61. № 1. С. 20-24. DOI: 10.17213/0136-3360-2018-1-20-24.
99. Коган, Ф.Л. Особенности сильного регулирования возбуждения синхронных генераторов в сложной энергосистеме / Ф. Л. Коган // Электрические станции. – 2019. – № 7(1056). – С. 27-35.
100. Коган, Ф.Л. Повышение эффективности стабилизации режима при возмущениях в энергосистеме / Ф. Л. Коган // Электричество. – 2020. – № 5. – С. 4-11.
101. Коган, Ф.Л. Стабилизация режимов современной многомашинной энергосистемы после больших возмущений / Ф. Л. Коган // Электричество. – 2023. – № 5. – С. 4-13.
102. Комков, А.Л. Особенности алгоритма реализации системных функций в российских автоматических регуляторах возбуждения сильного действия / А. Л. Комков, Е. Н. Попов, Н. Ю. Филимонов, А. А. Юрганов, А. А. Бурмистров // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 7(67). – С. 12-15.
103. Кононенко, К.Е. Устойчивость работы синхронных двигателей малой мощности / К.Е. Кононенко, А.И. Шиянов. – Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2000. – 181 с.
104. Косарев, Б.А. Методики управления децентрализованными электротехническими системами с распределенной: дис. ... канд. техн.наук: 05.09.03 / Косарев Борис Андреевич. – Омск, 2020. – 185 с.
105. Косарев, Б.А. Способы поддержания значений напряжения и частоты в допустимых пределах в условиях распределенной генерации при

резкопеременном характере нагрузки потребителя / Б.А. Косарев, Г.А. Кошук, Д.В. Лазарев, А.А. Охотников, Р.Н. Хамитов // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2023. – Т. 19, № 3. – С. 64-73.

106. Косарев, Б.А. Устранение отклонений напряжения и частоты, подавление хаотических колебаний в электротехнической системе с распределенной генерацией / Б. А. Косарев, В. К. Федоров // Омский научный вестник. – 2019. – № 6(168). – С. 52-57.

107. Костенко, М.П. Электрические машины. В 2 ч. / М.П. Костенко, Л.М. Пиотровский. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1958.- 651 с.

108. Костюк, О.М. Элементы теории устойчивости энергосистем / О.М. Костюк. – Киев: Наук. думка, 1983. – 296 с.

109. Крылова, И.А. Модель синхронного генератора с учетом насыщения магнитной цепи в среде MATLAB/SIMULINK для исследования автоматических регуляторов / И. А. Крылова, Б. В. Кавалеров, Е. А. Чабанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2017. – № 24. – С. 178-191.

110. Кубарева, Т.С. Разработка методов исследования устойчивости электроэнергетических систем на основе теории катастроф: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.14.02 / Кубарева Татьяна Сергеевна. – М.: 2000. – 18 с.

111. Кузнецов, О.Н. Эквивалент энергосистемы глобального энергетического объединения для расчётов динамической устойчивости / О. Н. Кузнецов, И. С. Зубкова, Д. А. Аверьянов // Электротехника. – 2022. – № 1. – С. 47-53.

112. Куликов, А.Л. Повышение быстродействия последовательного анализа в устройствах автоматики энергосистем энергорайонов с распределенной генерацией / А. Л. Куликов, П. В. Илюшин, А. А. Лоскутов // Электротехника. – 2021. – № 2. – С. 34-41.

113. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие / Ю.А. Куликов.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 283 с.

114. Лебедев, С.А. Определение импедансов сложных электрических систем / С.А. Лебедев // Электричество. – 1938. – № 12. – с. 43 – 47.

115. Липский, А.М. Экспериментальное определение статических характеристик узлов нагрузок электрических систем / А. М. Липский, И. М. Аронович // Естественные и технические науки. – 2009. – № 3(41). – С. 410-415.

116. Лоскутов, А.Б. Моделирование режимов работы распределительной сети с различными источниками распределенной генерации / А. Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов, Д. В. Зырин, А. С. Демидова // Актуальные проблемы электроэнергетики : сборник научно-технических статей, Нижний Новгород, 22 декабря 2017 года / Ответственный редактор А.Б. Дарьенков. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, 2017. – С. 128-131.

117. Лоханин, Е.К. Методика расчетов установившихся режимов работы энергосистем с учетом изменения частоты / Е. К. Лоханин, Ю. В. Морошкин, Е. Л. Россовский Ю.Н. Гараев, К.А. Новак, М.С. Федорович // Электричество. – 2013. – № 3. – С. 10-18.

118. Лоханин, Е.К., Некоторые вопросы анализа статической устойчивости электроэнергетических систем / Е. К. Лоханин, Е. Л. Россовский, Ю. Н. Гараев, Ю. В. Морошкина, В. А. Глаголева // Электричество. – 2013. – № 9. – С. 2-6.

119. Лоханин, Е.К. О расчете длительных переходных процессов в энергосистемах / Е. К. Лоханин, Е. Л. Россовский // Электричество. – 2013. – № 11. – С. 9-13.

120. Лютер, Р.А. Расчет синхронных машин / Р.А. Лютер. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1979. – 272 с.

121. Лянзберг, С.В. Разработка и выбор структуры алгоритмов управления возбуждением синхронных генераторов в энергосистеме : автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.14.02 / Лянзберг Сергей Владимирович. – Москва, 2010. – 18 с.

122. Маджидов, А.Ш. Метод эквивалентирования асинхронных двигателей для расчетов тока короткого замыкания в системе собственных нужд / А. Ш. Маджидов, Ю. П. Гусев // Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 3. – С.

102-115.

123. Мадонов, А.Н. Математическое моделирование и анализ статической устойчивости автономных электроэнергетических систем: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.18 / Мадонов Анатолий Николаевич. - Ульяновск, 2003. – 21 с.

124. Маевский, О.А. Энергетические показатели вентильных преобразователей / О.А. Маевский. – М.: Энергия, 1978.- 320 с.

125. Малафеев, А.В. Оптимизация эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными источниками электроэнергии: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Малафеев Алексей Вячеславович. – Магнитогорск: 2004. – 20 с.

126. Малоземова, О.Ю. Исследование режимов работы парогазовой установки при выделении на изолированную работу в составе дефицитного энергорайона / О. Ю. Малоземова, П. В. Тоцаков, П. В. Чусовитин, А. В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодежи - 2017: Материалы VIII Международной научно-технической конференции, Самара, 02–06 октября 2017 года. Том 2. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2017. – С. 145-148.

127. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.

128. Мелешкин Г.А. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах / Г.А. Мелешкин. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2005. - 376 с.

129. Мелешкин, Г.А. Устойчивость энергосистем. Теория: Монография / Г.А. Мелешкин, Г.В. Меркурьев. – СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2006. - 350с.

130. Мельников, Д.В. Математическая модель систем регулирования энергетических турбин с регулируемыми отборами пара / Д. В. Мельников, Ч. Т. Мин // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2015. – № 2(38). – С. 13.

131. Мельников, Н.А. Реактивная мощность в электрических сетях / Н.А. Мельников. – М.: Энергия, 1975. – 128 с.

132. Меркурьев, Г.В. Оперативно-диспетерское управление энергосистемами / Г.В. Меркурьев. – СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2002. – 118 с.
133. Меркурьев, Г.В. Устойчивость энергосистем. Расчеты: Монография / Г.В. Меркурьев, Ю.М. Шаргин. - СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2006. - 300с.
134. Методика расчетов устойчивости автоматизированных электрических систем ; под ред. В.А. Веникова. – М.: «Высшая школа», 1966. – 248 с.
135. Михайлив, В.И. Разработка методики получения статических характеристик основных потребителей электроэнергии для оптимизации систем электроснабжения промпредприятий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Михайлив Василий Иванович. – М.: 1985. – 19 с.
136. Морошкин, Ю.В. Разработка практических методов расчета устойчивости современных электрических систем: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Морошкин Юрий Викторович. – М.: 1984. – 20 с.
137. Москаленко, В.В. Электрический привод/ В.В. Москаленко. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 368 с.
138. Никифоров, Г.В. Энергосбережение и управление энергопотреблением в металлургическом производстве / Г.В. Никифоров, В.К. Олейников, Б.И. Заславец. – М.: Энергоатимиздат, 2003. – 240 с.
139. Никифоров, Г.В. Энергосбережение на металлургических предприятиях / Г.В. Никифоров, Б.И. Заславец. – Магнитогорск: МГТУ, 2000. – 283 с.
140. Никифоров, Г.В. Эффективность использования собственных электростанций на металлургическом предприятии / Г.В. Никифоров, Б.И. Заславец // Электрификация металлургических предприятий Сибири. Вып. 8. – Томск, 1999. – С. 72-80.
141. Николаев, А.А. Исследование различных типов стабилизаторов PSS, используемых в системах автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов / А. А. Николаев, А. С. Даниленко, И. А. Ложкин //

Электротехника: сетевой электронный научный журнал. – 2018. – Т. 5, № 1. – С. 3-10.

142. Овсеенко, В.В. Выбор рационального метода утяжеления для расчетов статической устойчивости при проектировании энергосистемы: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.14.02 / Овсеенко Валерий Владимирович. – М.: 1984. – 20 с.

143. Осин, И.Л. Электрические машины: Синхронные машины / И.Л. Осин, Ю.Г. Шакарян; под ред. И.П. Копылова. – М.: Высш. шк., 1990. – 304 с.

144. Павлов, Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев; РАО "ЕЭС России", Центр подгот. кадров (СЗФ АО "ГВЦ Энергетики"). - СПб. : Центр подгот. кадров (СЗФ АО "ГВЦ Энергетики"), 2001. - 387 с.

145. Паздерин, А.В. Определение статической характеристики крупных узлов нагрузки / А. В. Паздерин, А. А. Суворов, А. С. Тавлинцев, П.В. Чусовитин, А.В. Юдин // Научное обозрение. – 2013. – № 7. – С. 70-77.

146. Панкратов, А. В. Определение статических характеристик нагрузки по напряжению по данным пассивного эксперимента с учётом реакции сети / А. В. Панкратов, А. К. Жуйков, А. А. Шувалова, В. И. Полищук // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 2(51). – С. 4-11.

147. Папков, Б.В. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, А. Л. Куликов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 4(82). – С. 119-131.

148. Пат. **188256 U1 Российская Федерация, МПК H02J 9/06**. Устройство управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на резервируемой секции шин подстанции / Илюшин П. В., Куликов А. Л.; заявители и патентообладатели: Илюшин П.В., Куликов А.Л. № 2018145706; заявл. 24.12.2018; опубл. 04.04.2019.

149. Пат. **2130690 C1 Российская Федерация, МПК H02P 9/36**. Устройство возбуждения синхронного генератора / Галиновский А.М., Ленская

Е.А., Матросов В.И., Тужилкин В.Н. – № 940444/09; заявл. 16.12.1994; опубл. 20.05.1999.

150. Пат. 2145766 С1 Российская Федерация, МПК H02P 9/14. Способ регулирования возбуждения синхронной машины / Герих В.П., Логинов Н.П., Окин А.А.; заявитель и патентообладатель Акционерное общество Центральное диспетчерское управление Единой Энергетической Системы России.– № 99102868/09; заявл. 18.02.1999; опубл. 20.02.2000.

151. Пат. 2237346 С2 Российская Федерация, МПК H02P 9/14, H02P 9/30. Способ и устройство регулирования возбуждения синхронного генератора / Золотухин Ю.Н., Нестеров А.А., Симонов Б.Ф., Кадышев А.И., Канискин Н.А., Постников А.С., Харитонов С.А., Масленников В.В.; заявитель и патентообладатель Научно-производственное объединение "ЭЛСИБ" Открытое акционерное общество. – № 2002118209/09; заявл. 05.07.2002; опубл. 27.09.2004.

152. Пат. 2385528 С1 Российская Федерация, МПК H02P 1/46, H02P 9/14. Способ автоматического регулирования возбуждения машины переменного тока / Абрамович Б.Н., Круглый А.Р., Устинов Д.А. ; заявители и патентообладатели Абрамович Б.Н., Круглый А.Р., Устинов Д.А. – № 2008147114/09; заявл. 21.11.2008; опубл. 27.03.2010.

153. Пат. 2498495 С1 Российская Федерация, МПК H02P 9/10, H02P 9/14. Способ настройки параметров регулятора возбуждения синхронного электрического генератора / Бумагин А.В., Гондарь А.В., Борзов А.Б., Лихоеденко К.П., Цыганков В.Ю.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО "Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана". – № 2012130970/07; заявл. 20.07.2012; опубл. 10.11.2013.

154. Пат. 2523005 С1 Российская Федерация, МПК H02P 9/14, H02P 9/26, H02P 9/30, H02P 9/38. Система возбуждения синхронного генератора с управляемой внешней форсировкой / Сугаков В.Г., Хватов О.С., Малышев Ю.А., Тощев А.А.; заявитель и патентообладатель ФБОУ ВПО "Волжская государственная академия водного транспорта". –№ 2013108756/07; заявл. 27.02.2013; опубл. 20.07.2014.

155. Пат. **2576652 C1** Российская Федерация, МПК **H02P 9/08**. Способ управления переходными электромеханическими процессами в электроэнергетических системах / Илюшин П.В., Макеечев В.А.; заявитель и патентообладатель Суханов О.А. – № 2014128322/07; заявл. 11.07.2014; опубл. 10.03.2016.

156. Пат. **2604874 C1** Российская Федерация, МПК **H02P 9/14, H02P 9/30, H02P 9/10**. Автоматический регулятор возбуждения генератора синхронного / Воробьев В.Н.; заявитель и патентообладатель ОАО "Электроагрегат". – № 2015153152/07; заявл 10.12.2015; опубл. 20.12.2016.

157. Пат. **2623997 C1** Российская Федерация, МПК **H02P 9/14, H02P 9/36**. Система возбуждения синхронного генератора / Наумов В.Ф.; заявитель и патентообладатель Наумов В.Ф. – № 2016126219; заявл 30.06.2016; опубл. 30.06.2017.

158. Пат. **2629378 C1** Российская Федерация, МПК **H02P 9/14, G05B 13/02, G06G 7/26**. Способ построения адаптивной системы автоматического управления возбуждением / Седойкин Д.Н.; заявитель и патентообладатель ООО научно-производственное предприятие "ЭКРА". – № 2016114111; заявл. 12.04.2016; опубл. 29.08.2017.

159. Пат. **2690667 C1** Российская Федерация, МПК **H02J 3/24**. Способ автоматической частотной разгрузки энергорайона / Илюшин П.В., Куликов А.Л.; заявители и патентообладатели: Илюшин П.В., Куликов А.Л. – № 2018137128; заявл. 22.10.2018; опубл. 05.06.2019.

160. Пат. **2692054 C1** Российская Федерация, МПК **H02J 3/46**. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов и делительной автоматики в электрических сетях / Илюшин П.В., Куликов А.Л.; заявители и патентообладатели Илюшин П.В., Куликов А.Л. – № 2018135638; заявл. 10.10.2018; опубл. 20.06.2019.

161. Пат. **2692758 C1** Российская Федерация, МПК **H02J 9/06, H02J 13/00**. Способ управления электроснабжением промышленного энергорайона с источниками распределенной генерации при коротком замыкании на

резервируемой секции шин подстанции / Илюшин П.В., Куликов А.Л.; заявители и патентообладатели Илюшин П.В., Куликов А.Л. – № 2018145705; заявл. 24.12.2018; опубл. 27.06.2019.

162. Пат. 2730692 С1 Российская Федерация, МПК H02J 3/24. Способ автоматического распределения отключения нагрузки / Куликов А.Л., Илюшин П.В., Ахметбаев Д.С., Жандигулов А.Р.; заявители и патентообладатели Куликов А.Л., Илюшин П.В., Ахметбаев Д.С., Жандигулов А.Р. – № 2020101601; заявл. 16.01.2020; опубл. 25.08.2020.

163. Пат. 65318 U1 Российская Федерация, МПК H02P 9/30, H02P 9/34. Устройство регулирования возбуждения синхронного генератора / Утляков Г.Н., Нуруллин Р.Ф., Дильмухаметов Д.С., Валеев А.Р., АСадуллин В.М.; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Уфимский государственный авиационный технический университет.– №2007110314/22; заявл. 20.03.2007; опубл. 27.07.2007.

164. Пелисье, Р. Энергетические системы / Р. Пелисье; пер. с франц. – М.: Высш. школа, 1982. – 568 с.

165. Перевалов, К.В. Особенности участия объектов распределенной генерации в регулировании напряжения / К. В. Перевалов, П. В. Илюшин // Электроэнергетика глазами молодежи - 2017 : Материалы VIII Международной научно-технической конференции, Самара, 02–06 октября 2017 года. Том 3. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2017. – С. 68-71.

166. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях / Н.Д. Анисимова, В.А. Веников, В.В. и др.; под ред. В.А. Веникова. – М.-Л.: Энергия, 1967. – 456 с.

167. Петелин, Д.П. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных двигателей / Д.П. Петелин. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 106 с.

168. Петров, В.В. Использование статических характеристик крупных узлов нагрузки при ликвидации аварийных режимов энергосистем / В. В. Петров, В. И. Котенев, А. А. Альмендеев // Электроэнергетика глазами молодежи : труды VI международной научно-технической конференции, Иваново, 09–13 ноября

2015 года / ответственный редактор: Тютиков В.В., д.т.н., профессор, проректор по научной работе ИГЭУ. Том 1. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2015. – С. 163-166.

169. Полякова, О.Ю. Регулирование частоты при выделении дефицитного энергорайона с ПГУ на изолированную работу: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Полякова Ольга Юрьевна, – Екатеринбург, 2020. – 122 с.

170. Поляхов, Н.Д. Метод определения внешнего индуктивного сопротивления синхронного генератора как обобщенного параметра, характеризующего состояние энергосистемы / Н. Д. Поляхов, И. А. Приходько, И. А. Рубцов // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 5. – С. 134.

171. Помазкин, В.П. Оценка запаса статической устойчивости синхронного генератора по напряжению / В.П. Помазкин, В.П. Гречин // Электричество. – 1975. - № 9. – С. 69-70.

172. Попков, Е.Н. Математическая модель паровой турбины с противодействием и учетом тепловой нагрузки электрических станций / Е. Н. Попков, Б. Андранович, А. И. Курилкин // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2015. – № 1(214). – С. 15-21.

173. Портной, М.Г. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости / М.Г. Портной, Р.С. Рабинович. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.

174. Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (электрическое оборудование) : учебное пособие / под общей редакцией Ф. Л. Когана. — Москва : ЭНАС, 2017. — 352 с.

175. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации . — Москва : ЭНАС, 2014. — 264 с.

176. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — 3-е изд. — Москва : ИНФРА-М, 2024. — 187 с.

177. Приказ Министерства энергетики РФ от 9 января 2019 г. N 2 "Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической

эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229" (с изменениями и дополнениями).

178. Приходько, М.А. Адаптивный блок согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов электростанций / М. А. Приходько, Ю. Н. Булатов, И. В. Игнатъев // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2015. – Т. 1. – С. 71-75.

179. Рабинович, Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем / Р.С. Рабинович; под ред. Зейлидзона Е.Д. – М.: Энергия, 1980.–344 с.

180. Расулзода, Х.Н. Исследования системы возбуждения синхронных генераторов с ПИД-регулятором/ Х.Н. Расулзода // Вестник Чувашского университета – 2017. – № 3. – С. 123-129.

181. Рафиков, В.Р. Исследование влияния отклонений параметров моделей синхронных генераторов на результаты расчета динамической устойчивости электроэнергетической системы / В. Р. Рафиков, И. Е. Иванов, А. Ю. Мурзин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2024. – № 5. – С. 52-65.

182. Ротанова, Ю. Н. Повышение устойчивости системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями при коротких замыканиях: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Ротанова Юлия Николаевна, – Магнитогорск, 2008. – 174 с.

183. Рюденберг, Р. Переходные процессы в электроэнергетических системах / Р. Рюденберг . – М. : Изд-во иностранной лит., 1955 . – 715 с.

184. Рындин, И.А. Адаптивная делительная автоматика по частоте для энергорайонов с объектами распределенной генерации / И. А. Рындин, Р. Б. Абеуов // Энергетика и энергосбережение: теория и практика : Сборник материалов IV Всероссийской научно-практической конференции: электронный сборник, Кемерово, 19–21 декабря 2018 года / Под редакцией В.Г. Каширских, И.А. Лобур. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет

имени Т.Ф. Горбачева, 2018. – С. 328.1-328.6.

185. Сабинин, Ю.А. Частотно-регулируемые асинхронные электроприводы / Ю.А. Сабинин, В.Л. Грузов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985. – 128 с.

186. Сафаров, Х.С.С.у. О выборе численных методов интегрирования уравнений переходных процессов в электроэнергетических системах / Х. С. С. у. Сафаров, А. А. у. Суюнов, О. Э. Бабаев, С. Э. Сайфиев // Электричество. – 2022. – № 4. – С. 40-46.

187. Седойкин, Д.Н. Адаптивный автоматический регулятор возбуждения на основе нечеткого аппроксиматора в режиме недовозбуждения синхронной машины / Д. Н. Седойкин, А. А. Юрганов // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2018. – Т. 24, № 2. – С. 22-29.

188. Седойкин, Д.Н. Разработка структуры адаптивных систем возбуждения синхронных генераторов для демпфирования колебаний в электроэнергетических системах: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Седойкин Дмитрий Николаевич, – СПб, 2019. – 131 с.

189. Седойкин, Д.Н. Эффективность адаптивного АРВ на основе нечеткого аппроксиматора при работе синхронного генератора в сложной энергосистеме / Д. Н. Седойкин, А. А. Юрганов // Релейная защита и автоматизация. – 2018. – № 2(31). – С. 30-35.

190. Сенько, В.В. Оценка запаса статической устойчивости при многокоординатных утяжелениях режима энергосистемы / В. В. Сенько // Энергия единой сети. – 2022. – № 3-4(64-65). – С. 64-70.

191. Слодарж, М.И. Режимы работы, релейная защита и автоматика синхронных электродвигателей / М.И. Слодарж. – М.: Энергия, 1977. – 216 с.

192. Смирнов, К.А. Развитие теории расчета экономической и статической устойчивости сложных электроэнергетических систем: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.14.02 / Смирнов Кирилл Алексеевич. – М.: 1997. – 38 с.

193. Собственные нужды тепловых электростанций / Э.М. Аббасова, Ю.М. Голоднов, В.А. Зильберман, А.Г. Мурзаков; под ред. Ю.М. Голоднова. – М.:

Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.

194. Совалов, С.А. Сходимость итерационных процессов установления режимов как критерий статической устойчивости / Баринов В.А. // Электричество. – 1977. – № 6. – С. 20 – 23.

195. Соловьев, И.И. Автоматические регуляторы синхронных генераторов / И.И. Соловьев; под ред. Н. И. Овчаренко. – М.: Энергоиздат, 1981. – 248 с.

196. Строев, В.А. Статическая устойчивость электроэнергетических систем (системный подход): автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.14.02. / Строев Владимир Андреевич. – М., 1987. – 40 с.

197. Суворов, А.А. Всережимная верификация расчётов при анализе динамической устойчивости электроэнергетических систем / А. А. Суворов, А. С. Гусев, М. В. Андреев, А. Б. Аскараров // Электричество. – 2020. – № 11. – С. 28-37.

198. Суворов, А.А. Система автоматического управления силовым преобразователем на основе свободно конфигурируемой структуры виртуального синхронного генератора / А.Б. Аскараров, М.В. Андреев [и др.] // Электричество. 2022. № 4. С. 15-26. DOI: 10.24160/0013-5380-2022-4-15-26.

199. Супрунович, Г. Улучшение коэффициента мощности преобразовательных установок / Г. Супрунович; пер. с польск. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 136 с.

200. Сыромятников, И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей / И.А. Сыромятников. – М.-Л., Госэнергоиздат, 1963. – 527 с.

201. Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем / В.И. Тарасов. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с.

202. Тарасов, В.М. Повышение эффективности управления эксплуатационными режимами систем электроснабжения промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой : дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / Тарасов Владимир Маркелович. – Магнитогорск, 2012. – 179 с.

203. Тацилин, В.А. Анализ и выбор параметров стабилизации устройств регулирования возбуждения с использованием методов идентификации: дис. ...

канд. техн. наук: 05.14.02 / Тащилин Валерий Александрович. – Екатеринбург, 2018. – 139 с.

204. Темгеновская, Т.В. Методы настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов/ Т.В.Темгеновская // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2017. – № 3. – С. 84-94.

205. Тиджиев, М.О. Повышение устойчивости технологических процессов непрерывных производств при кратковременных нарушениях электроснабжения: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.09.03 / Тиджиев Марат Олегович. – М.: 2005. – 20 с.

206. Тошходжаева, М.И. Проблемы управления электроэнергетической системой с учетом источников распределенной генерации / М. И. Тошходжаева // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. – 2020. – № 1(14). – С. 59-65.

207. Трофимов, М.А. Математическое моделирование системы автоматического регулирования паровой турбины / М. А. Трофимов, Е. Г. Мурачев, А. А. Рогоза, Н. Д. Егупов // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. – 2021. – № 4. – С. 99-109.

208. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (с изменениями на 28.12.2020) /Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

209. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

210. Ушаков, Е.И. Статическая устойчивость электрических систем / Е.И. Ушаков. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1988. – 273 с.

211. Филиппова, Н.Г. Автоматизированный поиск предельных режимов ЭЭС по условиям статической устойчивости / Н.Г. Филиппова, Е.Г. Бердник // Электричество. – 2002. – № 9. – С. 9 – 15.

212. Фираго, Б.И. Регулируемые электроприводы переменного тока/ Б.И. Фигаро, Л.Б. Павлячик. – Мн.: Техноперспектива, 2006. – 363 с.

213. Фираго, Б.И. Теория электропривода/ Б.И. Фигаро, Л.Б. Павля-чик. – Минск: Техноперспектива, 2007. – 585 с.
214. Фомина, Т.Ю. Разработка алгоритма расчета переходных процессов сложных регулируемых ЭЭС : дис. ... канд. техн. наук 05.14.02 / Фомина Татьяна Юрьевна. – М., 2014. – 109 с.
215. Функции Ляпунова / Е.А. Барабашин – М.: Наука, 1970. – 240 стр.
216. Ха, А.Т. Адаптивное управление мощным синхронным генератором: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Ха Ань Туан. – СПб, 2014. – 22 с.
217. Хачатрян, Э.А. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных двигателей / Э.А. Хачатрян. // Сб.: Применение синхронных электродвигателей в промышленности. – М.: Московский дом научно-технической пропаганды им. Ф. Э. Дзержинского, 1966. – С. 109-119.
218. Чебан, В.М. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях / В.М. Чебан, А.К. Ландман, А.Г. Фишов. – М.: Высш. шк., 1990. – 144 с.
219. Чемборисова, Н.Ш. Обобщенные показатели для оценки допустимых режимов в дефицитных электроэнергетических системах / Н.Ш. Чемборисова // Электричество. – 2004. – № 4. – С. 2-10.
220. Черномзав, И.З. Участие ПГУ-325 в первичном регулировании частоты / И.З. Черномзав, А.Д. Меламед, Р.В. Мухаррямов, О.А. Маневская, А.А. Морозова, А.В. Меньшиков // Теплоэнергетика. – 2013. – № 10. – С. 50.
221. Чершова, В. О. Контроль устойчивости узлов двигательной нагрузки электрических сетей в режиме реального времени : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Чершова Валерия Олеговна. – Новосибирск, 2016. – 22 с.
222. Чусовитин, П.В. Мониторинг устойчивости энергосистемы на основе динамического эквивалента, определенного по векторным измерениям / П. В. Чусовитин, А. В. Паздерин // Электричество. – 2013. – № 2. – С. 2-10.
223. Шарьгин, М.В. Разработка методов и устройств защиты и автоматического управления интеллектуальными системами электроснабжения с активными промышленными потребителями : автореф. дис. ... д-ра техн. наук:

05.09.03 / Шарьгин Михаил Валерьевич. – Нижний Новгород, 2017. – 40 с.

224. Шепилов, О.Н. Современное состояние программных средств расчета и анализа режимов энергосистем / О.Н. Шепилов // Современные программные средства для расчета и оценивания состояния режимов электроэнергетических систем: Материалы научно-практического семинара. – Иркутск: ИДУЭС, 2001. – С. 4 – 9.

225. Шхати, Хамид Вассфи. Развитие методов математического моделирования переходных процессов современных генераторов для повышения эксплуатационных показателей их работы : автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02 / Шхати Хамид Вассфи. – Санкт-Петербург, 2008. – 42 с.

226. Щедрин, В.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие / В.А. Щедрин. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2007. 422 с.

227. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Л.М. Горбунова, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович и др.; под ред. С.А.Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.

228. Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем / В. А. Богданов, В. А. Веников, Я. Н. Лугинский, Г. А. Черня; под редакцией В. А. Веникова. — Москва: Высшая школа, 1979.

229. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: учебн. пособие для электроэнерг. вузов; под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. школа, 1970. – 336 с.

230. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей: учебн. пособие для электроэнерг. вузов; под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. школа, 1975. – 344 с.

231. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем: учебник / В.А. Веников, Э.Н. Зуев, М.Г. Портной и др.; под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. школа, 1982. – 247с.

232. Электроснабжение электротехнологических установок / Б.П. Борисов, Г.Я. Вагин. – Киев: Наук. думка, 1985. – 248 с.

233. Электротехнологические и промышленные установки: учебник для вузов/ И.П. Евтюкова, Л.С. Кацевич, Н.М. Некрасова, А.Д. Свенчанский; под редакцией А.Д. Свенчанского. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 300 с.

234. Юрганов, А.А. Некоторые соображения о статье Ф.Л. Когана "Особенности сильного регулирования возбуждения синхронных генераторов в сложной энергосистеме" / А. А. Юрганов // Электрические станции. – 2019. – № 7(1056). – С. 36-37.

235. Юрганов, А.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А.А. Юрганов, В.А. Кожевников. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.

236. Abakar, D. Transient stability analysis of the multimachine power system using ETAP software / D. Abakar, A.A. Abouelsoud, S.J. Michael, S.Simiyu. // Sitati International Journal of Electrical and Electronics Engineering Studies.– 2020. – Vol.6.– №.1.– P. 1-12.

237. Abdel-Magid, Y.L. Optimal multiobjective design of robust power system stabilizers using genetic algorithms / Y. L. Abdel-Magid, M. A. Abido // IEEE Transactions on Power Systems. 2003. –Vol. 18. – №. 3. – P. 1125-1132.

238. Asber, D. Transient behavior of a distribution network incorporating decentralized generation / D. Asber, S. Lefebure, M. Huneault // Int. J. Elec. Power and Energy Syst. – 2005. – 27, № 3. – P. 185 – 103.

239. Baseer, M.A. Transient Stability Improvement of Multi-machine Power System using Fuzzy Controlled TCSC/ M.A. Baseer // IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE). – Jan. 2014. – Vol. 9. – № 1. – Ver. I. – P. 28-40.

240. Benidris, M. Impacts of transient instability on power system reliability / M. Benidris, J. Mitra, C. Singh // 2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). – Beijing, China, 2016. – P. 1-6.

241. Bollinger, K.E. Accelerating power versus electrical power as input signals to power system stabilizers / K.E. Bollinger, W.Gu, E. Norum // in IEEE Transactions on Energy Conversion. Dec. 1991. – Vol. 6. – №. 4. – P. 620-626.

242. Chen, Y. A Full Dynamic Voltage Stability Research Based on Time-

domain Simulation/ Y. Chen, Y. Zhang, J. Zhang, Y. Zhang, L. Song// Energy and Power Engineering.– 2013.–№ 5. – P. 769-773.

243. Choucha, A. Robust control design of PSS for dynamic stability enhancement of power system / A. Choucha, L. Chaib, S. Arif. // J. Electrical Systems. – 2017.– № 13-2.– P. 376-386.

244. Elmenfy, T.H. Different Trends on Power System Stabilizer / T.H. Elmenfy// IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN). – 2021– Vol. 11. – № 2, S. –I, P. 01-10.

245. Emini, E. Transient Stability Studying of Power System with Synchronous Generators Equipped with AVR and GOV Using Neplan Software / E. Emini// International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET).– 2018.– Vol. 05.– № 02.– P. 1476-1483.

246. Gautam, N.B. Transient Stability Analysis of Power System Using ETAP / N.B. Gautam, N. Poudel, B. KC, R. Sah, K.R. Neupane, P. Basnet, A. Shah, B. Pandey// International Journal of Advanced Engineering.– 2023. –Vol. 06. – № 01. P. 20-35.

247. Ghfarokhi, G. Shahgholian Analysis and simulation of the single-machine infinite-bus with power system stabilizer and parameters variation effects / G.S. Ghfarokhi, M. Arezoomand, H. Mahmoodian // 2007 International Conference on Intelligent and Advanced Systems, Kuala Lumpur. – Malaysia, 2007.– P. 167-171.

248. Hossain, M.J. Excitation control for improving transient stability limit and voltage regulation with dynamic loads / M.J. Hossain, H.R. Pota, M.A. Mahmud, R.A. Ramos // IFAC Proceedings Volumes. – 2011. –Vol. 44, № 1, P. 4971-4976.

249. "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," in IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005). – 2016. – P.1-207.

250. Jeevanandham, A. Robust Design of Decentralized Power System Stabilizers using Meta-heuristic Optimization Techniques for Multimachine Systems / A. Jeevanandham, K.G. Thanushkodi // SERBIAN JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING. –2009.– Vol. 6. – №. 1. P. 89-103.

251. Kahouli, A. A genetic algorithm PSS and AVR controller for electrical

power system stability / A. Kahouli, T. Guesmi, H.H. Abdallah, A. Ouali // 2009 6th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices. – Djerba, Tunisia, 2009. – P. 1-6.

252. Majstrović, M. Influence of power system stabilizer on the transient stability / M. Majstrović, D. Bajs, G. Majstrović //The 11<sup>th</sup> International daaam symposium “Intelligent Manufacturing & Automation: Man – Machine – Nature”. – 2000.

253. Mhmoud, K.A.E. Power System Dynamics and Stability / K.A.E. Mhmoud, A.a.M. Imam, A.Z.M.E. Elhassan // IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE). –2021. –Vol. 16.– № 2 Ser. I. – P. 26-38.

254. Mota, L.Toled.M. Load modeling at electric power distribution substations using dynamic load parameters estimation / L.T.M. Mota, A.A. Mota // Int. J. Elec. Power and Energy Syst. – 2004. – Vol. 26, № 10. – P. 805-811.

255. Mudau, D.S. User defined controllers in power system stability analysis using PacDyn 8.1 simulation tool / D.S. Mudau, Komla Folly, K. Awodele// AFRICON 2009. – Nairobi, Kenya: 2009. – P. 1-7.

256. Noland, K. Excitation System Technologies for Wound-Field Synchronous Machines Survey of Solutions and Evolving Trends / K. Noland, S. Nuzzo, A. Tessarolo, E. F. Alves // in IEEE Access. – 2019. – Vol. 7. – P. 109699-109718. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2933493.

257. Popovic, D.P. Evaluation of post-dynamic quasi-stationary states during the islands operation of power system parts / D.P. Popovic, S.V. Mijailovic // Fact a Univ. Ser. Electron. and Univ. Nis. – 2005. – 18, № 1. – P. 71-86.

258. Sadamoto, T. Dynamic Modeling, Stability, and Control of Power Systems with Distributed Energy Resources/ T. Sadamoto, A. Chakrabortty, T. Ishizaki, J. Imura//.– arXiv:1804.04933v3 [cs.SY]. – 13 Sep 2018.

259. Salman, G.A. The Dynamic Stability of The Iraq's Power Station Using PID Controller Optimized by FA and PSO Based on Different Objective Functions / G.A. Salman, H.I. Hussein, M.S.H. Enhancement //ELEKTROTEHNIŠKI VESTNIK.– 2018. – № 85(1-2): P. 42-48.

260. Senyuk, M. Power System Transient Stability Assessment Based on Machine Learning Algorithms and Grid Topology / M. Senyuk, M.Safaraliev, F.Kamalov, H. Sulieman, // Mathematics. – 2023. – Vol. 11. № 525. – P. 1-15.

261. Shi, H. Stability Analysis on Power System with Large Power Source H. Shi, X. Zhou// Energy and Power Engineering. – 2013. № 5. P. 517-521.

262. Shukla, M. Power System Stability and Control / M. Shukla ; V.V. Mehtre // IRE Journals Iconic Research And Engineering Journals. – July-2022. – Vol. 6. – № 1. – P. 19-23.

263. Sumanbabu, B. Robust tuning of modern power system stabilizers using Bacterial Foraging Algorithm / B. Sumanbabu, S. Mishra, B. K. Panigrahi, G. K. Venayagamoorthy // 2007 IEEE Congress on Evolutionary Computation. – Singapore, 2007. – P. 2317-2324.

264. Voropai, N.I. Smart emergency control in electric power systems / N.I. Voropai, D.N. Efimov, P.V. Etingov, D.A. Panasetsky // IFAC Proceedings. – 2011. – Vol. 44. – № 1. – P. 1658-1664.

265. Xiufeng, S. Research on Measures to Improve Stability of the Power System / S. Xiufeng, M. Shiguang – Applied Mechanics and Materials. –2015.– Vol. 742.– pp 648-652.

266. Wei, J. An Adaptive Control Strategy for Virtual Synchronous Generator to Damp Power System Low Frequency Oscillation / J. Wei, S. Ye, Y. Zhang, K. Zhang, C. Zhang, W. Hu // 2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES). – Chengdu, China: 2020. – P. 96-100.

267. Zimmer, H. Influences of Excitation Systems on the Dynamic Voltage Behavior of Power Systems / H. Zimmer, M. W. Asmah, J. Hanson // Paper submitted to the International Conference on Power Systems Transients (IPST2015). – Cavtat, Croatia, 2015.

268. Заславец, Б.И. Расчет режимов электроснабжения с учетом статических характеристик нагрузок по частоте и напряжению / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев А.В. Малафеев, В.В. Зиновьев, **О.В. Буланова** // Электрика. – 2002. – №11. – С. 11 – 15.

269. Заславец, Б.И. Учет статических характеристик при автономной работе системы электроснабжения / Б.И. Заславец В.А. Игуменцев А.В. Малафеев В.В. Зиновьев, **О.В. Буланова** // Электрика. - 2002. – №12. – С. 14 – 17.

270. Игуменцев, В.А. Расчет динамических характеристик синхронных и асинхронных двигателей промышленных предприятий с целью анализа устойчивости систем электроснабжения / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова // Вестник МГТУ им. Г.И. Носова / МГТУ. Вып. 2 (14) – Магнитогорск, 2006. – С. 71 -75.

271. Игуменцев, В.А. Расчет и анализ динамической устойчивости узлов нагрузки промышленных предприятий с собственными электростанциями / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова** // Изв. вузов. Электромеханика. – 2006. – №4. – С. 94 – 98.

272. Буланова, О.В. Расчет показателей статической устойчивости систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, имеющих в своем составе собственные электростанции / **О.В. Буланова** // Вестник МГТУ им. Г.И. Носова / МГТУ. Вып. 2 (14) – Магнитогорск, 2006. – С. 37 -40.

273. Разработка программного обеспечения расчета и анализа устойчивости узла нагрузки ЦЭС – ПВЭС при выходе на раздельную работу: Отчет о НИР / Заславец Б.И., **Буланова О.В.**, Игуменцев В.А., Малафеев А.В. – Магнитогорск: МГТУ им. Г.И. Носова. – 2006. – 118 с.

274. **А.с. 2007611306 Российская Федерация.** Программа «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий» В.А. Игуменцев, В.В. Зиновьев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова.** – № 2007610472; заявл. 12.02.2007. Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2007. № 2. – С. 302-303.

275. Буланова, О.В. Управление режимами промышленных электростанций при выходе на раздельную работу : дис. ... канд. техн.наук: 05.09.03 / Буланова Ольга Викторовна. – Магнитогорск, 2007. – 175 с.

276. **А.с. 2008610773 Российская Федерация.** Программа «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий» / В.А. Игуменцев, , А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова, В.В. Зиновьев. – № 2007615156; заявл. 17.12.2007. Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2008. № 2. – С. 186.

277. Малафеев, А.В. Исследование динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями при отделении от энергосистемы в результате короткого замыкания / А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. – 2008. – № 17(117). – С. 72-74.

278. Игуменцев, В.А. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения / В.А. Игуменцев, Б.И. Заславец, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова // Промышленная энергетика. – 2008. – № 6. – С. 16-22.

279. Заславец, Б.И. Представление машин переменного тока в расчетах динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова// Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2008. – № 11(111). – С. 3-8.

280. **А.с. 2009620449 Российская Федерация.** База данных «Технические данные электросетевого оборудования ОАО «ММК» для расчета нормативов технологических потерь электроэнергии» / Б.И. Заславец, Т.Б. Оленникова, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова, Е.Б. Ягольникова, М.А. Алтухова. – № 2009620373; заявл. 20.07.2009. Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2009. № 4. – С. 466.

281. Заславец, Б.И. Анализ переходных процессов в системах

электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями в режимах выхода на раздельную работу после короткого замыкания / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, Н.А. Николаев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – № 1. – С. 60-65.

282. Игуменцев, В.А. Оценка действия релейных защит в системах электроснабжения с местными электростанциями по условиям селективности и сохранения устойчивости / В.А. Игуменцев, Н.А. Николаев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова** // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – № 1. – С. 66-71.

283. Буланова, О.В. Прогнозирование переходных режимов собственных электростанций промышленных предприятий при выходе на раздельную работу с учетом производительности механизмов собственных нужд / **О.В. Буланова** // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – № 1. – С. 72-75.

284. Буланова, О.В. Анализ переходных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий, имеющих в своем составе объекты малой энергетики / **О.В. Буланова**, А.В. Малафеев, Ю.Н. Ротанова, В.М. Тарасов // Промышленная энергетика. – 2010. – № 4. – С. 22-28.

285. Малафеев, А.В. Анализ режимов несимметричных коротких замыканий в сложных системах электроснабжения с собственными электростанциями / А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Е.А. Панова, М.В. Григорьева // Промышленная энергетика. – 2010. – № 3. – С. 26-31.

286. Панова, Е.А. Анализ токов и напряжений в режимах несимметричных коротких замыканий в сетях 110-220 кВ Магнитогорского энергоузла / Е.А. Панова, М.В. Григорьева, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, В.А. Игуменцев // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2010. – № 4(32). – С. 77-81.

287. Малафеев, А.В. Оценка статической устойчивости генераторов заводских электростанций при параллельной и раздельной с энергосистемой работе / А.В. Малафеев, **О.В. Буланова** // Известия высших учебных заведений.

Проблемы энергетики. – 2010. – № 9-10. – С. 81-91.

288. Малафеев, А.В. Статическая и динамическая устойчивость систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями: монография / А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова. – Магнитогорск, 2010. – 112 с.

289. Малафеев, А.В. Исследование влияния автоматических регуляторов промышленных генераторов на параметры переходных процессов коротких замыканий и выхода на раздельную работу / А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Кондрашова // Главный энергетик. – 2011. – № 3. – С. 26-29.

290. Газизова, О.В. Исследование переходных режимов промышленных систем электроснабжения при наличии значительных электрических резкопеременных нагрузок / **О.В. Газизова**, А.В. Малафеев, В.М. Тарасов, Е.В. Прудников // Главный энергетик. – 2011. – № 12. – С. 39-46.

291. Буланова, О.В. Исследование статической устойчивости генераторов собственных электростанций ОАО "ММК" при параллельной работе с энергосистемой / **О.В. Буланова**, А.В. Малафеев, А.М. Ахметханов // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2011. – № 1(33). – С. 63-65.

292. Заславец, Б.И. Комплексная оценка эффективности токовых и дистанционных защит в сетях 110-220 кВ в условиях магнитогорского энергетического узла / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, Н.А. Николаев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Ротанова, Е.А. Панова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2011. – № 15(232). – С. 14-21.

293. Николаев, Н.А. Оценка регулирующего эффекта выпрямительной нагрузки для определения параметров установившихся режимов систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.А. Николаев, **О.В. Буланова**, А.В. Малафеев, Ю.Н. Кондрашова, В.М. Тарасов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2011. – № 4. – С. 115-118.

294. Игуменцев, В.А. Оценка эффективности релейной защиты в сетях

110-220 кВ сложных систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями: монография / В. А. Игуменцев, Б. И. Заславец, Н. А. Николаев, А. В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Кондрашова, Е.А. Панова. – Магнитогорск : Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, 2011. – 141 с.

295. **А.с. 2012612069 Российская Федерация.** Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0» / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, **О.В. Буланова**, Ю.Н. Кондрашова, Е.А. Панова, А.В. Хламова, В.М. Тарасов, Е.Б. Ягольников, Н.А. Николаев, В.В. Зиновьев. – № 2011618269; заявл. 07.11.2011. Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2012. № 2. – С 500-501.

296. Малафеев, А.В. Анализ устойчивости двигателей собственных нужд электростанций ОАО "Магнитогорский металлургический комбинат" / А.В. Малафеев, А.С. Долганова, **О.В. Газизова** // Главный энергетик. – 2012. – № 10. – С. 44-50.

297. Газизова, О.В. Исследование эффективности работы делительной автоматики в системе электроснабжения промышленного предприятия черной металлургии / **О.В. Газизова**, А.В. Малафеев, В.М. Тарасов, М. А. Извольский // Промышленная энергетика. – 2012. – № 10. – С. 12-17.

298. **А.с. 2013616847 Российская Федерация.** Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 7.0» / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, **О.В. Газизова**, Ю.Н. Кондрашова, Е.А. Панова, А.В. Кочкина, В.В. Зиновьев. – № 2013610067; заявл. 09.01.2013; опубл. 20.09.2013, Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2013. № 3. – С. 488-489.

299. Малафеев, А.В. Анализ статической устойчивости синхронных генераторов / А.В. Малафеев, **О.В. Газизова**, А.В. Кочкина, Е.А. Гринчак // Главный энергетик. – 2013. – № 7. – С. 17-25.

300. Малафеев, А.В. Оптимизация режимов промышленных электростанций с учетом зависимых ограничений по условиям статической устойчивости и длительной несимметрии: монография / А.В. Малафеев, А.В.

Кочкина, **О.В. Газизова**, Е.А. Панова. – Магнитогорск : Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, 2014. – 119 с.

301. **А.с. 2015662725 Российская Федерация.** Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 9.0» / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, Е.А. Панова, А.В. Варганова, **О.В. Газизова**, Ю.Н. Кондрашова, В.В. Зиновьев, К.С. Савельева, А.И. Юлдашева, Д.А. Крубцова, Н.А. Курилова. – № 2015619760; заявл. 15.10.2015; опубл. 20.12.2015, Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2015.

302. Малафеев, А.В. Динамическая устойчивость систем электроснабжения промышленных предприятий в режимах аварийной несимметрии: монография / А. В. Малафеев, Е. А. Панова, **О. В. Газизова**. – Магнитогорск : Издательство Магнитогорского государственного технического университета, 2015. – 107 с.

303. Kondrashova, Y.N. Increasing the Efficiency of Power Resource Management as a Solution of Issues of the Power Supply System Stability / Y. N. Kondrashova, **O. V. Gazizova**, A. V. Malapheev // International Conference on Industrial Engineering (ICIE-2015). – Chelyabinsk, 2015. – P. 759-763. – DOI 10.1016/j.proeng.2015.12.100.

304. Бунин, А.А. Анализ статической устойчивости и энергопотребления синхронных двигателей при их подключении к преобразователям частоты с изменением технологических и электрических параметров режима работы / А.А. Бунин, **О.В. Газизова**, В.М. Тарасов // Электротехнические системы и комплексы. – 2016. – № 4(33). – С. 49-60.

305. Газизова, О.В. Определение предельных параметров режимов для обеспечения успешной ресинхронизации объектов распределенной генерации в условиях предприятия черной металлургии / **О.В. Газизова**, А.В. Малафеев, Ю.Н. Кондрашова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2016. – Т. 16, № 4. – С. 12-22.

306. Газизова, О.В. Повышение эффективности управления режимами электростанций промышленного энергоузла за счет прогнозирования статической

и динамической устойчивости при изменении конфигурации сети / **О.В. Газизова**, Ю.Н. Кондрашова, А.В. Малафеев // Электротехнические системы и комплексы. – 2016. – № 3(32). – С. 27-38.

307. Gazizova, O.V. Mathematical simulation of the operating emergency conditions for the purpose of energy efficiency increase of thermal power plants management / **O. V. Gazizova**, A. V. Malafeyev, Y. N. Kondrashova // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering.– Tomsk: Institute of Physics Publishing, 2016. –Vol. 124. – P. 012056. – DOI 10.1088/1757-899X/124/1/012056.

308. Газизова, О.В. К вопросу учета насыщения в математической модели промышленного генератора для расчета переходных режимов в системе электроснабжения сложной конфигурации / **О.В. Газизова**, А.П. Соколов, А.В. Малафеев // Электротехнические системы и комплексы. – 2018. – № 1(38). – С. 40-47.

309. Газизова, О.В. Определение границ динамической устойчивости генераторов промышленной электростанции с учетом двигательной нагрузки / **О.В. Газизова**, А.А. Аллаяров, Ю.Н. Кондрашова, Н.Т. Патшин // Электротехнические системы и комплексы. – 2018. – № 2(39). – С. 34-41.

310. Sokolov, A.P. Improving the accuracy mathematical modeling of transients emergency mode industrial facilities distributed generation / A. P. Sokolov, **O.V. Gazizova** // 2018 International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation, RPA. – Moscow, 2018. – P. 8537190. – DOI 10.1109/RPA.2018.8537190.

311. Gazizova, O.V. Steady-State Stability of Industrial Distributed Generation Sources in Terms of Optimization of Their Active and Reactive Power Loading / **O. V. Gazizova**, A. V. Varganova, A. V. Malafeev // Proceedings 2018 International Ural Conference on Green Energy (UralCon): IEEE Xplore, 2018. – P. 187-192. – DOI 10.1109/URALCON.2018.8544371.

312. **А.с. 2019610251 Российская Федерация.** Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 10.0» / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, Е.А. Панова, А.В. Варганова, **О.В. Газизова**, Ю.Н. Кондрашова, В.В.

Зиновьев, А.И. Юлдашева, А.А. Крубцова, Н.А. Анисимова, А.Т. Насибуллин, М.А. Трemasов, В.С. Щербакова, В.К. Богуш. – № 2018661952; заявл. 29.10.2018; опубл. 09.01.2019, Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2019. № 1.

313. Газизова, О.В. Анализ допустимости режима потери возбуждения синхронного генератора в условиях промышленной системы электроснабжения сложной конфигурации / **О.В. Газизова**, А.П. Соколов, Н.Т. Патшин, Ю.Н. Кондрашова // *Электротехнические системы и комплексы*. – 2019. – № 2(43). – С. 12-18.

314. Малафеев, А.В. Вопросы управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии: монография / А.В. Малафеев, А.В. Варганова, Е.А. Панова, **О.В. Газизова**. – Магнитогорск : Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, 2019.

315. Газизова, О.В. Учет статической устойчивости синхронных генераторов в задаче планирования оптимальных режимов собственных электростанций по реактивной мощности / **О.В. Газизова**, А. В. Варганова, А. В. Малафеев, Н.Т. Патшин, А.Л. Корякин // *Вестник Южно-Уральского государственного университета*. Серия: Энергетика. – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 23-33.

316. Gazizova, O.V. Analysis of short circuit transients with separate operation of iron and steel industry power plant with account of dynamic characteristics of industrial load / **O. V. Gazizova**, Y. N. Kondrashova, A. P. Sokolov // *Proceedings - 2019 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2019*. – Chelyabinsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. – P. 7-12. – DOI 10.1109/URALCON.2019.8877645.

317. Gazizova, O.V. Features of application of nonsynchronous automatic reclosing in industrial electric power stations / **O. V. Gazizova**, A. P. Sokolov, N. T. Patshin // *2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2019*. – Sochi, 2019. – P. 8742918. – DOI

10.1109/ICIEAM.2019.8742918.

318. Kornilov, G.P. Improving the quality of voltage in the conditions of the oxygen-converter shop of metallurgical production / G.P. Kornilov, **O.V. Gazizova**, A.A. Bunin , M.V. Bulanov, A.L. Karyakin // Proceedings - ICOECS 2019: 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. – Ufa: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. – P. 8949928. – DOI 10.1109/ICOECS46375.2019.8949928.

319. Sokolov, A.P. Study of the transients with the loss of field of the synchronous generator in the industrial electric power station / A. P. Sokolov, **O. V. Gazizova**, Y. N. Kondrashova // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : International Scientific-Practical Conference on Quality Management and Reliability of Technical Systems 2019.– St. Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – Vol. 666. – P. 012033. – DOI 10.1088/1757-899X/666/1/012033.

320. Gazizova, O.V. The use of non-synchronous automatic reclosing in power plants of large industrial enterprises with a complex network configuration / **O. V. Gazizova**, A. P. Sokolov, N. T. Patshin, A.V. Malafeev, A.L. Karyakin // Proceedings - ICOECS 2019: 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. – Ufa: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. – P. 8949911. – DOI 10.1109/ICOECS46375.2019.8949911.

321. Нигаматуллин, Р.М. Исследование влияния регулирующего эффекта нагрузки на уровень напряжения питающей подстанции с учётом мощности короткого замыкания энергосистемы / Р.М. Нигаматуллин, **О.В. Газизова**, А.В. Малафеев // Электротехнические системы и комплексы. – 2020. – № 2(47). – С. 19-25.

322. Газизова, О.В. Оценка влияния статических характеристик нагрузки на уровень частоты сети при отдельной работе с энергосистемой / **О.В. Газизова**, Р.М. Нигаматуллин // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 54-63.

323. Пат. 2715731 С1 Российская Федерация, МПК H02J 3/12. Система управления режимом напряжений в распределительной сети переменного тока /

Храмшин Т.Р., Храмшин Р.Р., Корнилов Г.П., **Газизова О.В.**, Бунин А.А.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО "Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова". – № 2019135537; заявл. 05.11.2019; опубл. 03.03.2020. Бюл. № 7.

324. Gazizova, O.V. Research of the Effectiveness of Existing Laws of Automatic Regulation of Excitation of Synchronous Generators of Industrial Power Plants under Various Conditions of Connection to the Electric Power System / **O. V. Gazizova**, A. P. Sokolov // Proceedings - 2020 Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research and Practice, PEAMI 2020. – Magnitogorsk, 2020. – P. 50-55. – DOI 10.1109/PEAMI49900.2020.9234362.

325. Газизова, О.В. Особенности анализа статической устойчивости генераторов промышленных электростанций при выходе на отдельную энергосистему работу / **О.В. Газизова** // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 3(52). – С. 29-37.

326. Кондрашова, Ю.Н. Особенности представления электрических нагрузок металлургического предприятия в различных режимах работы при анализе статической и динамической устойчивости заводских электростанций / Ю.Н. Кондрашова, **О.В. Газизова**, А. В. Малафеев, И.В. Бочкарев, И.В. Брякин // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13, № 4(52). – С. 88-103.

327. Газизова, О.В. Особенности применения метода последовательного утяжеления при анализе статической устойчивости источников распределенной генерации / **О.В. Газизова** // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 31-40.

328. Корнилов, Г.П. Расширение свойств фильтрокомпенсирующих устройств в системах внутриводского электроснабжения / Г.П. Корнилов, **О.В. Газизова**, И. Р. Абдулвелеев, А.А. Бунин, М.М. Лыгин // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 1(50). – С. 21-26.

329. Корнилов, Г.П. Состояние и перспективы развития систем электроснабжения металлургических предприятий с собственными

электростанциями / Г. П. Корнилов, А. В. Варганова, А. Н. Шеметов, **О.В. Газизова**, Р.Р. Храмшин, Ю.Н. Кондрашова, И.Р. Абдулвелеев, А.А. Бочкарев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2021. – Т. 64, № 4-5. – С. 79-89.

330. Gazizova, O.V. Overview of Existing Systems for Automatic Control of Excitation of Synchronous Generators and Their Adaptation in the Conditions of Industrial Power Plants of Metallurgical Enterprises / **O. V. Gazizova**, G. P. Kornilov, A. P. Sokolov, D. M. Mazitov // International Ural Conference on Electrical Power Engineering : Proceedings - 2021 International Ural Conference on Electrical Power Engineering. – Magnitogorsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2021. – P. 530-534. – DOI 10.1109/UralCon52005.2021.9559610.

331. Kornilov, G.P. Power Supply at Metallurgical Iron-and-Steel Works: Features and Development Prospects / G.P. Kornilov, I.R. Abdulveleev, **O.V. Gazizova**, L.A. Koptsev // Metallurgist. – 2021. – Vol. 65, No. 7-8. – P. 783-793. – DOI 10.1007/s11015-021-01216-8.

332. Abdulveleev, I.R. The System for Stabilizing Voltage for Essential Consumers in Industrial Grids / I.R. Abdulveleev, G.P. Kornilov, R.R. Khrumshin, **O.V. Gazizova** // Proceedings - 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2021. – Sochi, 2021. – P. 209-213. – DOI 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446443.

333. Повышение энергетической эффективности основного производства ЦЭС за счет применения регулируемых приводов: отчет о НИР / Корнилов Г.П., **Газизова О.В.**, Храмшин Р.Р., Лыгин М.М., Соколов А.П. – Магнитогорск: Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, 2021. – 134 с.

334. **А.с. 2022662427 Российская Федерация.** Программа «Программа для имитационного моделирования системы сеть – заводская электростанция с групповым автоматическим регулированием возбуждения» / Г.П. Корнилов, **О.В. Газизова**, Б.М. Логинов. – № 2022661964; заявл. 29.06.2022; опубл. 04.07.2022, Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2022. № 7.

335. **А.с. 2022662428 Российская Федерация.** Программа «Программа для имитационного моделирования системы каскадно-частотного регулирования электроприводов питательных насосов заводских электростанций» / Г.П. Корнилов, А.А. Бочкарев, **О.В. Газизова**, М.М. Лыгин, Д.М. Шарафутдинов, Б.М. Логинов. – № 2022661962; заявл. 29.06.2022; опубл. 04.07.2022, Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2022. № 7.

336. **А.с. 2022663568 Российская Федерация.** Программа «Программа для имитационного моделирования системы сеть - синхронный генератор с адаптивным автоматическим регулированием возбуждения» / Г.П. Корнилов, **О.В. Газизова**, Б.М. Логинов, Р.Р. Храмшин, А.П. Соколов. – № 2022661816; заявл. 29.06.2022; опубл. 15.07.2022, Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2022. № 7.

337. Газизова, О.В. Анализ возможности неполнофазной работы автотрансформаторной группы узловой подстанции 500/220/110 кВ / **О.В. Газизова**, Е.А. Панова, А.В. Кий, Н.Т. Патшин // Электротехнические системы и комплексы. – 2022. – № 1(54). – С. 54-61.

338. Корнилов, Г.П. Анализ систем возбуждения синхронных генераторов заводских электростанций / Г.П. Корнилов, **О.В. Газизова**, А.П. Соколов, Р.Р. Храмшин, Б.М. Логинов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2022. – Т. 22, № 2. – С. 69-80.

339. Газизова, О.В. Групповое регулирование систем возбуждения заводских синхронных генераторов при выходе на раздельную работу с энергосистемой с целью повышения устойчивости / **О. В. Газизова** // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2022. – Т. 65, № 1. – С. 82-89.

340. Газизова, О.В. Влияние режимов работы заводских ТЭЦ на статическую устойчивость турбогенераторов при отделении от энергосистемы / **О.В. Газизова** // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2022. – № 3. – С. 35-44.

341. Кондрашова, Ю.Н. Повышение устойчивости заводских электростанций при отделении от энергосистемы в результате внезапного

короткого замыкания, сопровождающегося небалансом мощностей / Ю.Н. Кондрашова, **О.В. Газизова**, Е.Ф. Иванов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2022. – Т. 65, № 3. – С. 97-106.

342. Корнилов, Г.П. Повышение энергетической эффективности заводских электростанций металлургических предприятий / Г.П. Корнилов, **О.В. Газизова**, И.Р. Абдулвелеев, М.М. Лыгин, А.А. Бочкарев // Электротехнические системы и комплексы. – 2022. – № 2(55). – С. 55-61.

343. Кондрашова, Ю.Н. Повышение эффективности противоаварийной автоматики при перспективном подключении источников распределенной генерации / Ю.Н. Кондрашова, **О.В. Газизова**, А.В. Малафеев // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2022. – № 2. – С. 29-37.

344. Пат. 2767178 С1 Российская Федерация, МПК H02P 9/14, H02K 19/36. Система регулирования возбуждения синхронного генератора в распределительной сети переменного тока / Корнилов Г.П., Храмшин Р. Р., **Газизова О.В.**, Логинов Б.М.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова». – № 2021119042; заявл. 30.06.2021; опубл. 16.03.2022; Бюл. № 8.

345. Kondrashova, Y.N. The Assessment of Emergency Mode Parameters Taking into Account Additional In House Generation Sources / Y.N. Kondrashova, **O.V. Gazizova**, A.M. Markina // Proceedings - 2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2022. – Sochi, 2022. – P. 126-130. – DOI 10.1109/ICIEAM54945.2022.9787195.

346. Gazizova, O.V. Development of a System for Regulating the Excitation of Synchronous Generators of Factory Power Plants Connected to a Powerful Energy System / **O. V. Gazizova**, G. P. Kornilov, A. P. Sokolov // International Ural Conference on Electrical Power Engineering : Proceedings - 2022 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2022. – Magnitogorsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2022. – P. 229-233. – DOI 10.1109/UralCon54942.2022.9906730.

347. Abdulveleev, I.R. Improving Energy Efficiency of Central Power Station at Industrial Facility / I.R. Abdulveleev, G.P. Kornilov, **O.V. Gazizova** // Proceedings - 2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2022. – Sochi, 2022. – P. 446-450. – DOI 10.1109/ICIEAM54945.2022.9787273.

348. Abdulveleev, I.R. Improving Stability of TPP Load Center by Optimization of Startup Modes of Synchronous Motors / I.R. Abdulveleev, G.P. Kornilov, **O.V. Gazizova** // Proceedings - 2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2022. – Sochi, 2022. – P. 440-445. – DOI 10.1109/ICIEAM54945.2022.9787246.

349. Gazizova, O.V. Using the Principles of Cascade-Frequency Regulation During the Operation of the Nutrient Pumps of the Factory Thermal Power Plant for the Common Manifold / **O. V. Gazizova**, M. M. Lygin, G. P. Kornilov // International Ural Conference on Electrical Power Engineering : Proceedings - 2022 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2022. – Magnitogorsk: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2022. – P. 255-260. – DOI 10.1109/UralCon54942.2022.9906661.

350. Корнилов, Г.П. Исследование системы регулирования возбуждения синхронных генераторов заводских электростанций / Г.П. Корнилов, **О.В. Газизова**, Б.М. Логинов, Р.Р. Храмшин, А.П. Соколов, А.Э. Морщакин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2023. – Т. 66, № 1. – С. 72-79.

351. Корнилов, Г.П. Разработка системы возбуждения автономного синхронного генератора малой мощности / Г.П. Корнилов, **О.В. Газизова**, А.А. Бочкарев, Д.М. Шарафутдинов, А.А. Мороз // Электротехнические системы и комплексы. – 2023. – № 4(61). – С. 46-52.

352. Пат. **2802730 С1 Российская Федерация, МПК Н02Р 9/14, Н02К 19/36**. Устройство для управления возбуждением синхронного генератора в распределительной сети переменного тока / Корнилов Г.П., Храмшин Р.Р., **Газизова О.В.**, Логинов Б.М., Соколов А.П., Бочкарев А.А.; заявитель и

патентообладатель ФГБОУ ВО "Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова". – № 2023103251; заявл. 14.02.2023; опубл. 31.08.2023, Бюл. № 25.

353. Kondrashova, Y.N. Study of the Sustainability of Industrial Power Plants when Moving to Island Regime as a Result of a Sudden Short Circuit / Y.N. Kondrashova, **O.V. Gazizova**, E.F. Ivanov// 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Sochi: 2023. – P. 28-33. doi: 10.1109/ICIEAM57311.2023.10139200.

354. Kornilov, G.P. Group Regulation of the Excitation of Synchronous Generators at Industrial Power Plants when Entering Autonomous Work with the Energy System / G.P. Kornilov, **O.V. Gazizova**, A.E. Morshchakin // 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Sochi: 2023. – P. 98-102. doi: 10.1109/ICIEAM57311.2023.10139087.

355. Kornilov, G.P. The use of Microprocessor Devices for Automatic Control of the Excitation of Factory Generators / G.P. Kornilov, **O.V. Gazizova**, A.A. Bochkarev// 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). – Magnitogorsk: 2023. – P. 505-509. doi: 10.1109/UralCon59258.2023.10291110.

356. Lygin, M.M. Analysis of the Efficiency of Using Cascade-Frequency Control of a Group of Feed Pumps at an Industrial Power Plant / M.M. Lygin, **O.V. Gazizova**, G.P. Kornilov// 2023 Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research & Practice (PEAMI). - Magnitogorsk: 2023. – P. 113-117. doi: 10.1109/PEAMI58441.2023.10299896.

357. Газизова, О. В. Оценка допустимости работы местных электростанций с резкопеременной нагрузкой / **О.В. Газизова**, Н.Т. Патшин, А.Р. Курбанов, А.О. Киров, Д.А. Дьяков // Электротехнические системы и комплексы. – 2024. – № 4(65). – С. 40-46.

358. Газизова, О.В. Применение каскадно-частотного регулирования насосов заводской ТЭЦ / **О.В. Газизова**, Г.П. Корнилов, Б.М. Логинов, М.М. Лыгин, А.А. Бочкарев // Промышленная энергетика. – 2024. – № 2. – С. 37-45.

359. Корнилов, Г.П. Разработка имитационной модели синхронного генератора для объектов малой и распределённой энергетики / Г.П. Корнилов, А. А. Бочкарев, **О.В. Газизова**, Д.М. Шарафутдинов, Д.А. Дьяков // *Электричество*. – 2024. – № 11. – С. 58-64.

360. Газизова, О.В. Разработка мероприятий по обеспечению устойчивости промышленной электростанции с резкопеременной нагрузкой / **О.В. Газизова**, А.Э. Морщакин, Д.Е. Варганов, А.О. Киров, Д.А. Дьяков // *Электротехнические системы и комплексы*. – 2024. – № 1(62). – С. 26-32.

361. Gazizova, O.V. Increasing the Stability of a Plant when Supplying Power to a Variable Load / **O.V. Gazizova**, A.E. Morshchakin, D.A. D'yakov // 2024 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Sochi: 2024. – P. 196-200. doi: 10.1109/ICIEAM60818.2024.10553782.

362. Gazizova, O.V. Increasing the Static Stability of Synchronous Generators with Group Excitation Control / **O. V. Gazizova**, A. E. Morshchakin, G. P. Kornilov // 2024 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). – Magnitogorsk: 2024. – P. 817-821. doi: 10.1109/UralCon62137.2024.10718988.

363. **А.с. 2025662369 Российская Федерация**. Программа «Групповое регулирование синхронных генераторов заводских электростанций с учетом ограничений» / Г.П. Корнилов, А.А. Бочкарев, **О.В. Газизова**, Д.А. Дьяков, А.Э. Морщакин, Б.М. Логинов. – № 2025661648; заявл. 13.05.2025; опубл. 20.05.2025, Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2025. № 5.

364. Корнилов, Г.П. Повышение устойчивости генераторов заводских электростанций за счет использования каналов стабилизации / Г.П. Корнилов, **О. В. Газизова**, Б. М. Логинов, Р.Р. Храмшин, А.А. Бочкарев, Д.А. Дьяков // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. – 2025. – Т. 68, № 2. – С. 66-75.

**Приложение 1 Акты внедрения результатов диссертационной работы**



УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель руководителя  
Рособразования  
А.В. Суворин  
Рожественский  
\_\_\_\_\_ 200\_\_ г.  
м.п.

Акт  
приемки проекта

№ 75315, Разработка методов оперативного управления режимами электроснабжения и электропотребления крупных металлургических предприятий с целью повышения их энергоэффективности.,

выполняемого по заданию Рособразования в рамках ведомственной научной программы «Развитие научного потенциала высшей школы», подпрограмма 3 «Развитие инфраструктуры научно-технической и инновационной деятельности высшей школы и ее кадрового потенциала»

**Магнитогорский государственный технический университет им.Г.И.Носова**

Комиссия в составе:

Председателя: Стриханова М.Н. – заместителя директора Департамента государственной научно-технической и инновационной политики Минобрнауки России

Заместителя председателя: Суворинова А.В. – начальника Управления инновационного развития и инфраструктуры Роснауки

и членов комиссии: Тришкиной Т.А. (секретарь) – главного специалиста отдела Департамента государственной научно-технической и инновационной политики Минобрнауки России, Бера М.Н. – заместителя начальника отдела Управления программ и проектов Роснауки, Быковой М.О. – заместителя начальника отдела Департамента экономики и финансов Минобрнауки России, Быстрова И.Е. – начальника отдела Управления учреждений образования Рособразования, Дмитриева Н.М. – начальника Управления международного образования и сотрудничества Рособразования, Мельниченко И.Н. – заместителя начальника Управления по делам молодежи Рособразования, действующая на основании приказа Минобрнауки России от 24.06.2005г. №182, провела приемку проекта.

Комиссии были представлены следующие документы:

- задание;
- утвержденный акт приемки комиссией организации-исполнителя;
- выписка из протокола о рассмотрении проекта на НТС (секции НТС);
- заключительный отчет;
- ведомость соответствия научно-технических результатов требованиям задания;
- справка о результатах проекта.

Комиссия установила:

Полученные научные результаты проекта соответствуют требованиям задания; научный уровень выполненного проекта высокий; технико-экономические показатели достигнуты; предлагаемые решения и рекомендации по использованию результатов проекта полностью обоснованы.

Выводы:

Проект выполнен надлежащим образом и удовлетворяет требованиям задания. Считать данный проект принятым и законченным.

Председатель Комиссии \_\_\_\_\_ М.Н.Стриханов  
Заместитель председателя Комиссии \_\_\_\_\_ А.В.Суворинов  
Секретарь \_\_\_\_\_ Т.А.Тришкина

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «ММК»  
(Ю.А. Бодяев)

28.4. 2006 г.



**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**  
результатов работ по договору №141197 от 13.02.2006 г.

**по теме: «Расчет установившихся и переходных режимов при выходе узла нагрузки на раздельную работу»**

В процессе выполнения работы:

- сформирована база данных по паровым турбинам, системам регулирования скорости, синхронным генераторам, устройствам автоматического регулирования возбуждения, высоковольтным двигателям узла ЦЭС-ПВЭС системы электроснабжения ОАО «ММК»;
- разработано и внедрено программное обеспечение анализа устойчивости в узлах нагрузки систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственными электростанциями. В результате апробации программы доказана ее эффективность и целесообразность для использования при планировании и оперативном управлении режимами работы ЦЭС;
- проведено обучение пользователей программы;
- разработаны и внедрены мероприятия по использованию результатов выполненной работы (перечень мероприятий прилагается);

Результатами работы является повышение надежности работы синхронных генераторов ЦЭС и снижение недовыработки электроэнергии в сети ОАО «ММК». Расчет фактического экономического эффекта определяется за год, прошедший после внедрения.

Дата фактического внедрения 10.11.2006 г.

Срок полезного использования 3 года.

Проректор по научной работе МГТУ \_\_\_\_\_ Г.С. Гун

Научный руководитель \_\_\_\_\_ Б.И. Заславец

**Согласовано:**

Главный энергетик ОАО «ММК» \_\_\_\_\_ Ю.П. Журавлев

Начальник ОРП \_\_\_\_\_ В.П. Торохтий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «ММК»  
(В.Ф. Дьяченко)  
2007 г.

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**  
**результатов работ по договору №151489 от 15.03.2007 г.**

**по теме: «Разработка программного обеспечения оперативного управления режимами ТЭЦ ОАО «ММК»**

В процессе выполнения работы:

- сформирована база данных по паровым турбинам, системам регулирования скорости, синхронным генераторам, устройствам автоматического регулирования возбуждения, высоковольтным двигателям ТЭЦ ОАО «ММК»;
- разработано и внедрено программное обеспечение анализа устойчивости при коротких замыканиях в узлах нагрузки систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственными электростанциями. В результате апробации программы доказана ее эффективность и целесообразность для использования при планировании и оперативном управлении режимами работы ТЭЦ;
- проведено обучение пользователей программы;
- загрузка турбогенераторов ТЭЦ изменена в соответствии с полученными оптимальными величинами при сохранении суммарной выработки станции;
- совместно с отделом рационализации, изобретательства и патентной работы представлена к официальной регистрации в Федеральной службе «Роспатент» программа для ЭВМ «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой. режимов короткого замыкания и замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий».

Результатами работы являются снижение затрат на выработку электроэнергии, повышение надежности работы синхронных генераторов ТЭЦ и снижение недовыработки электроэнергии в сети ОАО «ММК». Расчет фактического экономического эффекта определяется за год, прошедший после внедрения.

Дата фактического внедрения 10.12.2007 г.

Срок полезного использования 1 год.

Начальник ТЭЦ \_\_\_\_\_  В.В. Ровнейко

Научный руководитель \_\_\_\_\_  Б.И. Заславец

**Согласовано:**

Главный энергетик ОАО «ММК» \_\_\_\_\_  Ю.П. Журавлев

Начальник ОРИП \_\_\_\_\_  В.П. Горохтий

**АКТ****приемки результатов научно-технической деятельности**

по договору №151489 от 15.03.07.

между ГОУ ВПО «МГТУ им Г.И. Носова» и ОАО «ММК»

на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и предпроектных работ  
(научный руководитель канд. техн. наук, профессор Б.И. Заславец)

1. Тема НИОКР: «Разработка программного обеспечения оперативного управления режимами ТЭЦ ОАО «ММК».
2. Вид РНТД: Программа для ЭВМ.
3. Наименование: «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий».
4. Апробация программного обеспечения проведена на примере узла ТЭЦ-п/ст 75, 22 и собственных нужд ТЭЦ.
5. Программное обеспечение позволяет: определить параметры переходного режима при коротких замыканиях в любой точке схемы с учетом возможного выхода на раздельную работу и последующей ресинхронизации, рассчитать динамические характеристики комплексной нагрузки, проанализировать процесс самозапуска высоковольтных двигателей.
6. Проведено обучение пользователей ТЭЦ и ЦЭТЛ.
7. Приемка РНТД проведена научно-техническим совещанием ТЭЦ с участием специалистов ЦЭТЛ (протокол № 10 от « 9 » октября 2007 г.).

Начальник ТЭЦ

Зам. главного инженера ТЭЦ  
по электрооборудованию и автоматике

Начальник ЭТЛ ТЭЦ

Начальник ЦЭТЛ

Инженер группы режимов ЦЭТЛ



В.В. Ровнейко

Р.Р. Галямов

Г.В. Конищев



В.В. Головин

О.Н. Николаева

Начальнику  
ОРИП ОАО «ММК»  
В.П. Торохтию

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об эффективности использования программы для ЭВМ  
«Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий»

### Авторы:

Игуменцев В.А., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н., Зиновьев В.В.

Программа для ЭВМ, внедренная на электроучастке ТЭЦ ОАО «ММК», предназначена для решения совокупности задач при управлении эксплуатационными режимами электрооборудования, и используется с 9 октября 2007 г. оперативно-диспетчерским персоналом электростанции для прогнозирования режимов при выводе в ремонт оборудования, при изменении схемы и режима системы электроснабжения комбината, при коротких замыканиях в главной схеме и схеме собственных нужд станции, при работе делительной автоматики, а также для планирования нормальных, в т.ч. оптимальных, эксплуатационных режимов по согласованию с центральной электротехнической лабораторией.

Программное обеспечение позволяет определять токи, напряжения и потоки мощности в установившихся режимах параллельно и раздельно с энергосистемой, потери активной и реактивной мощности, оптимальные значения загрузки турбогенераторов по активной и реактивной мощности; токи и остаточные напряжения в режимах короткого замыкания; выбирать положения переключателей ответвлений силовых трансформаторов и загрузку генераторов по реактивной мощности для поддержания требуемой величины напряжения; модуль расчета устойчивости позволяет рассчитывать переходные процессы с учетом динамических характеристик нагрузки и оценивать устойчивость при трехфазных коротких замыканиях и их последующем отключении с целью оценки быстродействия релейной защиты, при выходе на раздельную работу электростанции с выделенной сетью в результате работы делительной автоматики, при отделении от энергосистемы из режима короткого замыкания с учетом последующей ресинхронизации, определять предельно допустимые значения небаланса мощности генераторов и нагрузки при выходе на раздельную работу, оценивать устойчивость при внезапных изменениях параметров режима в системе электроснабжения комбината или в Магнитогорских электрических сетях, определять запас статической устойчивости синхронных генераторов, оценивать возможность самозапуска синхронных и асинхронных двигателей.

Считаем целесообразным направление программы «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий» на официальную регистрацию в Федеральный институт промышленной собственности «Роспатента».

Начальник ТЭЦ



В.В. Ровнейко

Исп. Галямов Р.Р.  
Тел. 24-35-05

Начальнику  
ОРИП ОАО «ММК»  
В.П. Торохтию

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

**об эффективности использования программы для ЭВМ «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий»**

Программа, направляемая на регистрацию, используется в центральной электротехнической лаборатории ОАО «ММК» с 09.10.2007 г. и представляет собой законченный продукт, не требующий использования программного обеспечения сторонних разработчиков.

Программа предназначена для оперативного управления и перспективного планирования эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий и ориентирована на системы электроснабжения, в состав которых входят сети сложной конфигурации напряжением как 3-35 кВ, так и 110-220 кВ, собственные электрические станции, несколько узловых подстанций, через шины которых осуществляется связь с энергосистемой. Это делает ее наиболее эффективной в условиях ОАО «ММК», эксплуатирующего три электростанции (ЦЭС, ПВЭС, ТЭЦ), замкнутые участки сети напряжением 110-220 кВ, протяженные кабельные сети 3-10 кВ.

Представленная программа позволяет решать следующие задачи:

- 1) расчет потокораспределений, токов и напряжений в нормальных, ремонтных и послеаварийных установившихся режимах;
- 2) расчет токов короткого замыкания и остаточных напряжений;
- 3) оптимизацию режима по расходу топлива на электростанциях;
- 4) расчет потерь активной и реактивной мощности с выделением составляющих потерь по участкам сети, видам оборудования, классам напряжения и другим признакам;
- 5) расчет режимов однофазного замыкания на землю в сетях 3-10 кВ с определением токов нулевой последовательности в точке замыкания, в элементах сети, в дугогасящих реакторах; напряжений нулевой последовательности; токов прямой и обратной последовательности, протекающих по обмоткам силовых трансформаторов и синхронных генераторов; кратностей перенапряжений;
- 6) расчет динамической устойчивости в переходных режимах при выходе электростанции с частью нагрузки на раздельную работу; при коротких замыканиях в произвольной точке схемы с их отключением через любой промежуток времени. Предусмотрена возможность расчета переходного режима при отделении электростанций комбината от энергосистемы в результате действия защит от коротких замыканий с последующим восстановлением параллельной работы. Оценка устойчивости и расчет режимов выполняется с учетом статических и динамических характеристик нагрузки;
- 7) оценка возможности успешного самозапуска высоковольтных двигателей при внешних коротких замыканиях.

Программа используется в группе режимов для плановой проработки заявок цеха электрических сетей и подстанций, электростанций ОАО «ММК», производственных цехов на вывод в ремонт высоковольтного оборудования; планирования нормальных эксплуатационных схем; оценки проектных решений в процессе ведущейся в настоящее время масштабной реконструкции системы электроснабжения с учетом величины токов короткого замыкания и замыкания на землю; прогнозирования послеаварийных установившихся режимов и оценки устойчивости синхронных генераторов электростанций в аварийных режимах.

Считаем целесообразным получение свидетельства Роспатента, подтверждающего авторские права В.А. Игуменцева, А.В. Малафеева, О.В. Булановой, Ю.Н. Ротановой и В.В. Зиновьева на программу для ЭВМ «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий».

Начальник ЦЭТЛ  
ОАО «ММК» \_\_\_\_\_

Исп. Кравченко О.Н.  
Тел. 24-62-76 *Кр*



/В.В. Головин/

120

УТВЕРЖДАЮ  
И.о. главного инженера ОАО «ММК»  
С.А. Ласьков  
2009 г.

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**  
результатов работ по договору №161176 от 13.02.2008 г.

по теме: «Исследование релейной защиты и автоматики в питающих и распределительных сетях 110-220 кВ Магнитогорского промышленного узла с целью повышения ее эффективности»

В процессе выполнения работы:

- сформирована база данных устройств релейной защиты питающих и распределительных сетей напряжением 110-220 кВ Магнитогорского энергетического узла, включающая основные и резервные защиты воздушных и кабельных линий 110-220 кВ и автотрансформаторов напряжением 220/110 кВ, а также временные характеристики выключателей на указанные напряжения;
- разработано и внедрено программное обеспечение анализа эффективности действия релейной защиты по критериям селективности, чувствительности, быстродействия и устойчивости синхронных машин на основе расчетов установившихся и переходных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий. В результате апробации программы доказана ее эффективность и целесообразность для использования при планировании режимов и выборе уставок релейной защиты в условиях Магнитогорского энергетического узла;
- проведено обучение персонала ЦЭСИП и ЦЭТЛ работе с программным обеспечением;
- произведена коррекция уставок устройств релейной защиты в распределительных сетях 110 кВ с целью обеспечения требований по селективности;
- совместно с отделом рационализации, изобретательства и патентной работы представлена к официальной регистрации в Федеральной службе «Роспатент» программа для ЭВМ «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий при параллельной и раздельной работе с энергосистемой с учетом действия релейной защиты».

Результатами работы являются снижение затрат, связанных с простоями технологического оборудования, и снижение недовыработки электроэнергии в сети ОАО «ММК». Расчет фактического экономического эффекта определяется за год, прошедший после внедрения.

Дата фактического внедрения 10.12.2009 г.

Срок полезного использования 1 год.

Начальник ЦЭСИП \_\_\_\_\_  Н.А. Николаев

Научный руководитель \_\_\_\_\_  Б.И. Заславец

**Согласовано**

Главный энергетик ОАО «ММК» \_\_\_\_\_  Ю.П. Журавлев

 Журавлев В.В.

 В.В. Журавлев

СМК НТЦ-08-1

УТВЕРЖДАЮ

И.о. главного инженера ОАО «ММК»

(В.В.Таркина)

« 19 » 06 2011 г.

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

результатов работ по договору №180735 от 03.03.2010 с ГОУ ВПО «МГТУ

по теме: **Управление эксплуатационными режимами системы электроснабжения ОАО «ММК» с учетом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012 г.**

(данная работа проводилась в рамках пунктов 16д «Разработка методов создания параллельных алгоритмов и прикладных программных комплексов для решения актуальных прикладных задач высокой сложности» и 29в «Разработка технологий уменьшения энергетических затрат при транспортировке, распределении и потреблении тепла и электроэнергии» «Перечня научных исследований и опытно-конструкторских разработок, расходы налогоплательщика на которые в соответствии с п.2 ст.262 части второй НК РФ включаются в состав прочих расходов в размере фактических затрат с коэффициентом 1,5», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.12.2008 №988)

**Краткое описание выполненной работы:** В работе выполнен обзор зарегистрированных программных продуктов, предназначенных для управления режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения. Собрана и систематизирована информация об электроприемниках с резкопеременной нагрузкой. Осуществлен анализ установившихся нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов на основе расчетов потокораспределения, уровней напряжений, величин токов короткого замыкания и остаточных напряжений для различных вариантов схемы сети Магнитогорского энергетического узла (МЭУ). Выполнен анализ неполнофазных режимов на основе величин напряжений на шинах распределительных устройств и загрузки автотрансформаторов. Разработаны экономико-математические модели генераторов собственных электростанций с учетом состава используемой топливной смеси, а также алгоритм и программный модуль оптимизации режима системы электроснабжения по активной и реактивной мощности с учетом потерь электроэнергии. Разработаны математические модели генераторов с различными видами первичных двигателей, созданы алгоритм и программный модуль расчета статической и динамической устойчивости систем электроснабжения с газотурбинными, парогазовыми и газопоршневыми электростанциями при параллельной и раздельной работе с энергосистемой. Выполнены расчеты устойчивости для условий МЭУ и анализ работы делительной автоматики. Созданы математические модели потребителей с резкопеременной нагрузкой, алгоритм и программный модуль расчета нестационарного режима системы электроснабжения с местными электростанциями. Произведены расчеты динамической устойчивости и колебаний напряжения, даны рекомендации по мощности и местам установки компенсирующих устройств.

**Полученные результаты:**

1. В связи с вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей (стан «5000», ЛПЦ-11, МНЛЗ-6, АПК-3) произведены плановые расчеты эксплуатационных режимов распределительной сети напряжением 110-220 кВ для основных вариантов оперативной конфигурации. Выполнено сравнение вариантов по основным техническим критериям, включающим загрузку линий электропередачи напряжением 110-220 кВ, автотрансформаторов узловых подстанций 220/110 кВ, уровни токов короткого замыкания на шинах 110-220 кВ и значения остаточных напряжений в таких режимах. Произведена оценка загрузки оборудования и уровней остаточных напряжений в неполнофазных режимах сети 110-220 кВ. В случае роста токов короткого замыкания при расширении сети в ходе реализации Программы перспективного развития Магнитогорского энергетического узла рекомендована к реализации эксплуатационная схема с отключением шиносоединительных выключателей РУ 110 кВ ТЭЦ, ЦЭС, ПС-30, ПС-60, ПС-77, ПС-90.
2. С использованием разработанного программного обеспечения произведены расчеты оптимального распределения активных и реактивных мощностей между генераторами собственных электростанций ОАО «ММК» с учетом роста нагрузки, связанного с вводом новых производственных объектов, и характерных режимов теплофикации. Получена совокупность оптимальных режимов в диапазоне возможных значений приема из энергосистемы «Челябэнерго». Ожидаемое снижение затрат составляет 4,5 млн. руб./год.
3. Исследование динамической устойчивости генераторов с различными видами первичных двигателей

показало, что наибольшим запасом динамической устойчивости обладают генераторы, приводимые во вращение газовыми турбинами. Созданные математические модели использованы при разработке программного обеспечения, предназначенного для расчета переходных процессов систем электроснабжения промышленных предприятий.

4. Для оценки статической устойчивости при работе параллельно с энергосистемой было проанализировано 3 варианта схемы МЭУ: кольцо 110 кВ разорвано с одной стороны; с двух сторон; замкнуто. При двухстороннем разрыве устойчивость генераторов наименьшая. При раздельной работе электростанций МЭУ с энергосистемой на генераторах ТЭЦ и ЦЭС коэффициент запаса близок к минимально допустимому, а ТГ-1 ПВЭС-2 не обладает достаточной устойчивостью.

5. Проанализировано действие делительной автоматики ТЭЦ, ЦЭС и ПВЭС-2. Разработан алгоритм расчета переходных режимов при отделении собственных электростанций от энергосистемы с учетом изменения производительности собственных нужд. Проведенные расчеты показывают, что ТЭЦ при существующей схеме позволяет сохранить устойчивость с дополнительной нагрузкой 60 МВт и 40 Мвар, узел ЦЭС-ПВЭС – 40 МВт и 20 Мвар. Расчеты, проведенные для перспективной схемы МЭУ с учетом роста генерирующей мощностей, показали, что узел ЦЭС-ПВЭС при установке генератора 50 МВт позволяет сохранить устойчивость с дополнительной нагрузкой 80 МВт и 40 Мвар, а при установке ПГУ в районе ЛПЦ-3 – 100 МВт и 80 Мвар. Для повышения эффективности действия делительной автоматики рекомендованы мероприятия: загрузка генераторов на номинальное значение реактивной мощности, уменьшение степени нечувствительности регулятора скорости, уменьшение коэффициента статизма регулятора, включение секционного выключателя на шинах 3 кВ ЦЭС.

6. Для анализа нестационарных режимов при работе электроприемников с резкопеременной нагрузкой разработан алгоритм расчета переходного процесса. Как показали расчеты, колебания напряжения на цеховых подстанциях превышают допустимый уровень по ГОСТ 13109-97 и ГОСТ Р 51317.2.4-2000. Полное отключение компенсирующих устройств приводит к повышению колебаний напряжения до 3,5%, что превышает предельно допустимые значения; использование существующих КУ в полной мере позволит снизить колебания напряжения до 1,2% и тем самым снизить потери активной мощности на 2,3%. (2,99 МВт·ч/г.)

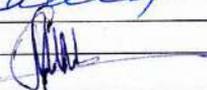
7. Разработано и внедрено программное обеспечение расчета нестационарных режимов, неполнофазных режимов, режимов выхода на раздельную работу; оценки устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с объектами малой энергетики и крупной резкопеременной нагрузкой. Программное обеспечение установлено на рабочих местах ЦЭСиП и ЦЭТЛ, проведено обучение пользователей. Оформлена заявка на государственную регистрацию программы для ЭВМ.

Дата фактического внедрения 31.08.2011 г.

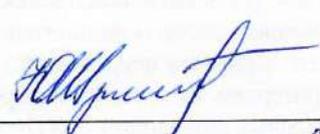
Срок полезного использования – один год.

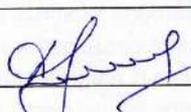
Начальник ЦЭСиП \_\_\_\_\_  Н.А. Николаев

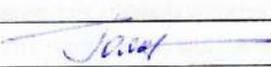
Научные руководители \_\_\_\_\_  Б.И. Заславец

\_\_\_\_\_  А.В. Малафеев

Согласовано:

Главный энергетик \_\_\_\_\_  Ю.П. Журавлев

Зам. главного энергетика по электроснабжению \_\_\_\_\_  В.Г. Даниленко

Начальник ЦЭТЛ \_\_\_\_\_  В.В. Головин

Начальник патентно-лицензионной группы НТЦ \_\_\_\_\_  В.П. Горохтий

## АКТ

### приемки результатов научно-технической деятельности

по договору №180735 от 03.03.2010 между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК»  
на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ  
(научные руководители: канд. техн. наук, профессор Б.И. Заславец; канд. техн. наук,  
доцент А.В. Малафеев)

1. Тема НИОКР: «Управление эксплуатационными режимами системы электроснабжения ОАО «ММК» с учетом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012г.».
2. Вид РНТД: Программа для ЭВМ.
3. Наименование: «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0».
4. Апробация программного обеспечения проведена на примере узлов подстанции №16 (ЛПЦ-9) и подстанции №88 (ЛПЦ-8).
5. Программное обеспечение позволяет: моделировать электроприемники с резкопеременной нагрузкой (дуговые сталеплавильные печи, электроприводы механизмов с переменным моментом на базе тиристорных преобразователей, преобразователей частоты с непосредственной связью и со звеном постоянного тока), рассчитывать нестационарные режимы системы электроснабжения при воздействии резкопеременной нагрузки и оценивать устойчивость синхронных генераторов и двигателей в таких режимах, рассчитывать установившиеся и переходные режимы при возникновении однофазных и двухфазных обрывов линий электропередачи, находить оптимальное распределение нагрузки между генераторами собственных электростанций при совместном использовании на них нескольких видов топлива.
6. Проведено обучение пользователей ЦЭСиП и ЦЭТЛ.
7. Приемка РНТД проведена научно-техническим совещанием ЦЭСиП с участием специалистов ЦЭТЛ (протокол №\_\_ от «9» сентября 2011 г.).

Зам. главного энергетика ОАО «ММК»  
по электроснабжению

Начальник ЦЭСиП

Вед. инженер технического бюро ЦЭСиП

Начальник ЦЭТЛ

Зам. начальника ЦЭТЛ

Нач. отделения релейной защиты ЦЭТЛ

Вед. инженер группы режимов ЦЭТЛ

В.Г. Даниленко

Н.А. Николаев

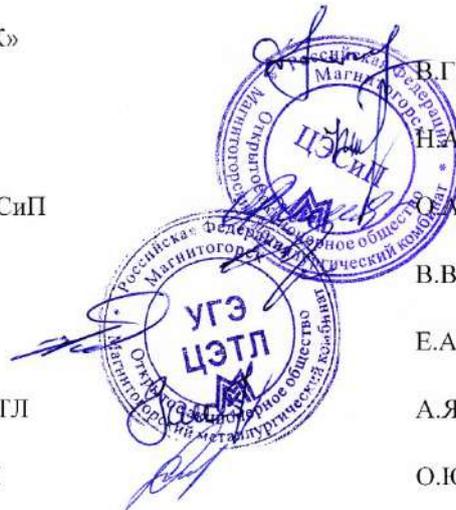
С.А. Василюк

В.В. Головин

Е.А. Кузнецов

А.Я. Альбрехт

О.Ю. Биктеева



Старшему менеджеру  
патентно-лицензионной  
группы НТЦ ОАО «ММК»  
В.П. Торохтию

### З а к л ю ч е н и е

об эффективности использования программы для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0»

Авторы: Игуменцев В.А., Малафеев А.В., Буланова О.В., Кондрашова Ю.Н., Панова Е.А., Хламова А.В., Тарасов В.М., Ягольников Е.Б., Николаев Н.А., Зиновьев В.В.

Программа, направляемая на регистрацию, используется в цехе электрических сетей и подстанций ОАО «ММК» с 08.04. 2011 г. и представляет собой программное средство – «советчик диспетчера», ориентированное на решение задач оперативно-диспетчерского управления и планирования эксплуатационных режимов, а также анализа аварийных режимов. Область применения программы – электрические сети и станции систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с развитой электроэнергетической базой и мощной резкопеременной нагрузкой технологических цехов, что в первую очередь характерно для предприятий черной металлургии.

Программа предназначена для решения комплекса задач, включающего расчет нестационарных режимов в системах электроснабжения с резкопеременной нагрузкой и местными электростанциями с различными видами первичных двигателей (газовые турбины, газопоршневые агрегаты, турбодетандеры и т.д.), оптимизацию распределения мощностей между собственными электростанциями предприятия, использующими несколько видов топлива, в частности, вторичные энергоресурсы; расчет аварийных режимов, вызванных обрывами фаз, неполнофазной работой выключателей, сложными повреждениями различных видов; расчет стоимости потерь электроэнергии в схемах с источниками, обладающими различными технико-экономическими показателями. Программа позволяет оценить возможность возникновения качаний генераторов в нестационарных режимах, уровень колебаний напряжения, уровень несимметрии в неполнофазных режимах и режимах сложных повреждений и разработать мероприятия по их снижению, что дает возможность снизить ущерб от недовыработки электроэнергии электростанциями комбината, снижения сроков службы цехового оборудования и увеличения затрат на проведение ремонтов подстанционного и сетевого оборудования. Выявление оптимального распределения мощностей между собственными электростанциями позволяет снизить затраты на производство электроэнергии на ОАО «ММК» и приобретение ее у ООО «МЭК».

Программное обеспечение позволяет моделировать электроприемники с резкопеременной нагрузкой, обеспечивает ввод и редактирование параметров электроприемников и элементов сети, дает возможность выполнять расчеты переходных процессов при изменении нагрузки в соответствии с заданным графиком технологического процесса; определять токи, напряжения и потоки мощности в установившихся режимах параллельно и раздельно с энергосистемой, потери активной и реактивной мощности, стоимость потерь активной мощности, оптимальные значения загрузки турбогенераторов по активной и реактивной мощности с учетом изменения затрат на топливо в соответствии с режимными картами котлов; токи и остаточные напряжения в режимах короткого замыкания; выбирать положения переключателей ответвлений силовых трансформаторов и загрузку генераторов по реактивной мощности для поддержания требуемой величины напряжения; модуль расчета устойчивости позволяет рассчитывать переходные процессы с учетом динамических характеристик нагрузки и оценивать устойчивость при различных видах повреждений, при выходе на раздельную работу электростанций, определять запас статической устойчивости синхронных генераторов, оценивать возможность самозапуска синхронных и асинхронных двигателей. Предусмотрена возможность расчета фазных токов и напряжений, их симметричных составляющих в стационарных режимах, в переходном процессе при возникновении несимметричных коротких замыканий, неполнофазных режимов, режимов сложных повреждений, а также оценка устойчивости.

Программа используется в оперативно-производственном участке и в техническом бюро цеха электрических сетей и подстанций для планирования эксплуатационных режимов по согласованию с центральной электро-технической лабораторией.

Считаем целесообразным направление программы для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0» на государственную регистрацию в Федеральный институт промышленной собственности.

Начальник ЦЭСиП  
ОАО «ММК»



/Н.А. Николаев/

Василиук О.А.  
24-65-15

Старшему менеджеру  
патентно-лицензионной  
группы НТЦ ОАО «ММК»  
В.П. Торохтию

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### об эффективности использования программы для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0»

Программа, направляемая на регистрацию, используется в центральной электротехнической лаборатории ОАО «ММК» с 08.04 2011 г. и представляет собой законченный продукт, не требующий использования программного обеспечения сторонних разработчиков.

Программа предназначена для решения режимных задач в условиях сетей 110-220 кВ промышленных предприятий с несколькими источниками электроэнергии, а именно расчета режимных параметров, устойчивости и колебаний напряжения в сетях с резкопеременной нагрузкой, расчета режимов сетей с электростанциями до 50 МВт на основе различных первичных двигателей, включая анализ устойчивости; исследования режимов при возникновении аварийной поперечной, продольной и сложных видов несимметрии; оптимизации выработки собственных электростанций, использующих комбинированное сжигание топлива; расчета затрат на передачу электроэнергии при различной ее стоимости для разных источников. Программа позволяет оценить эффективность действия АРВ генераторов, а также разрабатывать схемные и технические решения при решении проектных задач. Программа ориентирована на системы электроснабжения, в состав которых входят сети сложной конфигурации напряжением как 3-35 кВ, так и 110-220-500 кВ, собственные электрические станции, несколько узловых подстанций, через шины которых осуществляется связь с энергосистемой. Данное программное обеспечение дает возможность расчета параметров нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов.

Представленная программа позволяет выполнять:

- 1) расчет потокораспределений, токов и напряжений в нормальных, ремонтных и послеаварийных установившихся режимах;
- 2) расчет токов и остаточных напряжений при трехфазных коротких замыканиях;
- 3) оптимизацию режима по расходу топлива на электростанциях с учетом диаграмм режимов теплофикационных турбин и режимных карт котлов;
- 4) расчет потерь активной и реактивной мощности с выделением составляющих потерь по участкам сети, видам оборудования, классам напряжения и другим признакам;
- 5) расчет стоимости потерь электроэнергии на основе вклада в потокораспределение каждого из источников с различной себестоимостью (электростанции) или тарифной системой (точки поставки от энергоснабжающих организаций);
- 6) расчет режимов однофазного замыкания на землю в сетях 3-35 кВ;
- 7) расчет динамической устойчивости в переходных режимах при параллельной и раздельной работе с энергосистемой электростанций на основе паротурбинных, газотурбинных, газопоршневых агрегатов, газовых утилизационных бескомпрессорных турбин;
- 8) расчет нестационарных режимов при воздействии резкопеременных нагрузок электросталеплавильных цехов, цехов холодной и горячей прокатки;
- 9) оценка возможности успешного самозапуска высоковольтных двигателей при внешних коротких замыканиях.
- 10) расчет начальных значений токов и остаточных напряжений в режимах несимметричных коротких замыканий, в неполнофазных режимах, при сложных повреждениях;
- 11) расчет переходных процессов системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями в режимах несимметричных коротких замыканий, при возникновении неполнофазных режимов, а также наложений коротких замыканий любого вида и неполнофазного их отключения или обрывов фаз (сложных повреждений);
- 12) моделирование действия устройств релейной защиты сетей 110-220 кВ.

Программа используется в группе режимов для плановой проработки заявок цеха электрических сетей и подстанций, электростанций ОАО «ММК», производственных цехов на вывод в ремонт высоковольтного оборудования; планирования нормальных эксплуатационных схем; оценки проектных решений в процессе ведущейся в настоящее время реконструкции системы

электроснабжения с учетом величины токов короткого замыкания, показателей устойчивости и колебаний напряжения вследствие роста резкопеременных нагрузок; прогнозирования несимметричных аварийных режимов; прогнозирования послеаварийных установившихся режимов и оценки устойчивости синхронных генераторов электростанций в аварийных режимах; оценки селективности, чувствительности и быстродействия устройств релейной защиты.

Считаем целесообразным получение свидетельства Роспатента, подтверждающего авторские права В.А. Игуменцева, А.В. Малафеева, О.В. Булановой, Ю.Н. Кондрашовой, Е.А. Пановой, А.В. Хламовой, В.М. Тарасова, Е.Б. Ягольниковой, Н.А. Николаева и В.В. Зиновьева на программу для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0».

Начальник ЦЭТЛ  
ОАО «ММК»



/В.В. Головин/

Биктеева О.Ю.  
24-62-76



**УТВЕРЖДАЮ:**

Главный энергетик  
 ПАО «Магнитогорский  
 металлургический комбинат»

*[Signature]* /П.А. Бовшик/

2025 г.

**внедрения результатов диссертационной работы**  
 Газизовой Ольги Викторовны «Повышение устойчивости многомашинных  
 электротехнических систем внутризаводского электроснабжения  
 металлургического предприятия»  
 на соискание ученой степени доктора технических наук

В диссертации Газизовой О.В. на примере ЦЭС, ПВЭС-2 и ТЭЦ ПАО «ММК» с 2006 по 2025 гг проведены НИР, по итогам которых получены следующие основные результаты:

1. Принят к внедрению способ регулирования возбуждения, позволяющий повысить статическую и динамическую устойчивость синхронных генераторов малой мощности (6-60 МВт) при работе на энергосистему большой мощности, подтвержденный патентом на изобретение «Система регулирования возбуждения синхронного генератора в распределительной сети переменного тока».

2. Внедрены мероприятия по сохранению статической, динамической и результирующей устойчивости узла Центральной и Паровоздуховной электростанций при параллельной работе с энергосистемой и внезапном выходе на отдельную работу в различных сочетаниях послеаварийных и ремонтных ситуаций.

3. Разработаны инструкции по действиям оперативно-диспетчерского персонала при выводе в ремонт оборудования с целью повышения устойчивости параллельной работы с энергосистемой и предотвращения недопустимого небаланса выработки и потребления активной и реактивной мощности при выходе в островной режим.

4. Разработана и внедрена в опытную эксплуатацию в группе режимов Центральной электротехнической лаборатории и оперативно-диспетчерской службе Центральной электростанции в режиме «советчик диспетчера» программа «КАТРАН» для анализа статической и динамической устойчивости при отдельной и параллельной работе с энергосистемой.

5. Получены положительные результаты использования «Программы для имитационного моделирования системы сеть - синхронный генератор с адаптивным автоматическим регулированием возбуждения» в режиме «советчик диспетчера».

Суммарный экономический эффект от внедрения результатов диссертационной работы, обусловленный снижением потребления электроэнергии на собственные нужды электростанций и потерь в сети, а также уменьшением ущерба от недоотпуска электроэнергии и простоя основных технологических цехов, составляет более 10 млн руб/год.

Главный инженер Управления главного энергетика *[Signature]* И.Ю. Андрюшин



### внедрения результатов диссертационной работы

Газизовой Ольги Викторовны «Повышение устойчивости многомашинных электротехнических систем внутризаводского электроснабжения металлургического предприятия» на соискание ученой степени доктора технических наук

1. Составлена база данных по газопоршневой электростанции, в том числе характеристика систем регулирования возбуждения и скорости, параметры синхронного генератора и газопоршневого двигателя, систем релейной защиты и автоматики, а также получены фактические графики напряжения и потребления активной и реактивной мощности нагрузки за год в точке подключения к энергосистеме.

2. На этапе проектирования доказана возможность параллельной работы газопоршневой электростанции с энергосистемой посредством подключения на шины 10 кВ подстанции металлургического предприятия с резкопеременной нагрузкой с учетом показателей качества электроэнергии и особенностей систем автоматического регулирования и релейной защиты синхронного генератора.

3. Анализ возможности автономной работы газопоршневой электростанции на существующую резкопеременную нагрузку с учетом баланса активных и реактивных мощностей, показателей фактического графика нагрузки и особенностей систем автоматического регулирования и релейной защиты синхронного генератора показал, что длительная непрерывная работа невозможна в силу недопустимых скачков активной и реактивной нагрузки.

4. Исследование динамической устойчивости синхронного генератора, приводимого газопоршневым двигателем и работающего на шины энергосистемы большой мощности, с помощью программы расчета переходных режимов, разработанной в среде MATLAB Simulink, показало, что при законах регулирования возбуждения на постоянство тока возбуждения или коэффициента мощности устойчивость при резких отклонениях напряжения до 10 % со стороны энергосистемы обеспечивается.

5. Разработанные мероприятия по сохранению статической устойчивости синхронного генератора при параллельной работе с энергосистемой с учетом действия систем автоматического регулирования возбуждения и скорости, позволяют обеспечить коэффициент запаса устойчивости не менее 20 %.

Главный электрик ООО «УМК»

А.В. Стрелов

**УТВЕРЖДАЮ:**

Проректор по образовательной деятельности  
ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный  
технический университет им. Г.И. Носова»,  
канд. техн. наук, доцент

/И.Р. Абдулвелеев/

10 ноября 2025 г.

**АКТ**

**внедрения в учебный процесс результатов диссертационной работы**  
Газизовой Ольги Викторовны «Повышение устойчивости многомашинных  
электротехнических систем внутривзаводского электроснабжения металлургического  
предприятия» на соискание ученой степени доктора технических наук

В учебный процесс внедрены следующие основные результаты работы:

1. Методики построения индивидуальных и комплексных статических характеристик промышленной нагрузки, учитывающие величину критических напряжений двигательной нагрузки и защиту минимального напряжения, сети и объекты распределенной генерации.
2. Алгоритмы расчета режимов параллельной и раздельной работы электростанции с энергосистемой, учитывающие действие систем регулирования скорости и возбуждения, регулирующий эффект промышленной нагрузки по частоте и напряжению.
3. Методики анализа статической устойчивости генераторов при параллельной и раздельной работе с энергосистемой, учитывающие регулирующий эффект нагрузки.
4. Способы индивидуального и группового автоматического регулирования возбуждения генераторов промышленных электростанций, повышающие статическую и динамическую устойчивость при параллельной и раздельной работе с энергосистемой.
5. Принцип групповой ресинхронизации промышленной многомашинной ТЭС с энергосистемой с групповым регулированием возбуждения для коррекции напряжения.
6. Методика выбора блоков паровая турбина - синхронный генератор, работающих в нормальном режиме на поддержание постоянства давления в паропроводе.

Указанные результаты используются при подготовке бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение»), магистров направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профили «Интеллектуальные системы электроснабжения» и «Цифровой менеджмент в электроэнергетике») и аспирантов научной специальности 2.4.2. «Электротехнические комплексы и системы». Разработаны и реализуются дисциплины «Устойчивость систем электроснабжения», «Программное обеспечение систем электроснабжения» и «Управление режимами электроэнергетических систем».

Студенческие НИР «Анализ устойчивости в системах электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями в установившихся и переходных режимах» и «Разработка алгоритма расчета переходных процессов с целью анализа влияния первичных двигателей и регуляторов генераторов на устойчивость систем электроснабжения» стали победителями конкурса исследовательских проектов студентов, аспирантов и молодых ученых высших учебных заведений Челябинской области в 2007 и 2008 гг.

На Всероссийском конкурсе выпускных квалификационных работ в области электроэнергетики, проводимым Новосибирским государственным техническим университетом, студенческая НИР «Исследование устойчивости собственных электростанций промышленных предприятий при выходе на раздельную работу с учетом характеристик тепломеханического оборудования» в 2008 г. заняла 2 место по специальности «Электроснабжение», работа «Управление режимами промышленных источников распределенной генерации при различных условиях связи с энергосистемой и наличии энергоемкой нагрузки на генераторном напряжении» в 2020 г. награждена дипломом III степени по направлению «Электроэнергетика и электротехника», а ее автор в 2018 г. стал стипендиатом Законодательного собрания Челябинской области.

Результаты аспирантских НИР реализованы при выполнении НИОКР с ПАО «ММК» "Управление эксплуатационными режимами системы электроснабжения ОАО "ММК" с учетом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012 г." (договор № 180735 от 03.03.2010) и «Повышение энергетической эффективности основного производства ЦЭС за счет применения регулируемых приводов» (договор № 243252 от 28.05.2020 г.). В 2012 г. Тарасовым В.М. защищена кандидатская диссертация «Повышение эффективности управления эксплуатационными режимами систем электроснабжения промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой». Защищены научно-квалификационные работы с присвоением квалификации «Исследователь. Преподаватель-исследователь» Лыгиным М.М. в 2023 г. и Соколовым А.П. в 2024 г.

Монографии «Статическая и динамическая устойчивость систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями» (Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н., 2010 г.), «Оценка эффективности релейной защиты в сетях 110-220 кВ сложных систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями» (Игуменцев В.А., Заславец Б.И., Николаев Н.А., Малафеев А.В., Буланова О.В., Кондрашова Ю.Н., Панова Е.А., 2011 г.), «Оптимизация режимов промышленных электростанций с учетом зависимых ограничений по условиям статической устойчивости и длительной несимметрии» (Малафеев А.В., Кочкина А.В., Панова Е.А., Газизова О.В., 2014 г.), «Динамическая устойчивость систем электроснабжения промышленных предприятий в режимах аварийной несимметрии» (Малафеев А.В., Панова Е.А., Газизова О.В., 2015 г.), «Вопросы управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии» (Малафеев А.В., Панова Е.А., Варганова А.В., Газизова О.В., 2019 г.) используются при реализации образовательных программ магистратуры по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и аспирантуры по научной специальности 2.4.2. «Электротехнические комплексы и системы».

Директор института энергетики  
и автоматизированных систем,  
д-р техн. наук, профессор



В.Р. Храмшин

Заведующий кафедрой электроснабжения  
промышленных предприятий,  
канд. техн. наук, доцент



А.В. Варганова

**Приложение 2 Патенты на изобретения и свидетельства о государственной  
регистрации программ для ЭВМ**

29

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

об официальной регистрации программы для ЭВМ

№ 2007611306

Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий

Правообладатель(ли): *Открытое акционерное общество «Магнитогорский металлургический комбинат» (RU)*

Автор(ы): *Игуменцев Валентин Алексеевич, Зиновьев Василий Владимирович, Малафеев Алексей Вячеславович, Буланова Ольга Викторовна (RU)*

Заявка № 2007610472

Дата поступления 12 февраля 2007 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ

27 марта 2007 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2008610773

• **Расчёт и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и режимов замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий**

Правообладатель(ли): **Открытое акционерное общество «Магнитогорский металлургический комбинат» (RU)**

Автор(ы): **Игуменцев Валентин Алексеевич, Малафеев Алексей Вячеславович, Буланова Ольга Викторовна, Ротанова Юлия Николаевна, Зиновьев Василий Владимирович (RU)**

Заявка № **2007615156**

Дата поступления **17 декабря 2007 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ  
**14 февраля 2008 г.**

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам



Б.П. Симонов

109  
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации базы данных

**№ 2009620449**

Технические данные электросетевого оборудования  
ОАО «ММК» для расчета нормативов технологических потерь  
электроэнергии

Правообладатель(ли): *Открытое акционерное общество  
«Магнитогорский металлургический комбинат» (RU)*

Автор(ы): *Заславец Борис Иванович, Оленникова Татьяна  
Борисовна, Малафеев Алексей Вячеславович, Буланова Ольга  
Викторовна, Ротанова Юлия Николаевна, Ягольниковна  
Евгения Борисовна, Алтухова Марина Александровна (RU)*

Заявка № 2009620373

Дата поступления 20 июля 2009 г.

Зарегистрировано в Реестре баз данных  
10 сентября 2009 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной  
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2010617441

**Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий при параллельной и раздельной работе с энергосистемой с учетом действия релейной защиты**

Правообладатель(ли): **Открытое акционерное общество «Магнитогорский металлургический комбинат» (RU)**

Автор(ы): **Игуменцев Валентин Алексеевич, Малафеев Алексей Вячеславович, Буланова Ольга Викторовна, Ротанова Юлия Николаевна, Панова Евгения Александровна, Николаев Николай Александрович, Зиновьев Василий Владимирович (RU)**

Заявка № **2010615643**

Дата поступления **13 сентября 2010 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ  
**11 ноября 2010 г.**

*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам*



*Б.П. Симонов*

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012612069

Комплекс автоматизированного  
режимного анализа КАТРАН 6.0Правообладатель(ли): *Открытое акционерное общество  
«Магнитогорский металлургический комбинат» (RU)*Автор(ы): *Игуменцев Валентин Алексеевич,  
Малафеев Алексей Вячеславович, Буланова Ольга Викторовна,  
Кондрашова Юлия Николаевна, Панова Евгения Александровна,  
Хламова Александра Владимировна, Тарасов Владимир Маркелович,  
Ягольников Евгений Борисовна, Николаев Николай Александрович,  
Зиновьев Василий Владимирович (RU)*

Заявка № 2011618269

Дата поступления 7 ноября 2011 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ  
24 февраля 2012 г.Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Б.П. Симонов', is written over a horizontal line.

Б.П. Симонов



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2013616847

**Комплекс автоматизированного режимного анализа  
КАТРАН 7.0**

Правообладатель: *Открытое акционерное общество  
«Магнитогорский металлургический комбинат» (RU)*

Авторы: *Игуменцев Валентин Алексеевич (RU), Малафеев Алексей Вячеславович (RU), Газизова Ольга Викторовна (RU), Кондрашова Юлия Николаевна (RU), Панова Евгения Александровна (RU), Кочкина Александра Владимировна (RU), Зиновьев Василий Владимирович (RU)*

Заявка № 2013610067

Дата поступления 09 января 2013 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 24 июля 2013 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015662725

Комплекс автоматизированного режимного анализа  
КАТРАН 9.0

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» (RU)*

Авторы: *Изуменцев Валентин Алексеевич (RU), Малафеев Алексей Вячеславович (RU), Панова Евгения Александровна (RU), Варганова Александра Владимировна (RU), Газизова Ольга Викторовна (RU), Кондрашова Юлия Николаевна (RU), Зиновьев Василий Владимирович (RU), Савельева Ксения Сергеевна (RU), Юлдашева Алина Илдаровна (RU), Крубцова Анастасия Андреевна (RU), Курилова Наталья Александровна (RU)*

Заявка № 2015619760

Дата поступления 15 октября 2015 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 30 ноября 2015 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

RU 2019610251

## ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

Номер регистрации (свидетельства):  
2019610251

Дата регистрации: 09.01.2019

Номер и дата поступления заявки:  
2018661952 29.10.2018

Дата публикации и номер бюллетеня:  
10.01.2019 Бюл. № 1

Контактные реквизиты:  
mgtu@mgtu.ru

Автор(ы):

Игуменцев Валентин Алексеевич (RU),  
Малафеев Алексей Вячеславович (RU),  
Панова Евгения Александровна (RU),  
Варганова Александра Владимировна (RU),  
Газизова Ольга Викторовна (RU),  
Кондрашова Юлия Николаевна (RU),  
Зиновьев Василий Владимирович (RU),  
Юлдашева Алина Илдаровна (RU),  
Крубцова Анастасия Андреевна (RU),  
Анисимова Наталья Александровна (RU),  
Насибуллин Артем Тахирович (RU),  
Тремасов Максим Александрович (RU),  
Щербакова Валерия Сергеевна (RU),  
Богуш Владислав Константинович (RU)

Правообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Магнитогорский государственный  
технический университет им. Г.И. Носова» (RU)

Название программы для ЭВМ:

Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 10.0

Реферат:

Программа предназначена для расчета и оптимизации режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями. Также программа производит расчеты: установившегося режима при параллельной работе с энергосистемой и отделении от нее, в т.ч. при представлении нагрузок нечеткими значениями; коротких замыканий и замыканий на землю; потерь мощности; оптимального состава топливной смеси; несимметричных режимов с учетом взаимодействия элементов ЛЭП; переходных режимов с учетом релейной защиты; характеристик нагрузки; статической устойчивости; структурной надежности; уточненных моментно-скоростных характеристик центробежных машин. Программа может быть использована диспетчерскими службами электрических сетей, энергохозяйств, заводских электростанций или службами режимов для решения задач оперативного управления и перспективного планирования.

Язык программирования: C++

Объем программы для ЭВМ: 10638 Кб

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2715731

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ НАПРЯЖЕНИЙ  
В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова" (RU)*

Авторы: *Храмшин Тимур Рифхатович (RU), Храмшин Рифхат Рамазанович (RU), Корнилов Геннадий Петрович (RU), Газизова Ольга Викторовна (RU), Бунин Александр Андреевич (RU)*

Заявка № 2019135537

Приоритет изобретения 05 ноября 2019 г.

Дата государственной регистрации в

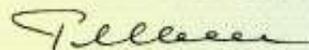
Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 03 марта 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 05 ноября 2039 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2767178

**СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ВОЗБУЖДЕНИЯ  
СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО  
ТОКА**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» (RU)*

Авторы: *Корнилов Геннадий Петрович (RU), Храмшин Рифхат Рамазанович (RU), Газизова Ольга Викторовна (RU), Логинов Борис Михайлович (RU)*

Заявка № 2021119042

Приоритет изобретения **30 июня 2021 г.**

Дата государственной регистрации  
в Государственном реестре изобретений  
Российской Федерации **16 марта 2022 г.**

Срок действия исключительного права  
на изобретение истекает **30 июня 2041 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат 68b89077614c4010a24e0bd24145d5c7  
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**  
Действителен с 20.05.22 по 26.05.2025

*Ю.С. Зубов*



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2802730

**Устройство для управления возбуждением синхронного генератора в распределительной сети переменного тока**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова" (RU)*

Авторы: *Корнилов Геннадий Петрович (RU), Храмшин Рифхат Рамазанович (RU), Газизова Ольга Викторовна (RU), Логинов Борис Михайлович (RU), Соколов Александр Павлович (RU), Бочкарев Алексей Андреевич (RU)*

Заявка № 2023103251

Приоритет изобретения 14 февраля 2023 г.

Дата государственной регистрации  
в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 31 августа 2023 г.

Срок действия исключительного права  
на изобретение истекает 14 февраля 2043 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью  
Сертификат: 429b6a09e3863264ba196183e75b4aa7  
Владелец: **Зубов Юлий Сергеевич**  
Действителен с 19.05.2023 по 02.08.2024

*Ю.С. Зубов*



## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022662427

**Программа для имитационного моделирования системы  
сеть – заводская электростанция с групповым  
автоматическим регулированием возбуждения**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Магнитогорский государственный технический  
университет им. Г.И. Носова» (RU)*

Авторы: *Корнилов Геннадий Петрович (RU), Газизова Ольга  
Викторовна (RU), Логинов Борис Михайлович (RU)*

Заявка № 2022661964

Дата поступления 29 июня 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 04 июля 2022 г.



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью  
Сертификат: 68b80077e1e49f0a94edbd24145d5c7  
Владелец: **Зубов Юлий Сергеевич**  
Действителен с 26.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022662428

**Программа для имитационного моделирования системы  
каскадно-частотного регулирования электроприводов  
питательных насосов заводских электростанций**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Магнитогорский государственный технический университет  
им. Г.И. Носова» (RU)*

Авторы: *Корнилов Геннадий Петрович (RU), Бочкарев Алексей  
Андреевич (RU), Газизова Ольга Викторовна (RU), Лыгин Максим  
Михайлович (RU), Шарафутдинов Данил Маратович (RU),  
Логонов Борис Михайлович (RU)*

Заявка № 2022661962

Дата поступления 29 июня 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 04 июля 2022 г.



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью  
Сертификат 6Bh80d77e14c38f0a94e0bd24145d5c7  
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**  
Действителен с 26.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022663568

**Программа для имитационного моделирования системы  
сеть - синхронный генератор с адаптивным  
автоматическим регулированием возбуждения**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Магнитогорский государственный технический университет  
им. Г.И. Носова» (RU)*

Авторы: *Корнилов Геннадий Петрович (RU), Газизова Ольга  
Викторовна (RU), Логинов Борис Михайлович (RU), Храмшин  
Рифхат Рамазанович (RU), Соколов Александр Павлович (RU)*

Заявка № 2022661816

Дата поступления 29 июня 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 15 июля 2022 г.



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат 68b80077c14c1010a94e0ba24145d5c7  
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**  
Действителен с 20.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025662369

**Групповое регулирование синхронных генераторов  
заводских электростанций с учетом ограничений**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» (RU)*

Авторы: *Корнилов Геннадий Петрович (RU), Бочкарев Алексей Андреевич (RU), Газизова Ольга Викторовна (RU), Дьяков Данил Алексеевич (RU), Морщакин Александр Эдуардович (RU), Логинов Борис Михайлович (RU)*



Заявка № 2025661648

Дата поступления 13 мая 2025 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 мая 2025 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат: 0692e701663030564240670bca2026  
Владимир Зубов Юрий Сергеевич  
Действителен с 10.03.2014 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов

**Приложение 3 Фактические графики изменения параметров режима ЦЭС и их показатели устойчивости**

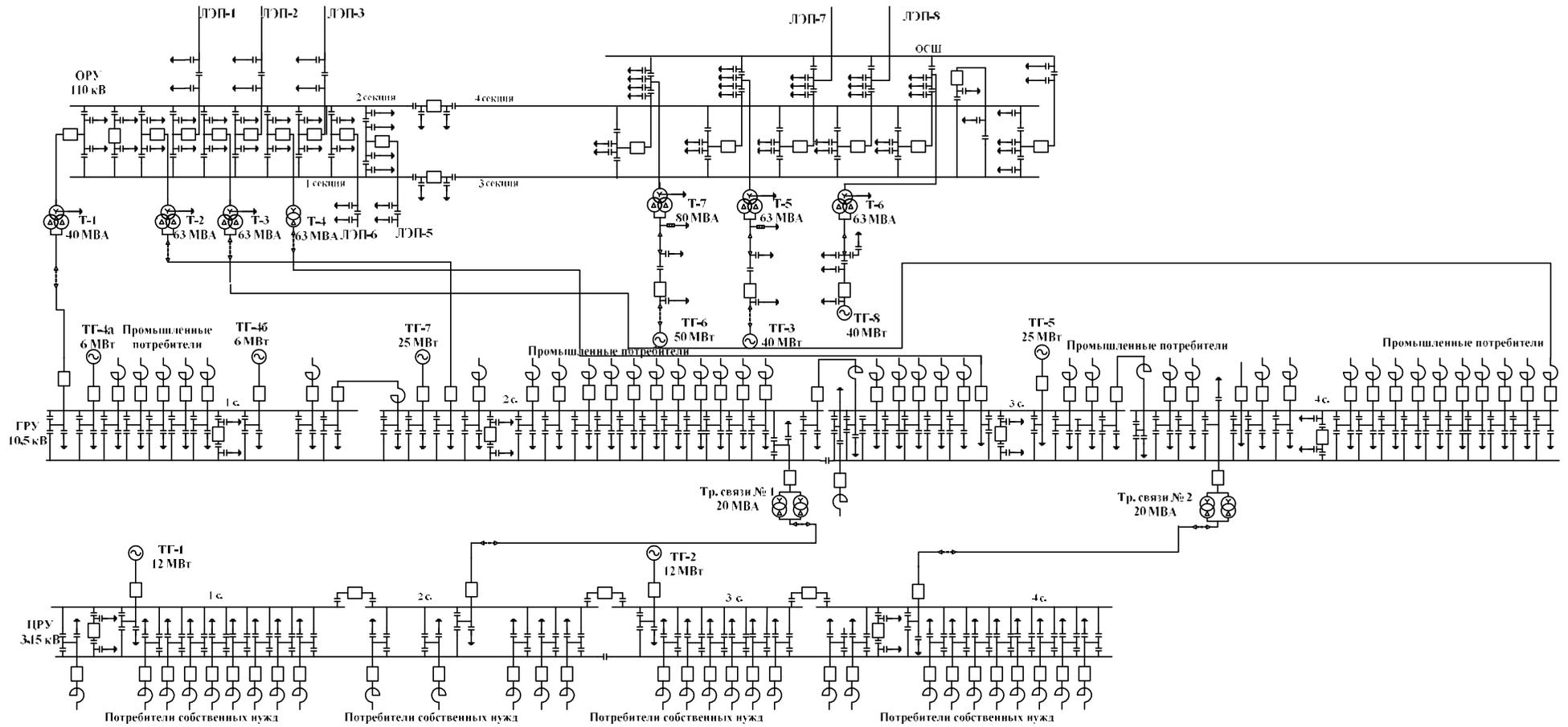


Рисунок П.3.1 - Схема электрических соединений Центральной электростанции

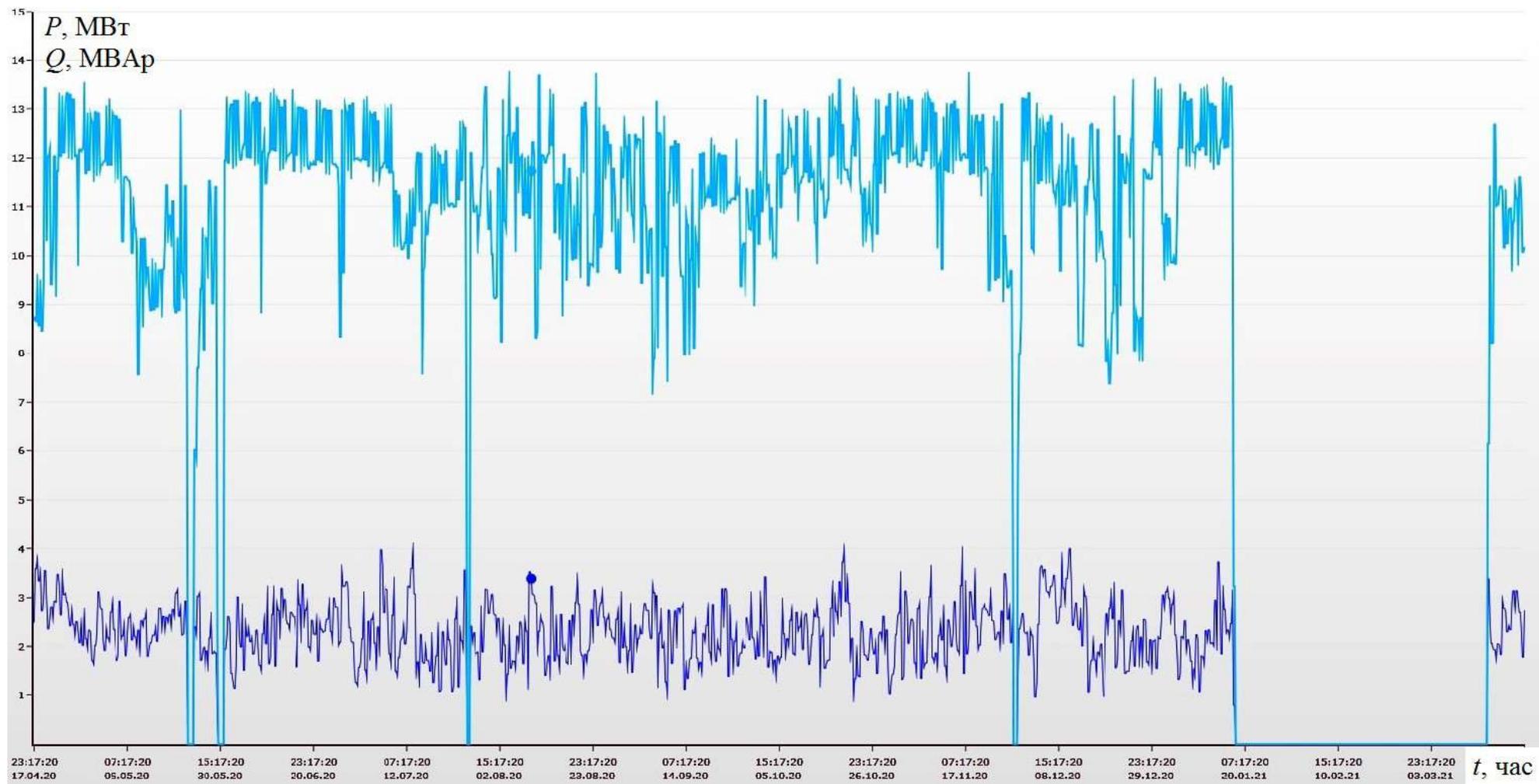


Рисунок П.3.2 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-1 ЦЭС

Таблица П.3.1 - Фактические параметры режима ТГ - 1 12 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,62	0,30	1,08	1,03	0,98	48,70	28,96
1	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,58	0,30	1,08	1,03	0,98	48,70	28,96
2	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,58	0,28	1,08	1,03	0,98	49,21	27,67
3	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,58	0,28	1,08	1,03	0,98	49,21	27,67
4	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,58	0,28	1,08	1,03	0,98	49,21	27,67
5	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,58	0,27	1,06	1,04	0,98	48,75	28,21
6	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,58	0,26	1,07	1,04	0,98	49,23	27,17
7	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,58	0,28	1,08	1,04	0,98	49,01	28,08
8	0,33	0,75	1,02	0,95	38,37	0,62	0,28	1,08	1,03	0,98	49,43	27,29
9	0,33	0,88	1,02	0,96	42,73	0,71	0,28	1,08	1,03	0,98	49,43	27,29
10	0,28	1,04	1,02	0,98	49,00	0,82	0,28	1,08	1,03	0,98	49,43	27,29
11	0,22	1,00	1,02	0,99	49,17	0,80	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
12	0,22	1,00	1,02	0,99	49,17	0,80	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
13	0,28	1,04	1,02	0,98	49,00	0,80	0,28	1,08	1,03	0,98	49,43	27,29
14	0,28	1,04	1,02	0,98	49,00	0,80	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
15	0,22	1,04	1,02	0,99	50,33	0,80	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
16	0,22	1,08	1,02	0,99	51,43	0,84	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
17	0,33	1,08	1,02	0,97	48,83	0,84	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
18	0,22	1,08	1,02	0,99	51,43	0,84	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
19	0,22	1,08	1,02	0,99	51,43	0,84	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
20	0,33	1,08	1,02	0,97	48,83	0,84	0,19	1,08	1,03	0,99	51,38	22,57
21	0,22	1,04	1,02	0,99	50,33	0,80	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52
22	0,28	1,04	1,02	0,98	49,00	0,80	0,28	1,08	1,03	0,98	49,43	27,29
23	0,33	1,08	1,02	0,97	48,83	0,84	0,33	1,08	1,03	0,97	48,18	30,52

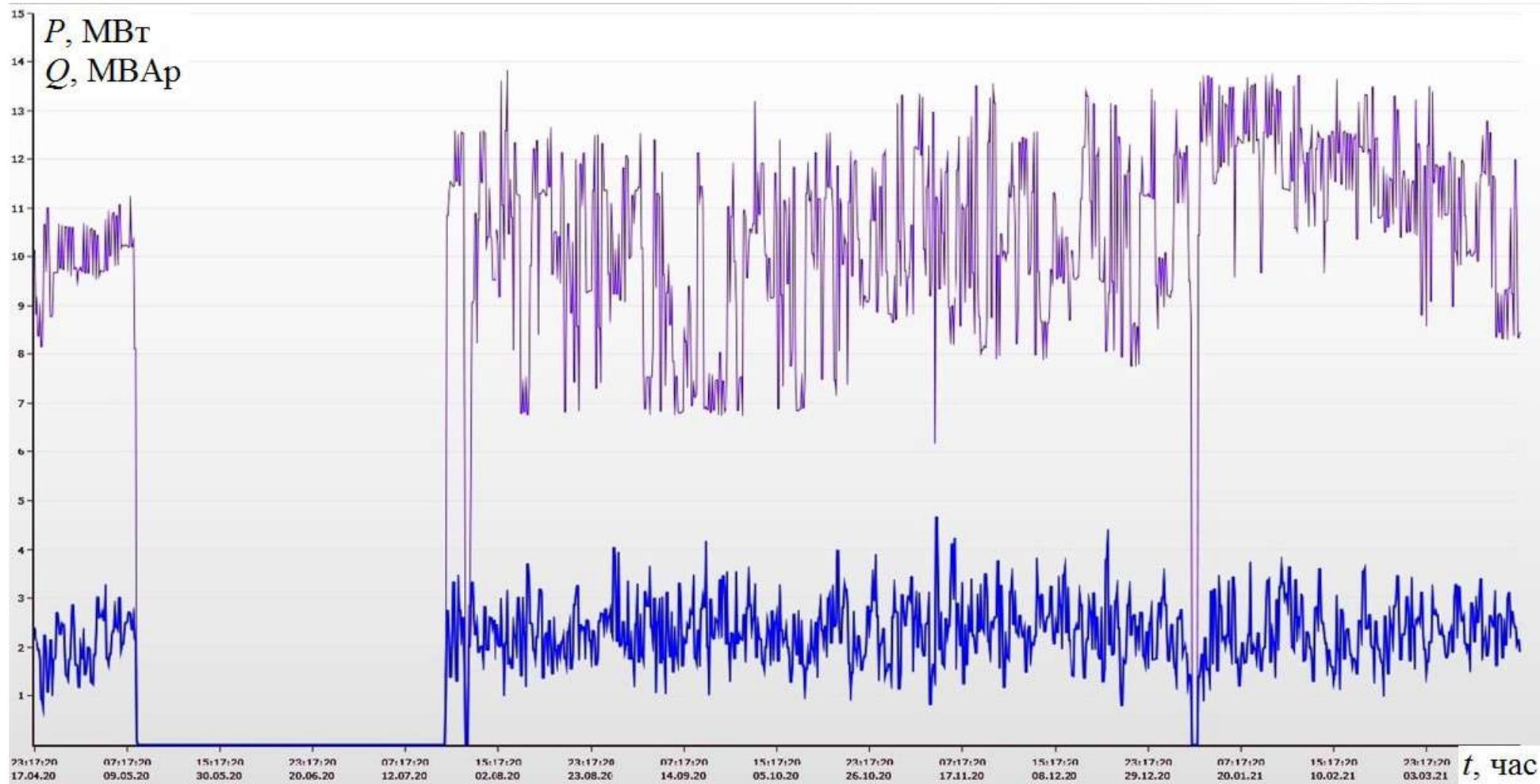


Рисунок П. 3.3 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-2 ЦЭС

Таблица П.3.2 - Фактические параметры режима ТГ - 2 12 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022					июнь, 2022						
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,39	0,50	1,05	0,86	25,82	0,47	0,26	1,06	1,04	0,98	48,87	27,77
1	0,44	0,50	1,05	0,83	24,95	0,47	0,26	1,06	1,04	0,98	48,87	27,77
2	0,44	0,50	1,05	0,83	24,95	0,47	0,11	1,06	1,04	1,00	52,37	19,75
3	0,44	0,50	1,05	0,83	24,95	0,47	0,11	1,06	1,04	1,00	52,37	19,75
4	0,33	0,50	1,05	0,89	26,76	0,47	0,11	1,06	1,04	1,00	52,37	19,75
5	0,44	0,50	1,05	0,83	24,95	0,47	0,17	1,05	1,04	0,99	50,76	23,04
6	0,44	0,50	1,05	0,83	24,95	0,47	0,13	1,05	1,04	1,00	51,44	21,41
7	0,44	0,50	1,05	0,83	24,95	0,47	0,19	1,07	1,04	0,99	50,82	23,32
8	0,28	0,50	1,05	0,92	27,76	0,42	0,11	1,08	1,05	1,00	52,71	19,28
9	0,28	0,50	1,05	0,92	27,76	0,42	0,11	1,08	1,05	1,00	52,71	19,28
10	0,33	1,00	1,05	0,97	45,24	0,80	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
11	0,22	1,00	1,05	0,99	47,75	0,80	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
12	0,22	1,00	1,05	0,99	47,75	0,76	0,28	1,08	1,05	0,98	48,75	28,31
13	0,33	1,00	1,05	0,97	45,24	0,78	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
14	0,33	1,00	1,05	0,97	45,24	0,80	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
15	0,22	1,00	1,05	0,99	47,75	0,80	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
16	0,22	1,04	1,05	0,99	48,91	0,80	0,33	1,08	1,05	0,97	47,53	31,59
17	0,28	1,04	1,05	0,98	47,64	0,80	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
18	0,28	1,04	1,05	0,98	47,64	0,80	0,39	1,08	1,05	0,97	46,36	34,98
19	0,28	1,04	1,05	0,98	47,64	0,80	0,33	1,08	1,05	0,97	47,53	31,59
20	0,28	1,04	1,05	0,98	47,64	0,80	0,18	1,04	1,03	0,99	50,64	23,58
21	0,22	1,00	1,05	0,99	47,75	0,80	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
22	0,33	1,00	1,05	0,97	45,24	0,78	0,22	1,08	1,05	0,99	50,02	25,16
23	0,28	1,04	1,05	0,98	47,64	0,80	0,39	1,08	1,05	0,97	46,36	34,98

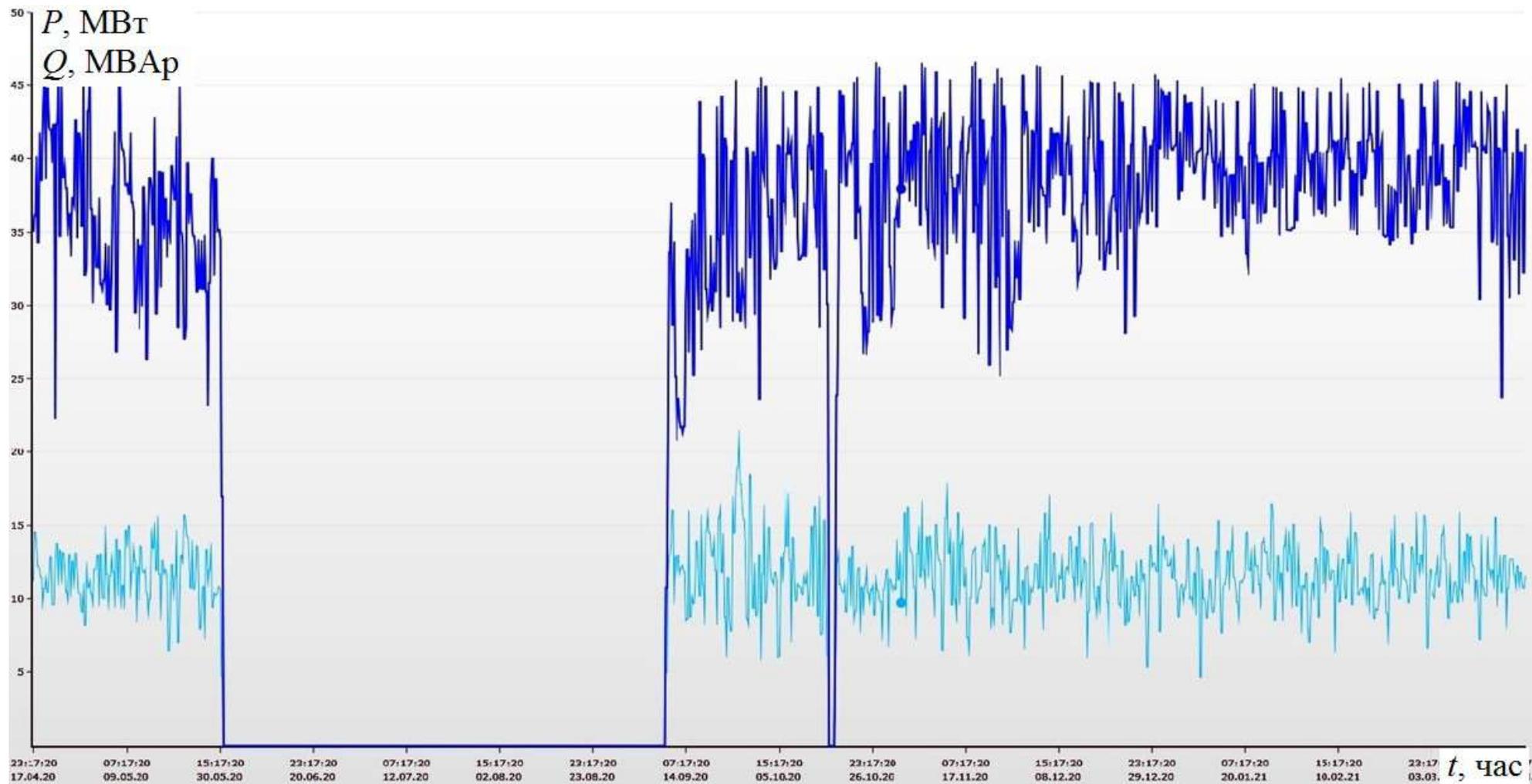


Рисунок П.3.4 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-3 ЦЭС

Таблица П 3.3 - Фактические параметры режима ТГ - 3 40 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,57	0,80	1,02	0,88	41,17	0,69	0,27	1,05	1,04	0,98	56,00	18,79
1	0,57	0,81	1,01	0,89	41,89	0,76	0,27	1,05	1,04	0,98	56,00	18,79
2	0,43	0,81	1,01	0,93	45,24	0,76	0,17	1,05	1,04	0,99	58,90	13,94
3	0,53	0,81	1,01	0,90	42,69	0,76	0,17	1,05	1,04	0,99	58,90	13,94
4	0,60	0,81	1,01	0,87	41,12	0,76	0,17	1,05	1,04	0,99	58,90	13,94
5	0,33	0,81	1,01	0,96	48,03	0,76	0,22	1,05	1,03	0,99	57,57	16,24
6	0,47	0,81	1,01	0,92	44,36	0,76	0,19	1,05	1,03	0,99	58,58	14,67
7	0,50	0,81	1,01	0,91	43,52	0,76	0,25	1,05	1,03	0,98	56,73	17,74
8	0,53	0,80	1,04	0,89	41,37	0,73	0,23	1,08	1,04	0,99	57,56	16,38
9	0,33	1,05	1,02	0,97	54,83	0,84	0,27	1,08	1,04	0,98	56,62	18,00
10	0,47	1,06	1,03	0,95	51,37	0,87	0,33	1,08	1,04	0,97	54,80	21,40
11	0,33	1,05	1,04	0,97	54,16	0,85	0,40	1,06	1,04	0,96	52,74	25,55
12	0,53	1,05	1,04	0,93	49,14	0,87	0,33	1,08	1,04	0,97	54,80	21,40
13	0,40	1,06	1,04	0,96	52,74	0,84	0,40	1,08	1,04	0,96	53,06	25,02
14	0,53	1,06	1,04	0,94	49,47	0,87	0,47	1,06	1,04	0,95	51,07	29,45
15	0,33	1,05	1,04	0,97	54,16	0,84	0,33	1,08	1,04	0,97	54,80	21,40
16	0,33	1,06	1,04	0,97	54,48	0,84	0,47	1,06	1,04	0,95	51,07	29,45
17	0,57	1,06	1,03	0,93	48,99	0,87	0,43	1,06	1,04	0,96	51,89	27,48
18	0,47	1,06	1,03	0,95	51,37	0,87	0,60	1,06	1,04	0,92	47,95	37,76
19	0,40	1,06	1,03	0,96	53,06	0,87	0,53	1,06	1,04	0,94	49,47	33,52
20	0,57	1,06	1,03	0,93	48,99	0,87	0,50	1,04	1,03	0,94	50,10	31,85
21	0,33	1,05	1,04	0,97	54,16	0,84	0,43	1,06	1,04	0,96	51,89	27,48
22	0,40	1,06	1,04	0,96	52,74	0,84	0,40	1,08	1,04	0,96	53,06	25,02
23	0,57	1,06	1,03	0,93	48,99	0,87	0,60	1,06	1,04	0,92	47,95	37,76

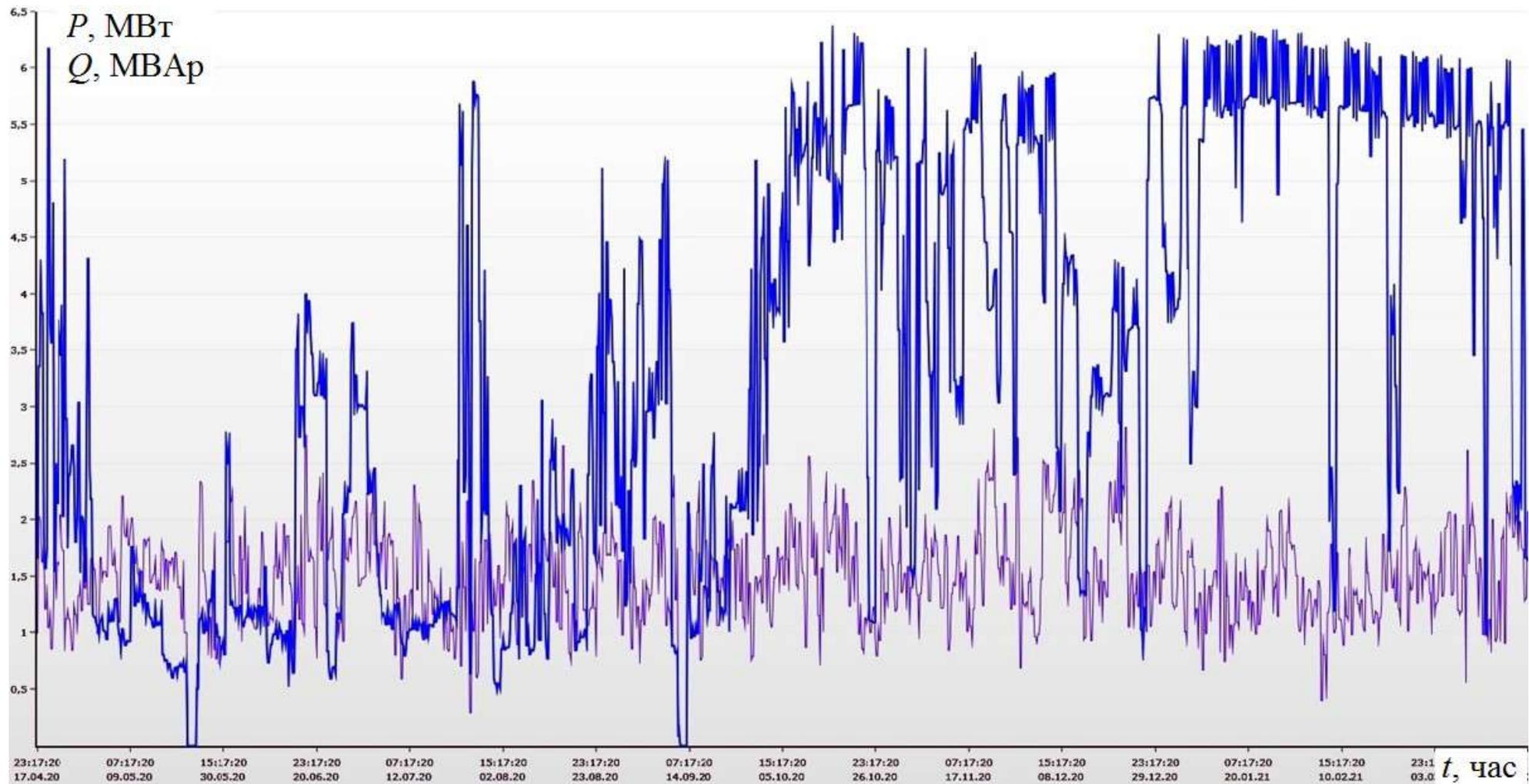


Рисунок П.3.5 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-4А ЦЭС

Таблица П.3.4 - Фактические параметры режима ТГ- 4а 6 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,29	0,22	0,78	1,00	0,98	44,12	37,13
1	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,31	0,22	0,78	1,00	0,98	44,12	37,13
2	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,31	0,22	0,78	1,00	0,98	44,12	37,13
3	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,31	0,22	0,78	1,00	0,98	44,12	37,13
4	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,31	0,22	0,78	1,00	0,98	44,12	37,13
5	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,31	0,22	0,77	1,00	0,98	43,51	38,54
6	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,31	0,22	0,77	1,00	0,98	43,51	38,54
7	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,31	0,27	0,78	1,00	0,97	42,97	41,07
8	0,44	0,25	1,00	0,60	14,39	0,24	0,33	0,75	1,00	0,95	40,09	50,76
9	0,44	0,92	1,00	0,94	43,25	0,78	0,33	0,67	1,00	0,94	36,80	61,58
10	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,33	0,58	1,00	0,92	33,21	76,18
11	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,33	0,42	1,00	0,86	25,06	126,36
12	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,33	0,42	1,01	0,86	24,76	128,48
13	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,44	0,42	1,00	0,78	23,15	150,56
14	0,56	1,00	1,00	0,92	43,39	0,85	0,44	0,50	1,00	0,83	27,16	116,00
15	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,33	0,42	1,00	0,86	25,06	126,36
16	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,44	0,42	1,00	0,78	23,15	150,56
17	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,44	0,42	1,00	0,78	23,15	150,56
18	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,44	0,42	1,00	0,78	23,15	150,56
19	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,80	0,44	0,50	1,00	0,83	27,16	116,00
20	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,37	0,44	1,00	0,85	25,40	125,56
21	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,44	0,42	1,00	0,78	23,15	150,56
22	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,82	0,44	0,42	1,00	0,78	23,15	150,56
23	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,44	0,42	1,00	0,78	23,15	150,56

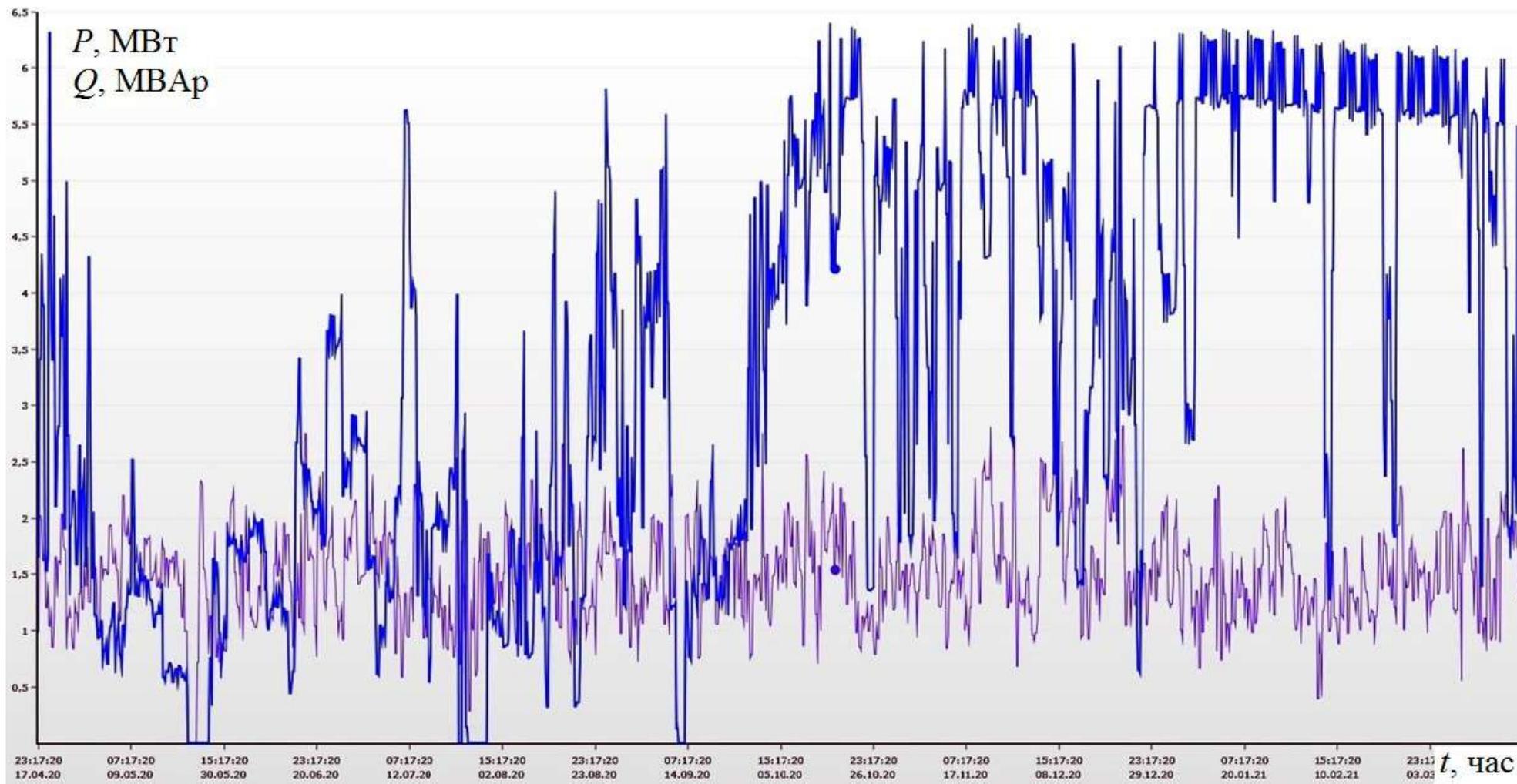


Рисунок П.3.6 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-4Б ЦЭС

Таблица П.3.5 - Фактические параметры режима ТГ – 46 6 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,33	0,33	1,00	0,80	20,51	0,31	0,33	0,72	1,00	0,94	38,81	54,73
1	0,44	0,33	1,00	0,71	18,89	0,31	0,33	0,72	1,00	0,94	38,81	54,73
2	0,44	0,33	1,00	0,71	18,89	0,31	0,33	0,72	1,00	0,94	38,81	54,73
3	0,44	0,33	1,00	0,71	18,89	0,31	0,33	0,72	1,00	0,94	38,81	54,73
4	0,44	0,33	1,00	0,71	18,89	0,31	0,33	0,72	1,00	0,94	38,81	54,73
5	0,33	0,33	1,00	0,80	20,51	0,31	0,33	0,72	1,00	0,94	38,81	54,73
6	0,33	0,33	1,00	0,80	20,51	0,31	0,33	0,72	1,00	0,94	38,81	54,73
7	0,33	0,33	1,00	0,80	20,51	0,31	0,32	0,58	1,00	0,92	33,46	74,62
8	0,33	0,33	1,00	0,80	20,51	0,24	0,33	0,58	1,01	0,92	32,85	77,57
9	0,44	0,92	1,00	0,94	43,25	0,75	0,33	0,58	1,01	0,92	32,85	77,57
10	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,85	0,33	0,58	1,01	0,92	32,85	77,57
11	0,33	1,00	1,01	0,97	47,91	0,85	0,33	0,50	1,01	0,89	28,97	98,26
12	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,85	0,33	0,50	1,01	0,89	28,97	98,26
13	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,85	0,33	0,50	1,01	0,89	28,97	98,26
14	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,44	0,50	1,00	0,83	27,16	116,00
15	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,82	0,33	0,50	1,01	0,89	28,97	98,26
16	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,82	0,44	0,50	1,00	0,83	27,16	116,00
17	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,33	0,50	1,00	0,89	29,30	96,57
18	0,33	1,00	1,01	0,97	47,91	0,82	0,44	0,50	1,00	0,83	27,16	116,00
19	0,33	1,00	1,01	0,97	47,91	0,82	0,44	0,50	1,00	0,83	27,16	116,00
20	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,41	0,46	1,00	0,83	26,01	123,08
21	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,82	0,33	0,50	1,00	0,89	29,30	96,57
22	0,33	1,00	1,00	0,97	48,30	0,85	0,33	0,50	1,01	0,89	28,97	98,26
23	0,44	1,00	1,00	0,95	45,74	0,85	0,44	0,50	1,00	0,83	27,16	116,00

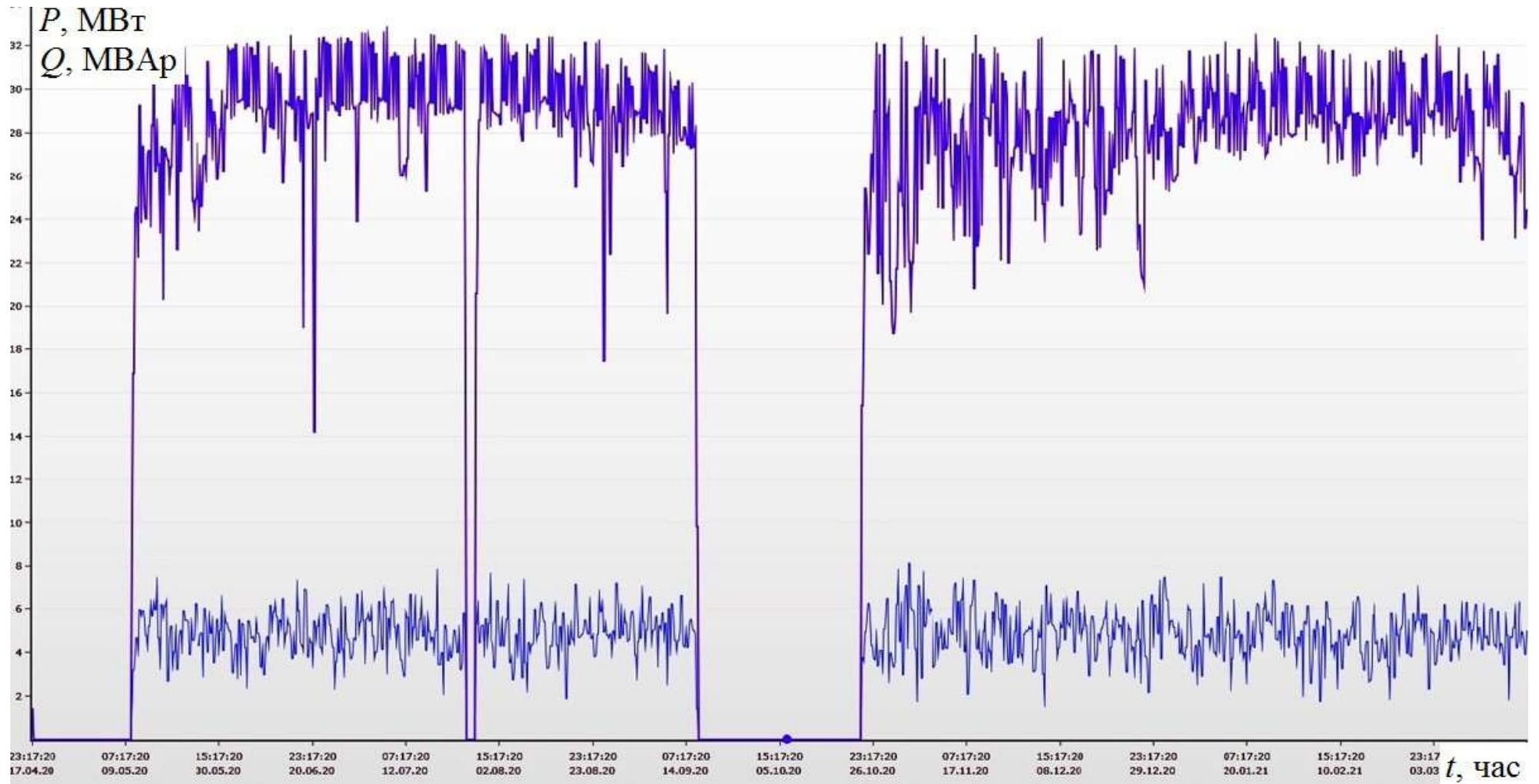


Рисунок П.3.7 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-5 ЦЭС

Таблица П.3.6 - Фактические параметры режима ТГ - 5 25 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,21	1,12	1,00	0,99	60,56	0,87	0,27	1,20	1,01	0,99	60,42	13,79
1	0,21	1,08	1,00	0,99	59,66	0,87	0,27	1,20	1,01	0,99	60,42	13,79
2	0,27	1,08	1,00	0,98	58,11	0,87	0,27	1,20	1,01	0,99	60,42	13,79
3	0,27	1,08	1,00	0,98	58,11	0,87	0,27	1,20	1,01	0,99	60,42	13,79
4	0,27	1,08	1,00	0,98	58,11	0,87	0,27	1,20	1,01	0,99	60,42	13,79
5	0,37	1,08	1,00	0,97	55,15	0,87	0,30	1,21	1,01	0,98	59,81	14,81
6	0,32	1,08	1,00	0,98	56,60	0,87	0,26	1,21	1,01	0,99	60,82	13,31
7	0,21	1,08	1,00	0,99	59,66	0,87	0,31	1,12	1,01	0,98	57,52	17,65
8	0,37	1,08	1,00	0,97	55,15	0,90	0,37	1,16	1,01	0,97	56,73	19,47
9	0,32	1,08	1,00	0,98	56,60	0,90	0,32	1,16	1,01	0,98	58,13	17,01
10	0,32	1,20	1,00	0,98	59,32	0,99	0,32	1,14	1,01	0,98	57,69	17,57
11	0,21	1,20	1,00	0,99	62,22	0,99	0,32	1,22	1,01	0,98	59,41	15,49
12	0,37	1,20	1,00	0,97	57,92	0,99	0,37	1,22	1,01	0,97	58,04	17,74
13	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	0,98	0,32	1,22	1,01	0,98	59,41	15,49
14	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	0,99	0,32	1,22	1,01	0,98	59,41	15,49
15	0,32	1,16	1,00	0,98	58,46	0,96	0,16	1,22	1,01	1,00	63,77	9,52
16	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	0,99	0,32	1,20	1,00	0,98	59,32	15,67
17	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	0,99	0,21	1,20	1,01	0,99	61,89	11,74
18	0,21	1,20	1,00	0,99	62,22	0,99	0,32	1,20	1,00	0,98	59,32	15,67
19	0,16	1,20	1,00	1,00	63,74	0,99	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	13,50
20	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	0,99	0,21	1,20	1,00	0,99	62,22	11,47
21	0,32	1,16	1,00	0,98	58,46	0,96	0,21	1,20	1,01	0,99	61,89	11,74
22	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	0,98	0,32	1,22	1,01	0,98	59,41	15,49
23	0,27	1,20	1,00	0,99	60,75	0,99	0,32	1,20	1,00	0,98	59,32	15,67

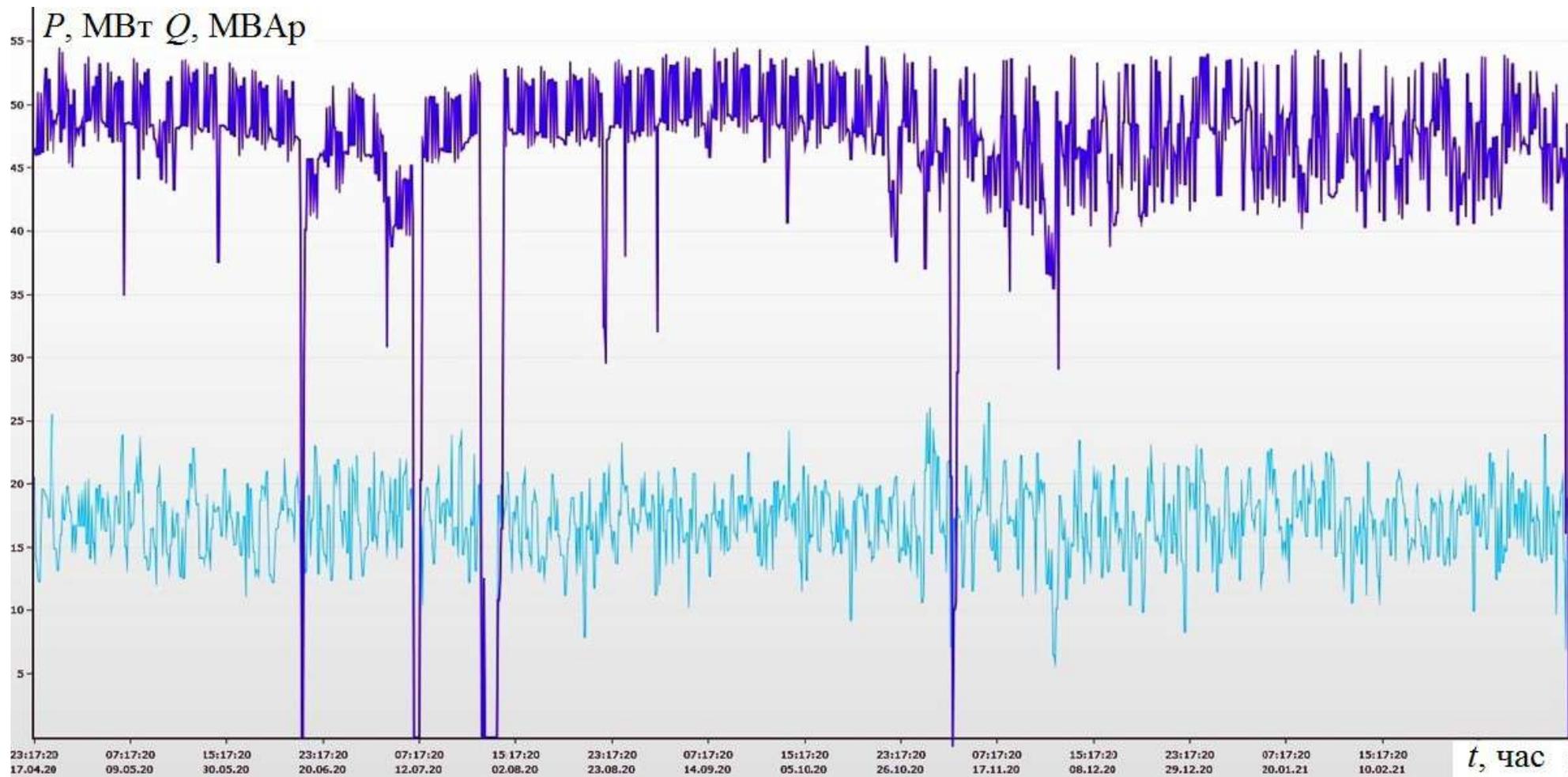


Рисунок П.3.8 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-6 ЦЭС

Таблица П.3.7 - Фактические параметры режима ТГ - 6 50 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,35	0,82	1,01	0,95	44,50	0,70	0,27	0,95	0,97	0,98	52,47	23,65
1	0,35	0,82	1,00	0,95	44,88	0,67	0,27	0,95	0,97	0,98	52,47	23,65
2	0,35	0,82	1,00	0,95	44,88	0,67	0,27	0,95	0,97	0,98	52,47	23,65
3	0,45	0,82	1,00	0,92	42,22	0,67	0,27	0,95	0,97	0,98	52,47	23,65
4	0,48	0,82	1,00	0,92	41,60	0,67	0,27	0,95	0,97	0,98	52,47	23,65
5	0,53	0,82	1,00	0,90	40,40	0,67	0,33	0,94	0,97	0,97	50,25	28,52
6	0,37	0,82	1,00	0,95	44,19	0,67	0,29	0,94	0,97	0,97	51,50	25,54
7	0,35	0,82	1,00	0,95	44,88	0,67	0,37	0,94	0,97	0,96	49,18	31,23
8	0,45	0,82	1,03	0,92	41,21	0,72	0,24	0,94	1,04	0,98	50,05	26,34
9	0,21	0,83	1,01	0,98	48,50	0,72	0,21	0,95	1,04	0,99	51,07	24,16
10	0,48	0,97	1,02	0,94	45,74	0,84	0,19	0,94	1,04	0,99	51,51	22,96
11	0,35	0,97	1,02	0,97	48,93	0,81	0,19	0,93	1,04	0,99	51,22	23,41
12	0,43	0,96	1,03	0,95	46,34	0,83	0,32	0,94	1,04	0,97	47,97	31,72
13	0,48	0,97	1,02	0,94	45,74	0,84	0,40	0,94	1,04	0,95	46,01	37,41
14	0,48	0,96	1,02	0,94	45,44	0,84	0,32	0,95	1,02	0,97	49,02	29,94
15	0,32	0,97	1,02	0,97	49,61	0,81	0,03	0,95	1,02	1,00	57,50	12,75
16	0,16	0,97	1,02	0,99	53,98	0,79	0,29	0,95	1,02	0,97	49,71	28,16
17	0,24	0,97	1,01	0,98	52,13	0,80	0,16	0,95	1,02	0,99	53,41	19,89
18	0,24	0,97	1,01	0,98	52,13	0,80	0,32	0,95	1,02	0,97	49,02	29,94
19	0,16	0,97	1,01	0,99	54,40	0,79	0,19	0,95	1,02	0,99	52,64	21,46
20	0,24	0,97	1,01	0,98	52,13	0,80	0,56	0,95	0,96	0,91	45,14	43,77
21	0,32	0,97	1,02	0,97	49,61	0,81	0,16	0,95	1,02	0,99	53,41	19,89
22	0,48	0,97	1,02	0,94	45,74	0,84	0,40	0,94	1,04	0,95	46,01	37,41
23	0,24	0,97	1,01	0,98	52,13	0,80	0,32	0,95	1,02	0,97	49,02	29,94

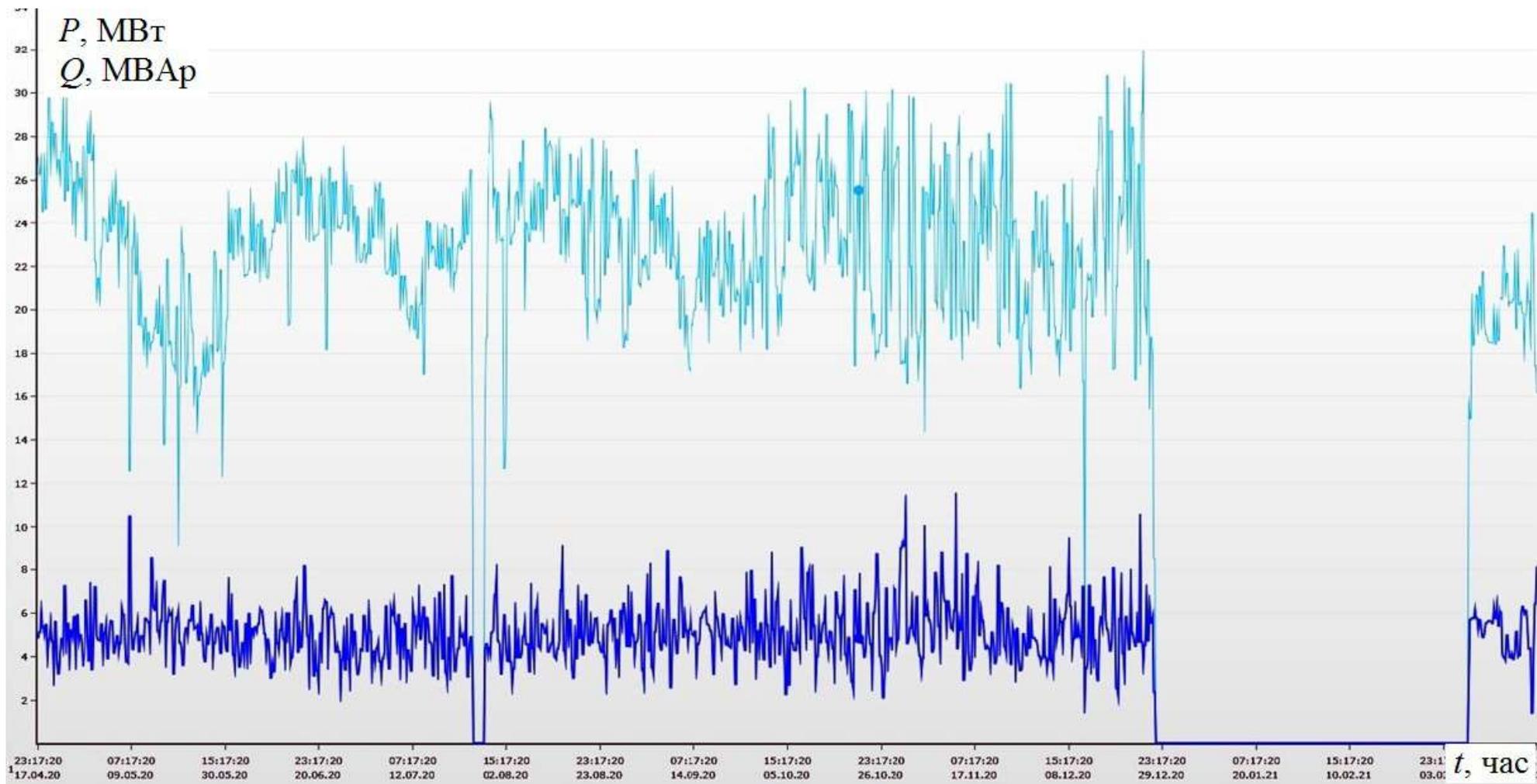


Рисунок П.3.9 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-7 ЦЭС

Таблица П.3.8 - Фактические параметры режима ТГ - 7 25 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,27	0,92	0,99	0,98	54,22	0,76	0,25	0,95	0,98	0,98	55,88	19,15
1	0,37	0,90	0,99	0,95	50,45	0,76	0,25	0,95	0,98	0,98	55,88	19,15
2	0,21	0,90	0,99	0,98	55,30	0,76	0,19	0,95	0,98	0,99	57,92	15,61
3	0,37	0,90	0,99	0,95	50,45	0,76	0,19	0,95	0,98	0,99	57,92	15,61
4	0,27	0,90	0,99	0,98	53,62	0,76	0,19	0,95	0,98	0,99	57,92	15,61
5	0,32	0,90	0,99	0,97	52,00	0,76	0,23	0,95	0,98	0,98	56,66	17,80
6	0,32	0,90	0,99	0,97	52,00	0,76	0,19	0,94	0,98	0,99	57,81	15,74
7	0,21	0,90	0,99	0,98	55,30	0,76	0,19	0,96	0,98	0,99	58,24	15,25
8	0,37	0,92	1,00	0,96	50,74	0,76	0,27	0,96	0,96	0,98	56,44	18,82
9	0,21	0,90	0,98	0,98	55,69	0,76	0,27	0,98	0,97	0,98	56,63	18,50
10	0,37	0,90	1,00	0,95	50,12	0,76	0,27	0,94	0,97	0,98	55,52	19,97
11	0,32	0,90	1,00	0,97	51,65	0,76	0,32	0,94	0,96	0,97	54,25	22,77
12	0,32	0,90	1,00	0,97	51,65	0,76	0,27	0,94	0,96	0,98	55,89	19,56
13	0,21	0,92	1,00	0,99	55,51	0,76	0,27	0,92	0,97	0,98	54,95	20,77
14	0,37	0,92	1,00	0,96	50,74	0,76	0,32	0,94	0,96	0,97	54,25	22,77
15	0,21	0,90	1,00	0,98	54,92	0,73	0,32	0,94	0,96	0,97	54,25	22,77
16	0,27	0,90	1,00	0,98	53,25	0,76	0,37	0,94	0,96	0,96	52,67	26,14
17	0,53	0,90	1,00	0,91	45,90	0,78	0,32	0,96	0,96	0,97	54,82	21,91
18	0,37	0,92	1,00	0,96	50,74	0,76	0,37	0,94	0,96	0,96	52,67	26,14
19	0,32	0,92	1,00	0,97	52,26	0,76	0,37	0,96	0,96	0,96	53,25	25,17
20	0,53	0,90	1,00	0,91	45,90	0,78	0,38	0,95	0,97	0,96	52,27	26,88
21	0,21	0,90	1,00	0,98	54,92	0,73	0,32	0,96	0,96	0,97	54,82	21,91
22	0,21	0,92	1,00	0,99	55,51	0,76	0,27	0,92	0,97	0,98	54,95	20,77
23	0,53	0,90	1,00	0,91	45,90	0,78	0,37	0,94	0,96	0,96	52,67	26,14

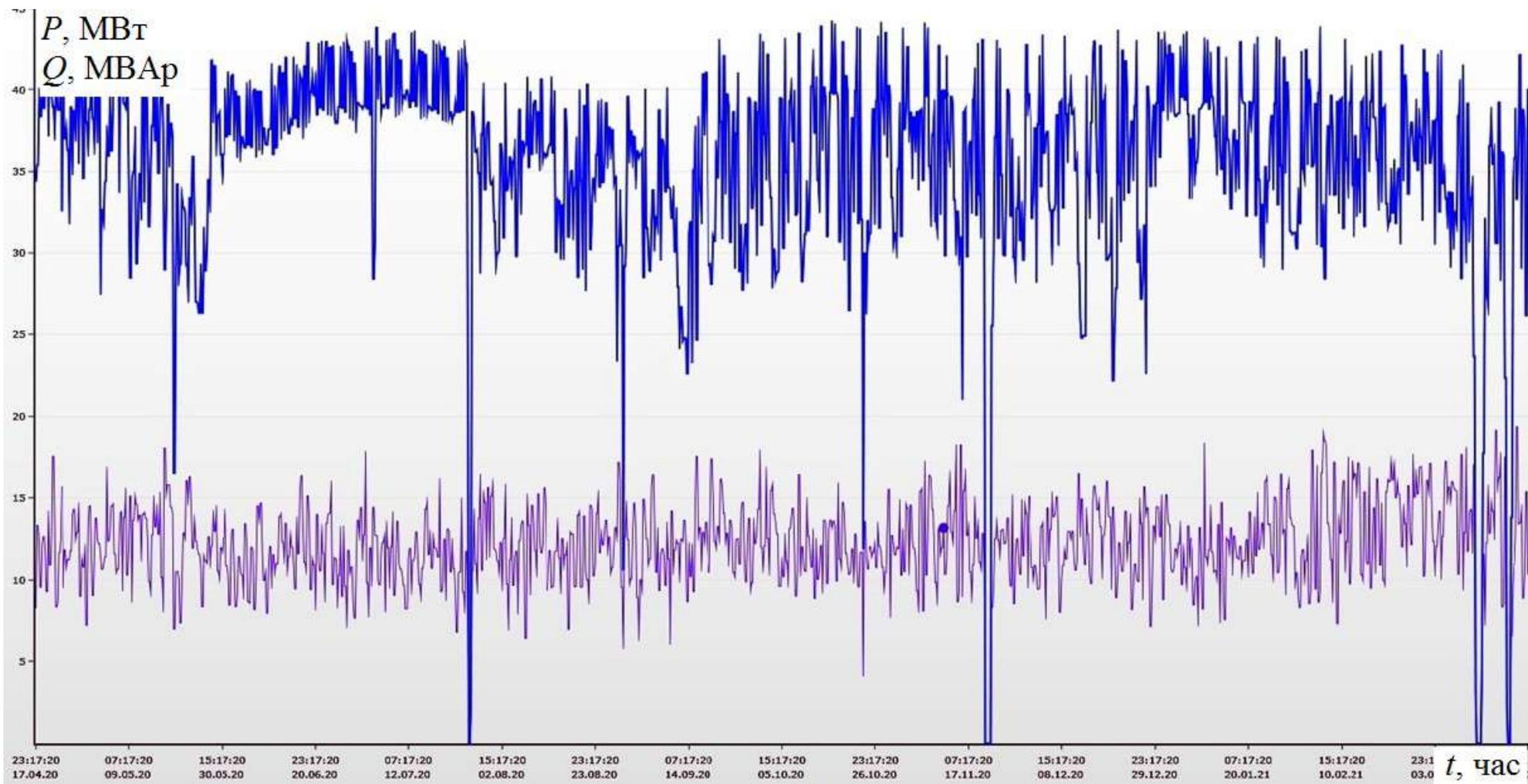


Рисунок П.3.10 - Изменение активных и реактивных мощностей ТГ-8 ЦЭС

Таблица П.3.9 - Фактические параметры режима ТГ - 8 40 МВт за характерные сутки

	декабрь, 2022						июнь, 2022					
	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	I, о.е.	Q, о.е.	P, о.е.	U, о.е.	cosφ факт	δ факт, эл град	кзап, %
0	0,33	0,90	0,99	0,96	51,62	0,73	0,50	0,75	1,02	0,89	40,93	55,37
1	0,47	0,88	0,99	0,93	47,11	0,73	0,50	0,75	1,02	0,89	40,93	55,37
2	0,53	0,88	0,99	0,91	45,40	0,73	0,17	0,75	1,02	0,99	50,47	24,98
3	0,37	0,88	0,99	0,95	49,86	0,73	0,17	0,75	1,02	0,99	50,47	24,98
4	0,40	0,88	0,99	0,95	48,92	0,73	0,17	0,75	1,02	0,99	50,47	24,98
5	0,33	0,88	0,99	0,96	50,83	0,73	0,27	0,76	1,02	0,97	47,47	33,08
6	0,43	0,88	0,99	0,94	48,00	0,73	0,33	0,76	1,02	0,95	45,77	38,22
7	0,47	0,88	0,99	0,93	47,11	0,73	0,33	0,80	1,02	0,95	47,24	34,97
8	0,53	0,86	1,00	0,91	44,70	0,73	0,33	0,78	1,01	0,95	46,68	36,31
9	0,27	0,86	0,98	0,97	52,83	0,69	0,27	0,80	1,01	0,97	49,61	28,95
10	0,53	1,04	1,00	0,93	49,96	0,87	0,30	0,91	1,04	0,97	51,21	26,48
11	0,47	1,03	1,00	0,95	51,28	0,80	0,27	0,90	1,01	0,98	52,90	23,43
12	0,53	1,01	1,00	0,93	49,27	0,80	0,27	0,90	1,00	0,98	53,26	22,97
13	0,40	1,04	1,00	0,96	53,36	0,80	0,47	0,86	1,00	0,93	46,39	39,91
14	0,53	1,04	1,00	0,93	49,96	0,84	0,57	0,86	1,01	0,90	43,60	48,88
15	0,40	1,04	1,00	0,96	53,36	0,80	0,33	0,86	1,00	0,96	50,08	29,57
16	0,47	1,04	1,00	0,95	51,62	0,84	0,60	0,86	1,00	0,89	43,10	51,13
17	0,57	1,04	1,00	0,93	49,16	0,87	0,40	0,86	1,00	0,94	48,18	34,62
18	0,27	1,04	1,00	0,98	57,08	0,80	0,60	0,84	1,00	0,88	42,26	53,68
19	0,30	1,04	1,00	0,98	56,12	0,80	0,60	0,80	1,00	0,87	40,96	57,88
20	0,57	1,04	1,00	0,93	49,16	0,87	0,53	0,90	1,02	0,91	45,25	43,62
21	0,40	1,04	1,00	0,96	53,36	0,80	0,40	0,86	1,00	0,94	48,18	34,62
22	0,40	1,04	1,00	0,96	53,36	0,80	0,47	0,86	1,00	0,93	46,39	39,91
23	0,57	1,04	1,00	0,93	49,16	0,87	0,60	0,84	1,00	0,88	42,26	53,68

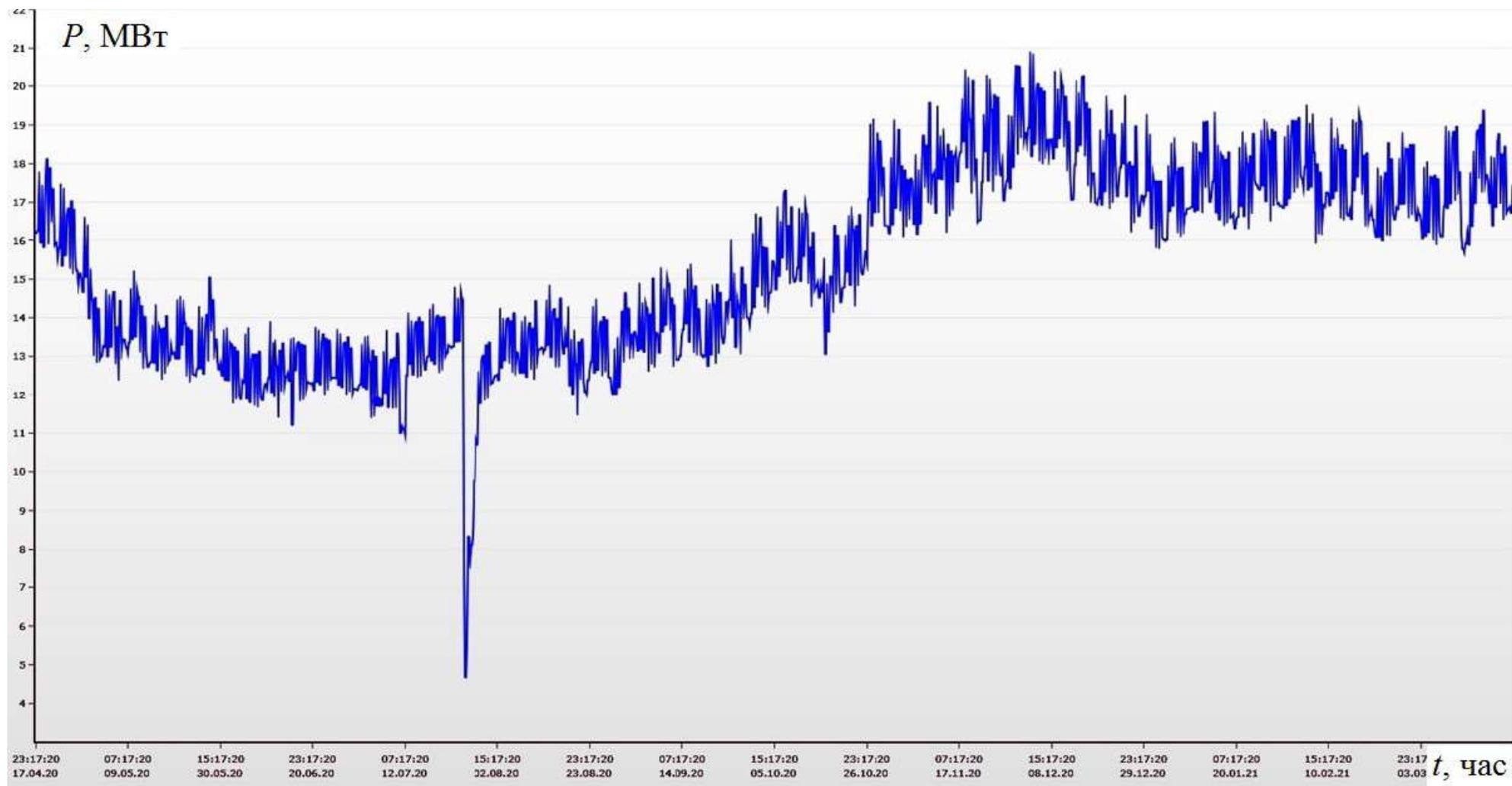


Рисунок П. 3.11 - Изменение мощности потребителей обственных нужд ЦЭС

**Приложение 4 Определение действительного предела мощности генераторов  
в островном режиме**

Таблица П. 4.1 - Определение действительного предела мощности генераторов при утяжелении нагрузки на шинах 110 кВ

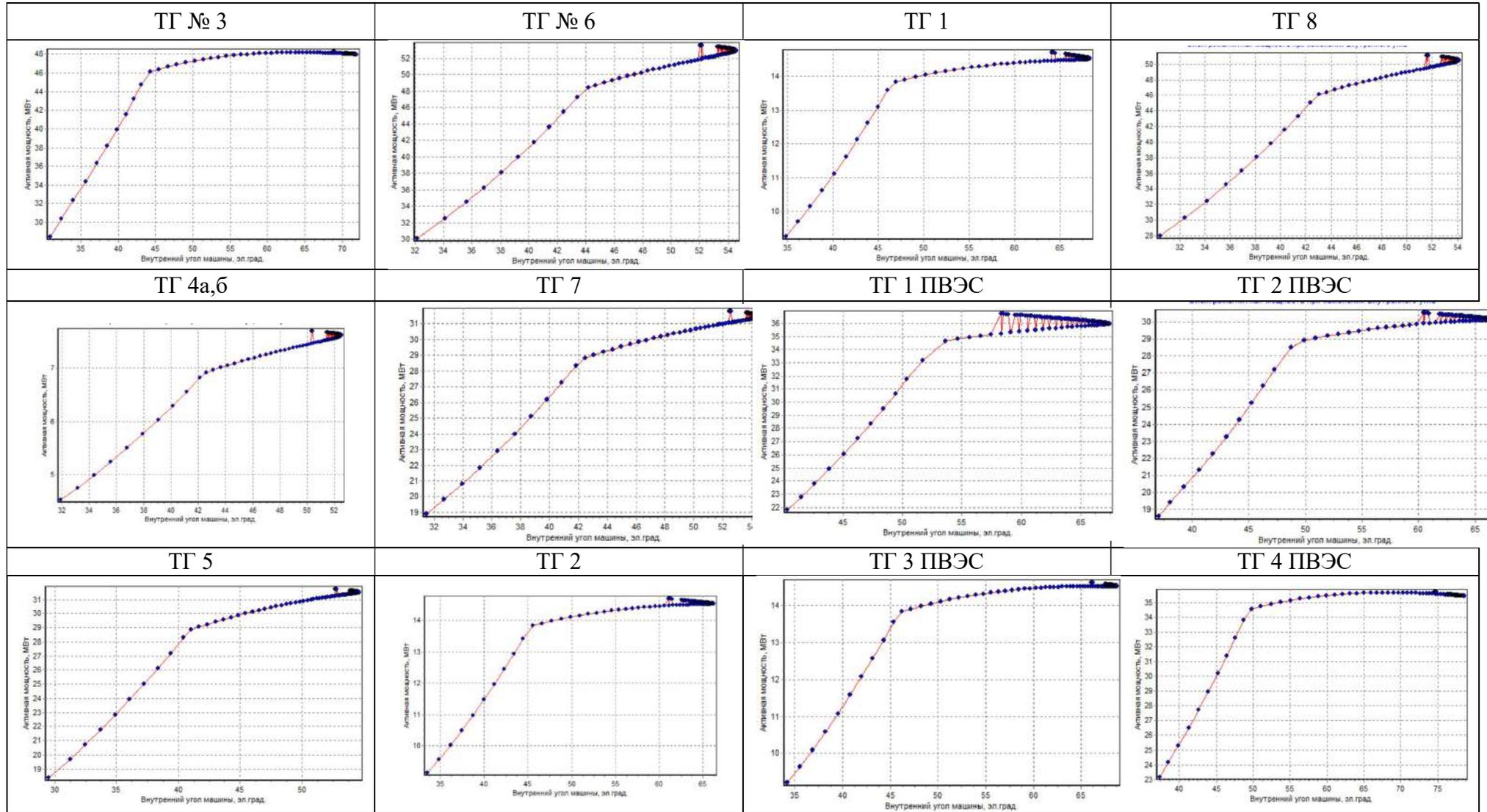


Таблица П. 4.2 - Определение действительного предела мощности генераторов при утяжелении нагрузки на шинах ГРУ 10 кВ 4 с

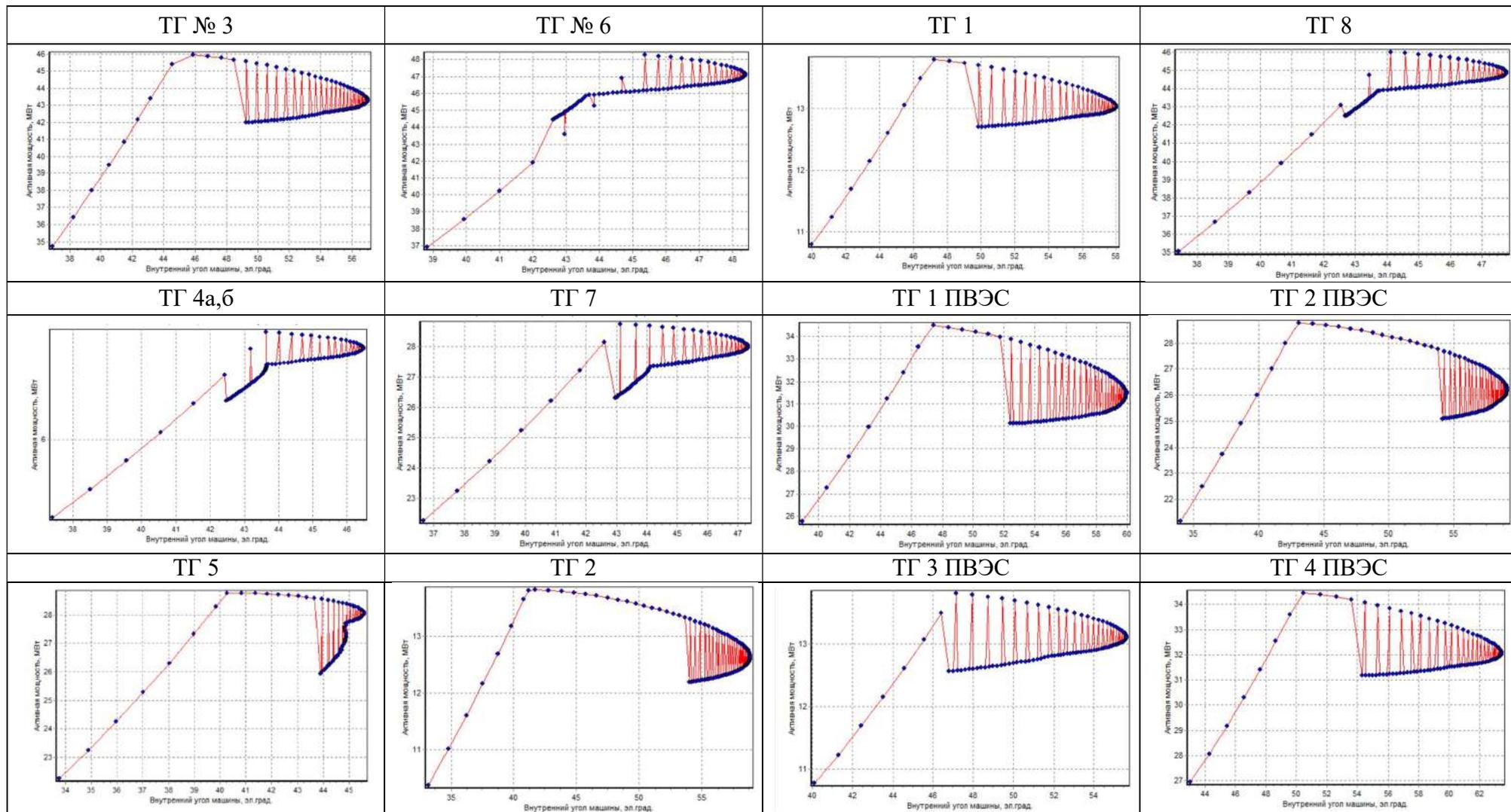


Таблица П.4.3 - Определение действительного предела мощности генераторов при утяжелении нагрузки на шинах ЦРУ 3 кВ 1 с

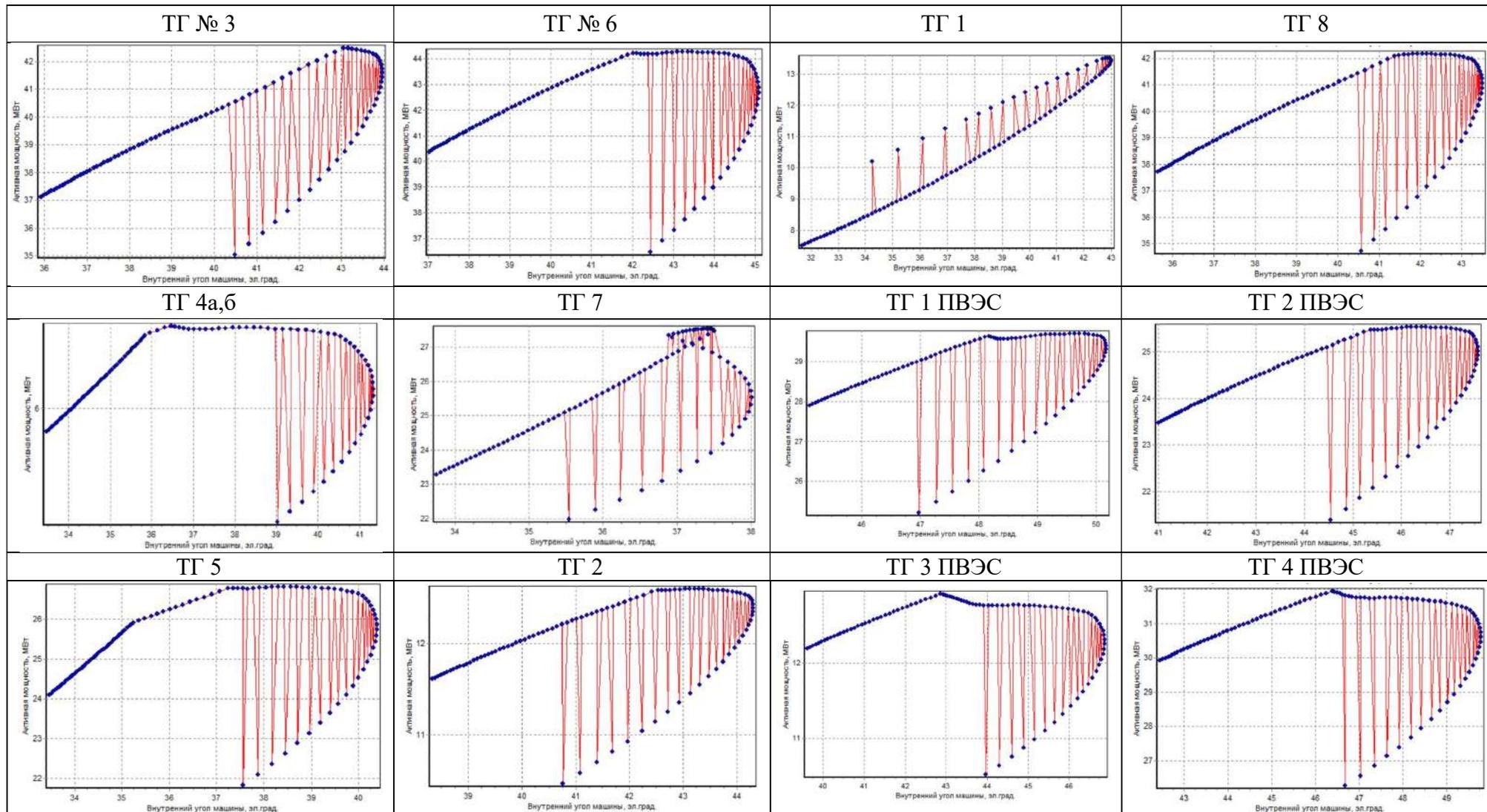


Таблица П.4.4. - Определение действительного предела мощности генераторов при утяжелении нагрузки на шинах п/ст 25 10 кВ

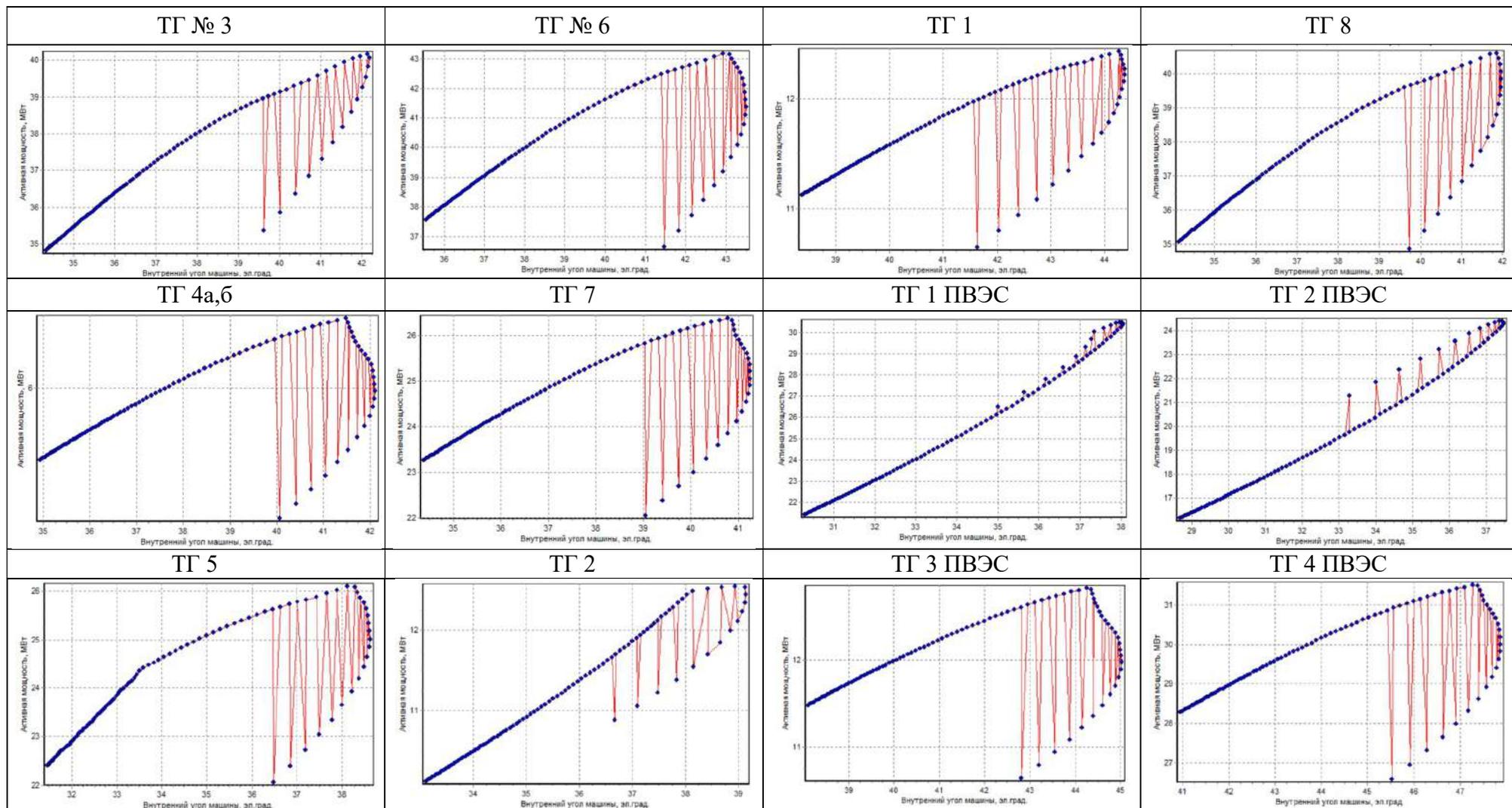
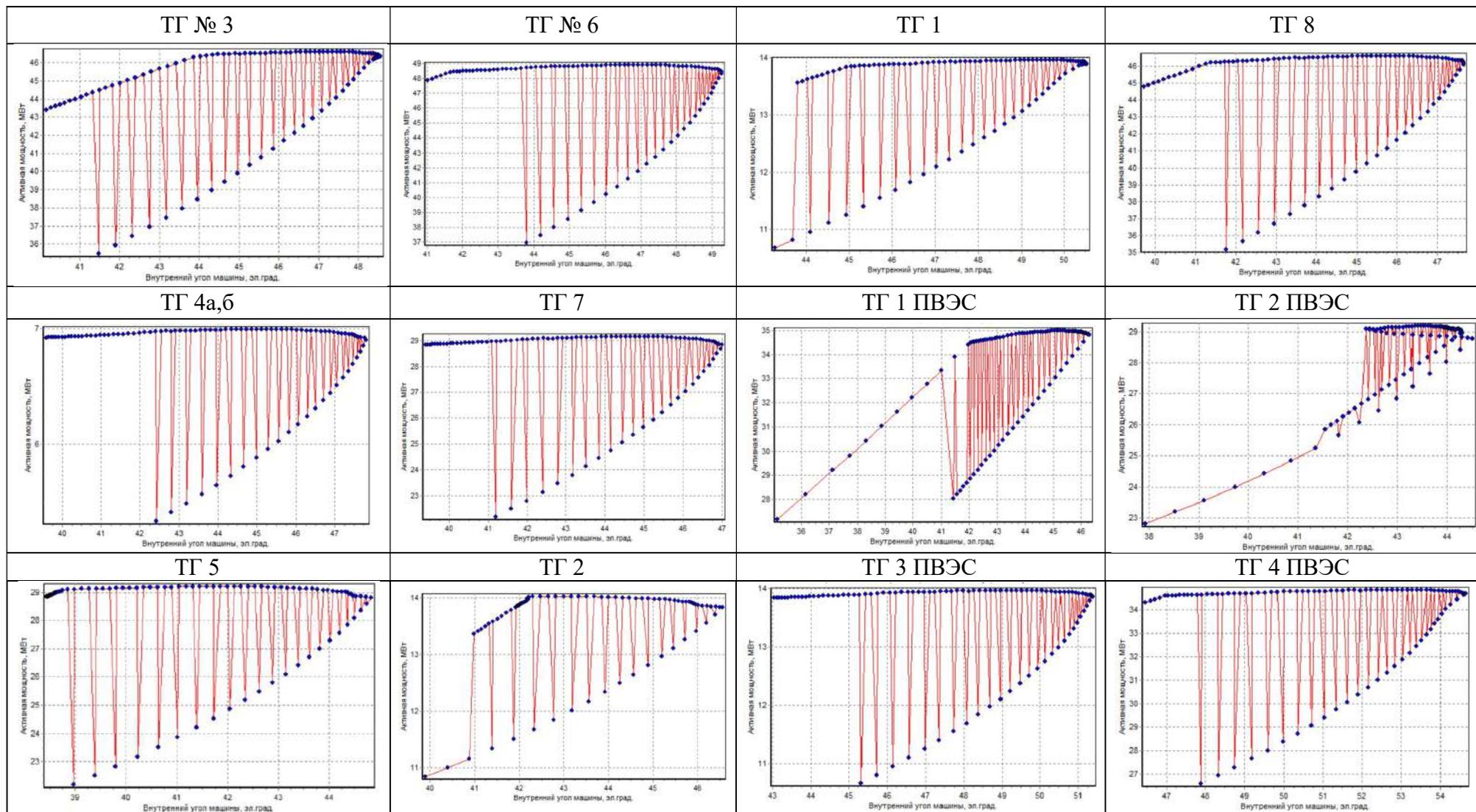


Таблица П. 4.5 - Определение действительного предела мощности при утяжелении нагрузки на шинах п/ст 25 6 кВ



**Приложение 5 Анализ статической устойчивости двигателей собственных  
нужд ЦЭС**

Таблица П.5.1 - Анализ статической устойчивости двигателей собственных нужд ЦЭС

Агрегат	Тип	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$U_{\text{ном}}$ , В	$\omega_{\text{ном}}$ , об/мин	Уставка, %	$U_{\text{кр}}$ , кВ	$U_{\text{кр}}$ , %	$K_{\text{загр}}$ , о.е.	$K_{\text{зап}}$ , %	$P_{\text{макс}}$ , МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	8	10	11
НПО-1	А	190	3000	3000	55%	1,977	65,9	0,97	52	0,38
ПЭН-1	А4	630	3000	1500	-	1,899	63,3	0,96	58	1,316
ДВ-1А	А4	250	3000	750	55%	1,485	49,5	0,59	102	0,5
ДС-1А	ДАЗО4	315	3000	600	-	1,313	43,76	0,37	128	0,818
ЦН-2А	ДО	100	3000	1000	-	1,784	59,46	0,87	68	0,21
ДС-1Б	А4	500	3000	600	-	1,331	44,36	0,38	125	0,819
ДВ-1Б	А4	250	3000	750	55%	1,327	27,3	0,57	126	0,592
НПО-2	1ВАО	200	3000	3000	55%	1,948	64,9	0,95	54	0,384
ДС-2А	А4	500	3000	600	-	1,249	41,63	0,42	140	0,958
ДВ-2А	ДАЗО4	250	3000	750	55%	0,925	30,83	0,23	224	0,48
ПЭН-5	А4	630	3000	1500	-	1,765	58,83	0,83	70	1,26
ЦН-3А	А4	500	3000	1000	-	1,592	53,06	0,56	88	0,958
ДС-2Б	А4	500	3000	600	-	1,188	39,6	0,38	153	0,958
ДВ-2Б	А4	250	3000	750	55%	1,097	36,56	0,29	173	0,436
ПЭН-4	А4	630	3000	1500	-	1,785	59,5	0,83	68	1,199
ДС-3А	А4	500	3000	600	-	1,335	44,5	0,48	125	0,913
ДВ-3А	А	250	3000	750	55%	1,025	34,16	0,28	193	0,457
ХОВ-8	А	320	3000	1500	55%	0,758	25,26	0,16	296	0,532
ЦН-1	ДАЗО4	500	3000	750	-	1,466	48,86	0,51	105	0,829
ДС-3Б	ДАМСО	520	3000	600	-	1,307	43,56	0,46	130	0,912
ДВ-3Б	А4	250	3000	750	55%	1,292	43,06	0,4	132	0,415
ПЭН-7	А	630	3000	1500	-	1,992	66,4	0,96	51	1,095
ДС-4А	А4	500	3000	600	-	1,257	41,9	0,47	139	0,991

Продолжение таблицы П.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10	11
ДВ-4А	А4	250	3000	750	55%	1,025	34,16	0,28	193	0,455
ХОВ-5	А	300	3000	1500	55%	0,765	25,5	0,16	292	0,497
ЦН-3В	А4	630	3000	750	-	1,934	64,46	0,95	55	1,134
ПЭН-3	4АРМ	500	3000	3000	-	1,852	61,73	0,83	62	1,095
ДС-4Б	А4	500	3000	600	-	1,512	50,4	0,6	98	0,989
ДВ-4Б	ДАЗО4	250	3000	750	55%	1,04	34,66	0,29	188	0,455
ЦН-8А	А4	630	3000	750	-	1,601	53,36	0,7	87	1,199
ПЭН-6	4АРМ	500	3000	3000	-	1,229	40,9	0,41	144	1,196
ДС-5А	ДАМСО	520	3000	600	-	1,225	40,83	0,4	145	0,91
ДВ-5А	А4	250	3000	750	55%	0,733	24,43	0,16	309	0,498
ЦН-8Б	ДАЗО4	315	3000	600	-	1,721	57,36	0,81	74	0,601
ДС-5Б	А4	400	3000	600	-	1,512	50,4	0,68	98	0,991
ДВ-5Б	А4	250	3000	750	55%	1,194	39,8	0,38	151	0,456
ДС-6А	А4	500	3000	600	-	1,71	67	0,87	75	1
ЦН-3Б	ДАЗО4	400	3000	1000	-	1,722	57,4	0,81	74	0,762
ДВ-6А	КАМТ	180	3000	1000	55%	1,609	53,63	0,62	86	0,418
ПЭН-9	АР	630	3000	3000	-	1,302	43,4	0,41	130	1,11
ДС-6Б	А4	500	3000	600	-	1,432	47,73	0,61	109	1,001
ДВ-6Б	А4	250	3000	1000	55%	1,337	44,56	0,43	124	0,419
ПЭН-8	АР	630	3000	3000	-	1,302	43,4	0,41	130	1,109
ПЭН-10	А4	630	3000	1500	-	1,94	64,66	0,91	55	1,166
ДС-7А	ДАМСО	520	3000	600	-	1,371	45,7	0,45	119	0,878
ДВ-7А	А4	250	3000	1000	55%	1,244	41,46	0,46	141	0,528
ПЭН-11	А4	630	3000	1500	-	1,992	66,4	0,96	51	1,166
ДВ-7Б	А4	250	3000	1000	55%	1,416	47,2	0,48	112	0,44
ДС-7Б	А4	500	3000	600	-	1,174	39,13	0,41	156	1,054

Продолжение таблицы П.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	8	10	11
ДВ-8А	ГАМТ6	190	3000	1000	55%	1,805	60,16	0,78	66	0,462
ДС-8А	А3	500	3000	600	-	1,396	46,53	0,58	115	1,106
ДС-8Б	А4	500	3000	600	-	1,644	54,8	0,58	82	0,829
ДВ-8Б	А4	250	3000	1000	55%	1,324	44,13	0,42	127	0,461
ПЭН-12	А4	630	3000	1500	-	1,291	43,03	0,41	132	1,223
СН-1	А4	630	3000	1500	65%	2,132	71,06	1,02	41	1,143
СН-13	А4	500	3000	1500	65%	1,915	63,8	0,82	57	1,142
СН-15	А4	500	3000	1500	65%	1,915	63,8	0,82	57	1,142
СН-5А	А4	630	3000	1500	65%	2,071	69,03	0,96	45	1,074
СН-2	А4	630	3000	1500	65%	2,004	66,8	1,02	50	1,21
СН-14	А4	500	3000	1500	65%	1,915	63,8	0,82	57	1,074
СН-6	А4	630	3000	1500	65%	2,145	71,5	1,03	40	1,123
СН-5	А4	630	3000	1500	65%	2,136	71,2	1,02	40	1,128
ЦН-5А	ДАМСО	570	3000	1500	-	1,9	63,33	0,81	58	0,905
СН-4	А4	630	3000	1500	65%	2,136	71,2	1,02	40	1,051
СН-3	А4	630	3000	1500	65%	2,071	69,03	0,96	45	1,051
ЦН-5Б	А3	400	3000	750	-	1,828	60,93	0,75	64	0,648
СН-7	А4	630	3000	1500	65%	1,915	63,8	0,82	57	1,137
ЦН-6А	А4	630	3000	750	-	1,899	63,3	0,81	58	1,1
СН-9	А4	630	3000	1500	65%	2,188	72,9	1,07	37	1,044
ЦН-6Б	А4	630	3000	750	-	2,032	67,73	1,09	48	1,168
СН-8	А4	630	3000	1500	65%	1,74	58	0,82	72	1,043
СН-12	А4	630	3000	1500	65%	1,915	63,8	0,82	57	1,151
ЦН-7А	А2	500	3000	750	-	1,493	49,76	0,5	101	0,886
СН-10	А4	630	3000	1500	65%	2,188	72,9	1,07	37	1,072
ЦН-7Б	А	500	3000	750	-	2,153	71,76	1,07	39	0,843
СН-11	А4	500	3000	1500	65%	1,915	63,8	0,82	57	1,072

**Приложение 6 Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на отдельную работу узла с изменяющейся тепловой и электрической нагрузкой**

Таблица П.6.1 - Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на отдельную работу в ремонтном режиме, ТГ-7 поддерживает давление в общем коллекторе

ТГ-1		ТГ-4а		ТГ-5		ТГ-7		ТГ-9	
Мощность нагрузки в автономном режиме 116 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
28	200	28	200	26	200	-2	200	22	200
15	180	14	180	15	180	22	180	16	180
9	160	12	160	11	160	38	160	13	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
50	200	54	200	49	200	-2	200	39	200
50	180	54	180	49	180	-2	180	39	180
50	160	54	160	49	160	-2	160	39	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
68	200	71	200	70	200	-2	200	59	200
68	180	71	180	70	180	-2	180	59	180
68	160	71	160	70	160	-2	160	59	160

Таблица П.6.2 - Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на отдельную работу в нормальном режиме, ТГ-7 поддерживает давление в общем коллекторе

ТГ-1		ТГ-4а		ТГ-5		ТГ-7		ТГ-9	
Мощность нагрузки в автономном режиме 116 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
26	200	27	200	30	200	14	200	38	200
15	180	19	180	23	180	45	180	32	180
9	160	13	160	17	160	69	160	27	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
55	200	57	200	55	200	-2	200	51	200
55	180	57	180	55	180	-2	180	51	180
55	160	57	160	55	160	-2	160	51	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
71	200	75	200	74	200	-2	200	69	200
71	180	75	180	74	180	-2	180	69	180
71	160	75	160	74	160	-2	160	69	160

Таблица П.6.3 - Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на отдельную работу в ремонтном режиме, ТГ-5, 7 поддерживают давление в общем коллекторе

ТГ-1		ТГ-4а		ТГ-5		ТГ-7		ТГ-9	
Мощность нагрузки в автономном режиме 116 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$
62	200	65	200	-2	200	-2	200	47	200
38	180	39	180	14	180	14	180	31	180
27	160	27	160	22	160	22	160	23	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$
76	200	77	200	-2	200	-2	200	76	200
71	180	73	180	3	180	3	180	67	180
66	160	68	160	13	160	13	160	56	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{II}, \text{Т/ч}$
96	200	98	200	-2	200	-2	200	97	200
92	180	94	180	3	180	3	180	91	180
84	160	86	160	13	160	13	160	83	160

Таблица П.6.4 - Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на раздельную работу нормальном режиме, ТГ-5, 7 поддерживают давление в общем коллекторе

ТГ-1		ТГ-4а		ТГ-5		ТГ-7		ТГ-9	
Мощность нагрузки в автономном режиме 116 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч
31	200	32	200	22	200	22	200	42	200
22	180	27	180	30	180	30	180	37	180
11	160	14	160	45	160	45	160	28	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч
75	200	77	200	-2	200	-2	200	74	200
66	180	71	180	13	180	13	180	64	180
60	160	65	160	22	160	22	160	56	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч	$k_{зан}$ , %	$Q_{П}$ , Т/ч
94	200	97	200	-2	200	-2	200	87	200
88	180	91	180	6	180	6	180	83	180
85	160	87	160	13	160	13	160	81	160

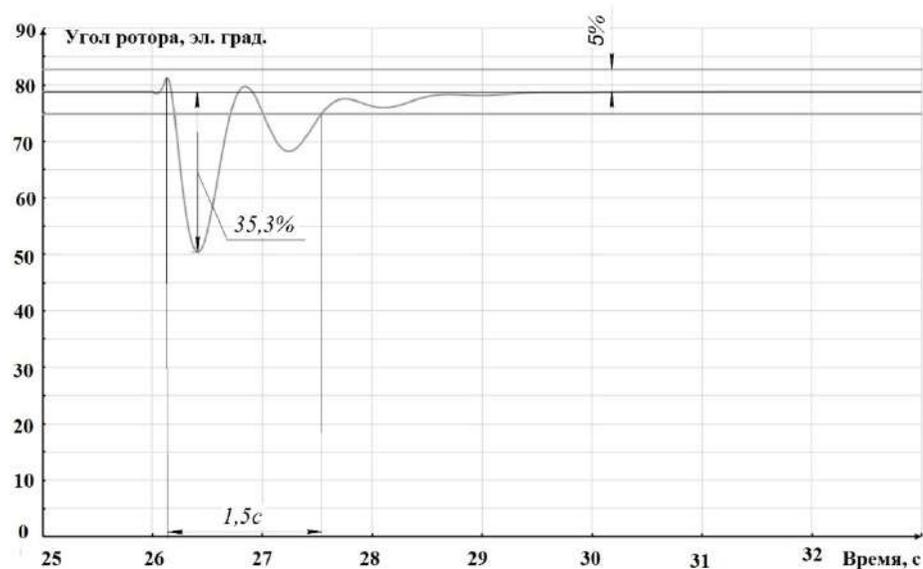
Таблица П.6.5 - Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на отдельную работу ремонтном режиме, все турбогенераторы работают по электрическому графику нагрузки

ТГ-1		ТГ-4а		ТГ-5		ТГ-7		ТГ-9	
Мощность нагрузки в автономном режиме 116 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
10	200	13	200	12	200	10	200	17	200
10	180	13	180	12	180	10	180	17	180
10	160	13	160	12	160	10	160	17	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
28	200	29	200	31	200	29	200	30	200
28	180	29	180	31	180	29	180	30	180
28	160	29	160	31	160	29	160	30	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
46	200	51	200	51	200	50	200	43	200
46	180	51	180	51	180	50	180	43	180
46	160	51	160	51	160	50	160	43	160

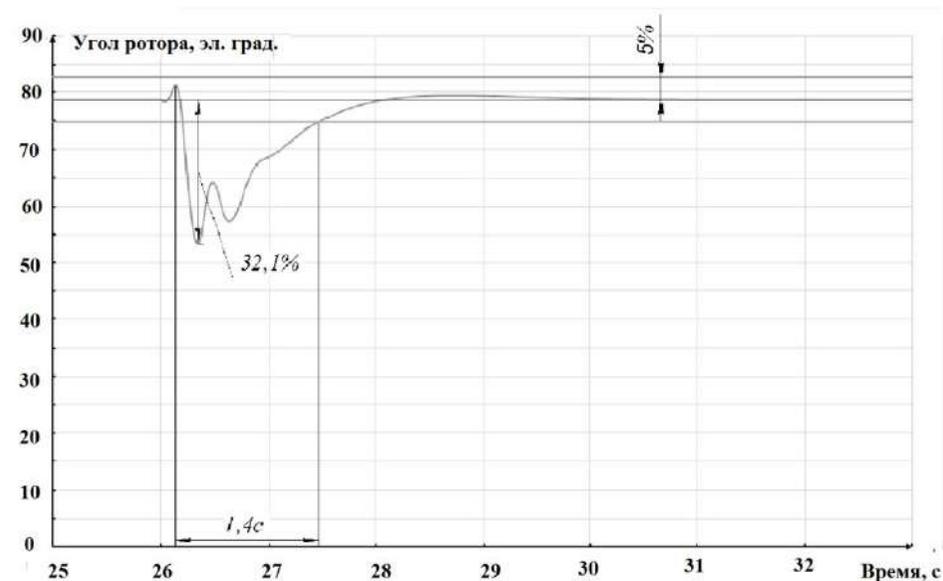
Таблица П.6.6 - Анализ коэффициента запаса статической устойчивости при выходе на отдельную работу в нормальном режиме, все турбогенераторы работают по электрическому графику нагрузки

ТГ-1		ТГ-4а		ТГ-5		ТГ-7		ТГ-9	
Мощность нагрузки в автономном режиме 116 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
19	200	23	200	26	200	22	200	35	200
19	180	23	180	26	180	22	180	35	180
19	160	23	160	26	160	22	160	35	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
37	200	39	200	42	200	39	200	47	200
37	180	39	180	42	180	39	180	47	180
37	160	39	160	42	160	39	160	47	160
Мощность нагрузки в автономном режиме 92 МВт, 67 МВАр									
$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$	$k_{зан}, \%$	$Q_{П}, \text{Т/ч}$
53	200	60	200	61	200	58	200	54	200
53	180	60	180	61	180	58	180	54	180
53	160	60	160	61	160	58	160	54	160

**Приложение 7 Анализ результирующей устойчивости генераторов и двигателей переменного тока при провалах напряжения со стороны энергосистемы и выходе в островной режим исследуемого узла**



а) Канал стабилизации отключен

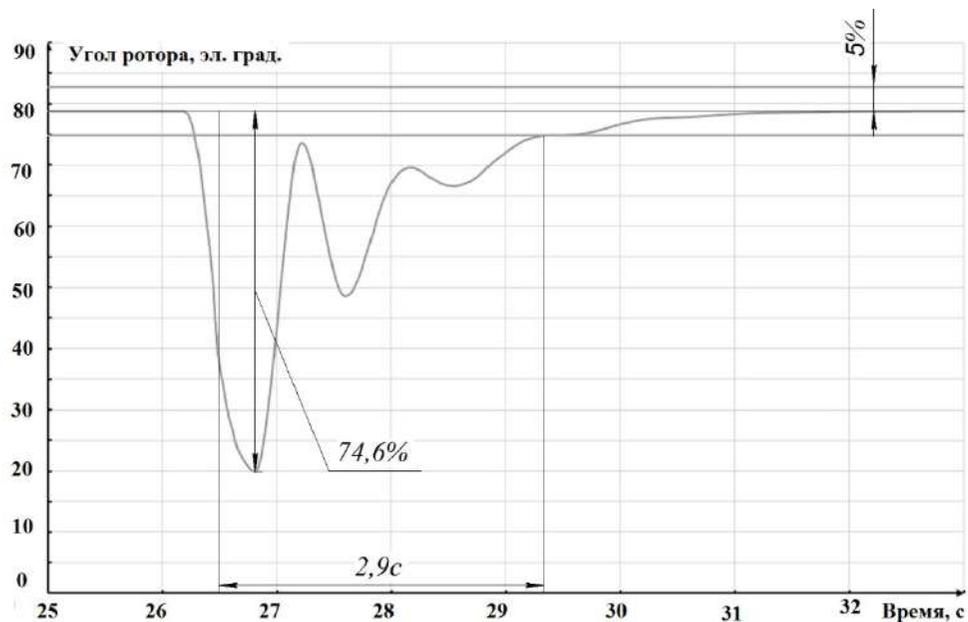


б) Канал стабилизации включён

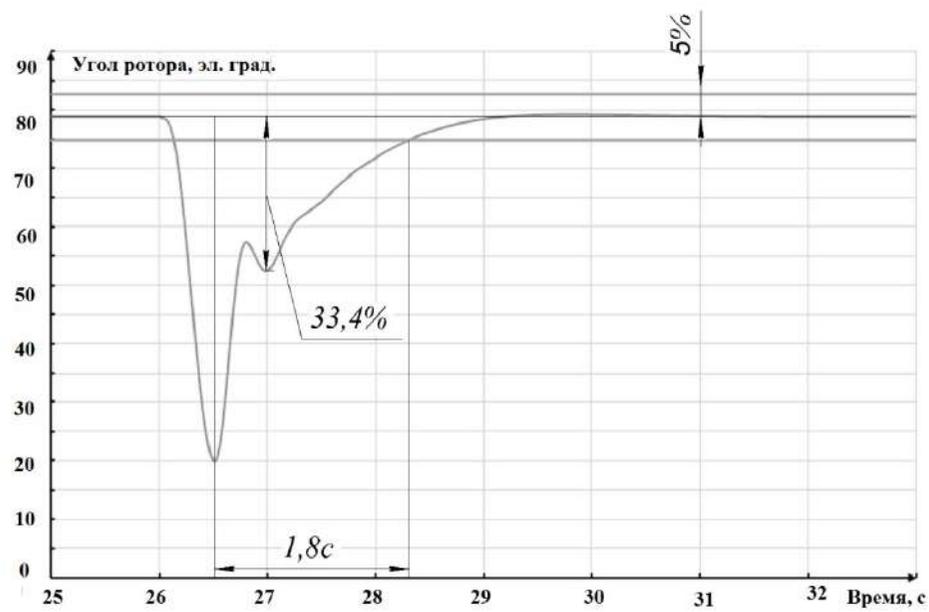
Рисунок П.7.1 - Просадка напряжения на 80 %, длительность кз 0,1 с

Таблица П.7.1 - Анализ показателей качества переходного процесса

Вид опыта	PSS	Показатели качества			
		Время регулирования	Перерегулирование, %	Степень затухания, %	Число колебаний
$\Delta U = 80\%$ $t = 0,1с$	Откл	1,5	35,3	33,3	3
	Вкл	1,4	32,1	5,55	3



а) Канал стабилизации отключен

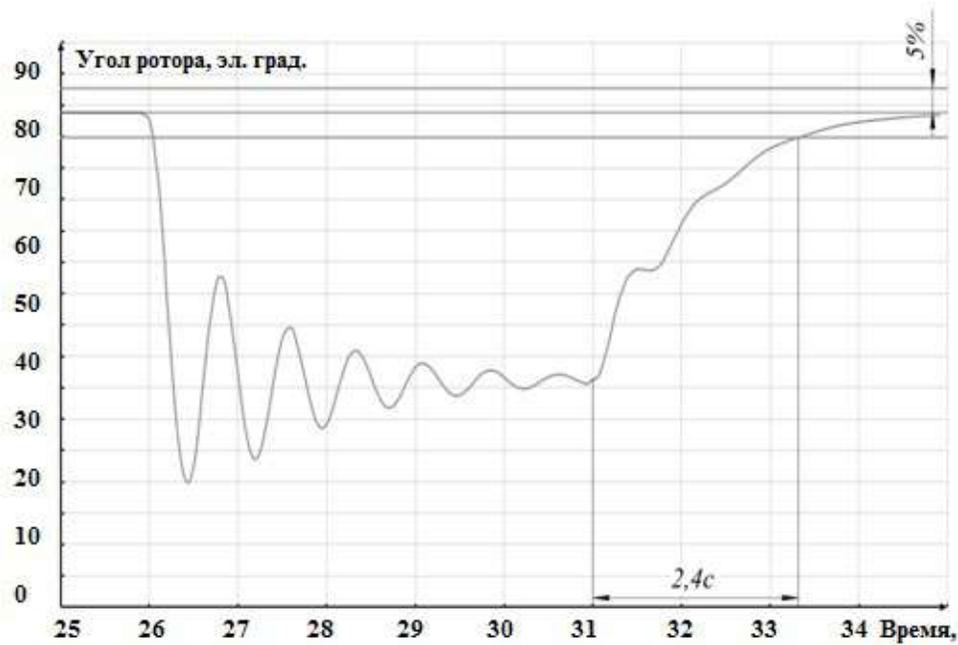


б) Канал стабилизации включён

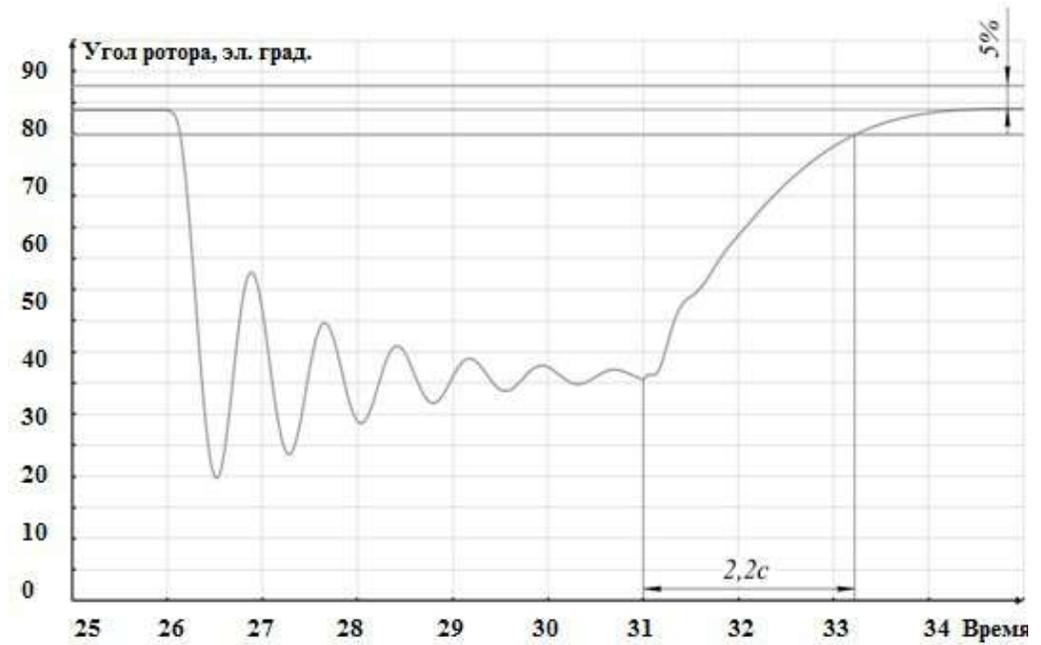
Рисунок П.7.2 - Просадка напряжения на 40 %, длительность кз 0,5 с

Таблица П.7.2 - Анализ показателей качества переходного процесса

Вид опыта	PSS	Показатели качества			
		Время регулирования	Перерегулирование, %	Степень затухания, %	Число колебаний
$\Delta U = 40\%$ $t = 0,5с$	Откл	2,9	74,6	140	5
	Вкл	1,8	33,4	-	2



а) Канал стабилизации отключен

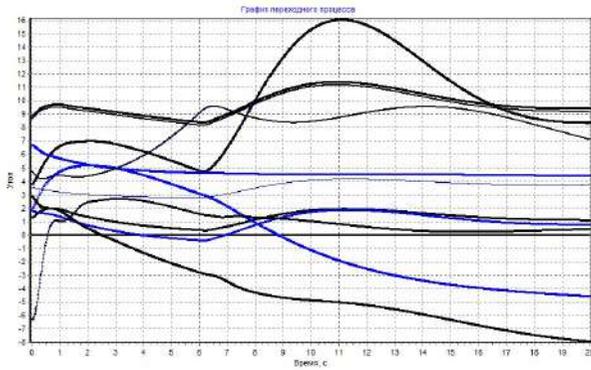


б) Канал стабилизации включён

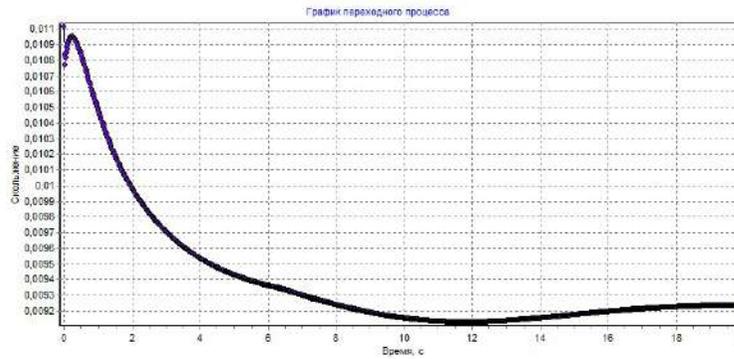
Рисунок П.7.3 - Просадка напряжения на 40 %, длительность кз 5 с

Таблица П.7.3 - Анализ показателей качества переходного процесса

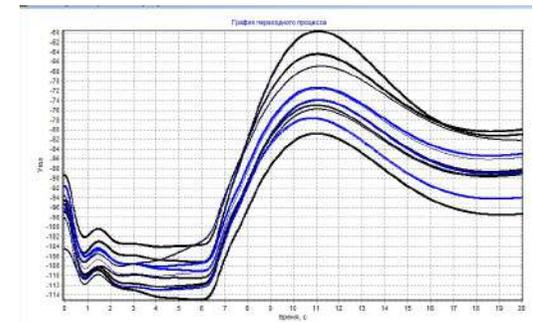
Вид опыта	PSS	Показатели качества			
		Время регулирования	Перерегулирование, %	Степень затухания, %	Число колебаний
$\Delta U = 40\%$ $t = 0,5 \text{ с}$	Откл	2,4	31,5	-	2
	Вкл	2,2	31,5	-	1



а) Взаимные углы приведены ТГ-8

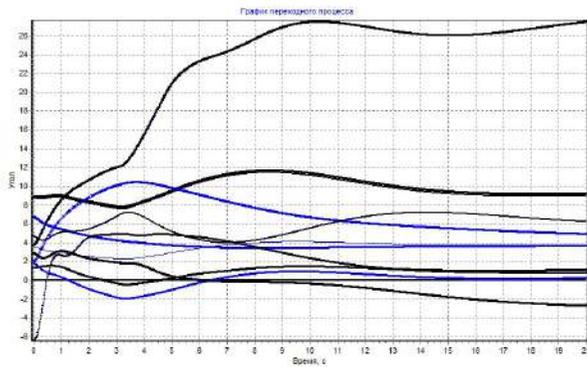


б) Скольжение асинхронного двигателя СН-9

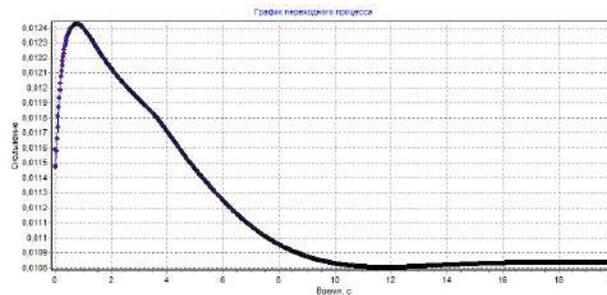


в) Взаимные углы ротора синхронного двигателя насосной

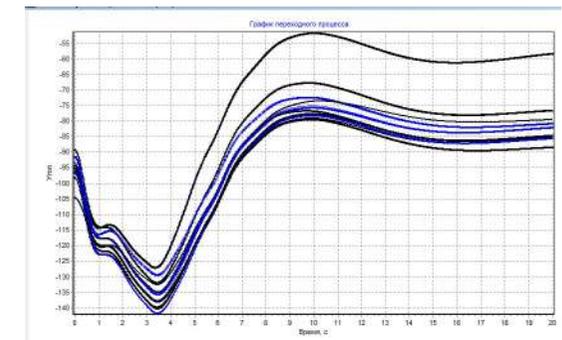
Рисунок П.7.4 - Анализ результирующей устойчивости двигателей при выходе в островной режим при небалансе -90 МВт, -30 МВАр



а) Взаимные углы приведены ТГ-8

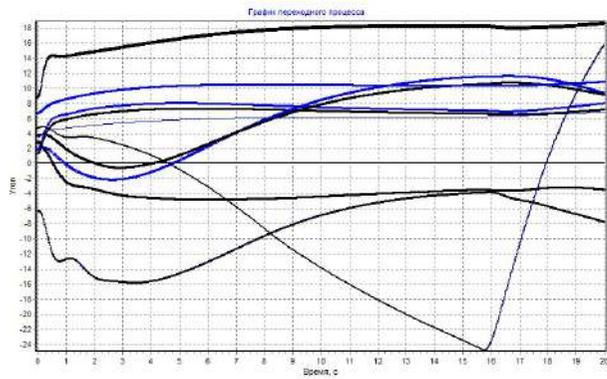


б) Скольжение асинхронного двигателя СН-9

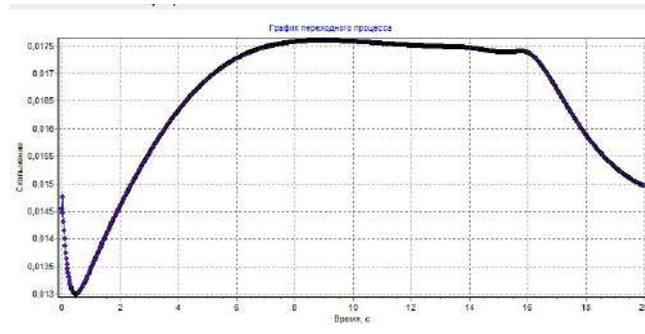


в) Взаимные углы ротора синхронного двигателя насосной

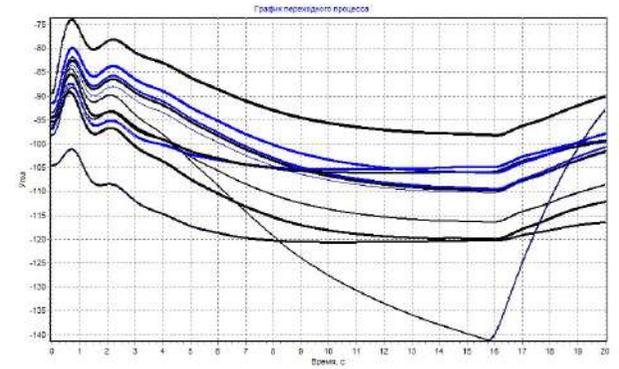
Рисунок П.7.5 - Анализ результирующей устойчивости двигателей при выходе в островной режим при небалансе -90 МВт, +60 МВАр



а) Взаимные углы приведены ТГ-8  
Отработала форсировка на ТГ-10 ПВЭС

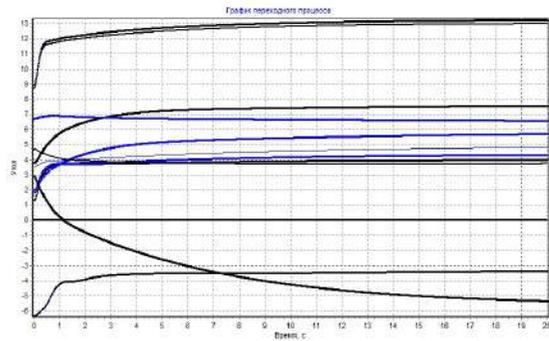


б) Скольжение асинхронного двигателя  
СН-9

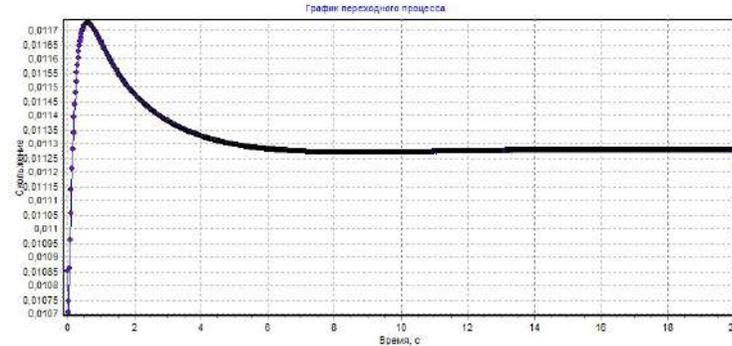


в) Взаимные углы ротора синхронного  
двигателя насосной

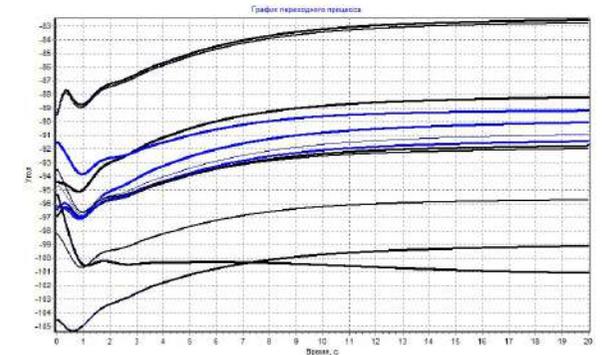
Рисунок П.7.6 - Анализ результирующей устойчивости двигателей при выходе в островной режим при небалансе +90 МВт,-30 МВАр



а) Взаимные углы приведены ТГ-8



б) Скольжение асинхронного двигателя  
СН-9



в) Взаимные углы ротора синхронного  
двигателя насосной

Рисунок П.7.7 - Анализ результирующей устойчивости двигателей при выходе в островной режим при небалансе 0 МВт, 0 МВАр МВАр