

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

На правах рукописи



Бахмисов Олег Владимирович

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ РАСЧЁТОВ
ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
к.т.н., доцент
Кузнецов Олег Николаевич

Москва – 2018

Содержание

Введение.....	4
Глава 1. Моделирование газотурбинных и парогазовых установок в составе электроэнергетической системы.....	11
1.1 Влияние задачи исследования на вид моделей газотурбинных и парогазовых установок	11
1.2 Сравнение динамических характеристик газотурбинных и парогазовых установок и традиционных энергоблоков тепловых электростанций.....	14
1.3 Моделирование основных регуляторов и характеристик газовых турбин....	21
1.4 Верификация основных характеристик математических моделей газотурбинных и парогазовых установок.....	28
1.5 Математическое моделирование паровой части парогазовых установок.....	31
1.6 Выводы по главе.....	36
Глава 2. Особенности моделирования газотурбинных и парогазовых установок при исследовании переходных процессов в электроэнергетической системе.....	38
2.1 Представление в моделях основных характеристик газовых турбин и обзор принимаемых допущений.....	38
2.2 Моделирование работы газотурбинных и парогазовых установок при частичных нагрузках.....	52
2.3 Моделирование газотурбинных и парогазовых установок при больших отклонениях частоты в энергосистеме	55
2.4 Выводы по главе.....	64
Глава 3. Оценка влияния характеристик газотурбинных и парогазовых установок на переходные процессы в электроэнергетической системе	65
3.1 Оценка влияния характеристик газовых турбин на динамическую устойчивость.....	65
3.2 Сравнение динамических характеристик газовых турбин, применяемых в газотурбинных установках открытого цикла и парогазовых установках.....	75

3.3 Моделирование парового контура парогазовых установок в переходных процессах в электроэнергетической системе	82
3.4 Оценка влияния характеристик газовых турбин на переходные процессы со значительными отклонениями частоты в электроэнергетической системе	85
3.5 Оценка влияния систем защитной автоматики газовых турбин на устойчивость и надежность работы газотурбинных и парогазовых установок в электроэнергетической системе	94
3.6 Нарушение стабильного горения в камере сгорания газовой турбины при резком увеличении частоты в электроэнергетической системе или смене режима регулирования.	101
3.7 Алгоритм выбора модели газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в электроэнергетической системе и рекомендации по оценке надежности работы электрических станций с газовыми турбинами.	104
3.8 Особенности программно-аппаратной реализации моделей газотурбинных и парогазовых установок.....	108
3.9 Выводы по главе.....	111
Заключение	113
Обозначения и сокращения	115
Список литературы	117
Приложение А. Список параметров и констант, использованных в моделях	127
Приложение Б. Параметры модели газотурбинной установки	130
Приложение В. Исходные данные и параметры режима четырнадцатиузловой схемы	131
Приложение Г. Список используемых в работе моделей газовых турбин	134
Приложение Д. Алгоритм выбора модели газовой турбины для исследования процессов в электроэнергетической системе	135

Введение

Развитие энергетического оборудования и видоизменения его состава ставят задачи поиска новых технических способов и средств обеспечения устойчивости, улучшения качества переходных процессов ЭЭС. Помимо вопросов обеспечения устойчивости энергосистем остаются актуальными задачи регулирования частоты и обеспечения резерва регулирования. Решение этих задач осложняется ухудшением влияющих на устойчивость системы характеристик новых видов первичных двигателей, таких как одновальные газовые турбины (ГТ) большой мощности, по сравнению с агрегатами других типов.

Актуальность темы исследования.

Введение рыночных условий в электроэнергетической отрасли привело к значимым изменениям в политике генерирующих компаний, как в России, так и за рубежом. Активное строительство газовой генерации является сложившейся мировой тенденцией [1]. Более половины вновь сооружаемых энергетических мощностей используют газотурбинные установки (ГТУ) и парогазовые установки (ПГУ), а в некоторых странах эта величина к 2005 году достигла 90% [2]. Строительство ГТУ ведется в том числе для поддержания устойчивой работы ЭЭС при увеличении доли возобновляемых источников энергии, которые характеризуются непостоянным характером выработки. Из-за замедления темпа ввода генерирующих мощностей в Единой энергетической системе (ЕЭС) России возник значительный отложенный спрос на модернизацию существующих установок и ввод новых блоков ГТУ и ПГУ [3]. В 26 проектах технического перевооружения тепловых электростанций (ТЭС) предусмотрена установка ПГУ мощностью 100-450 МВт [4].

Понимание динамических характеристик и режимных особенностей ГТУ и ПГУ особенно актуально в свете массовых отключений потребителей, произошедших в Калининградской области в 2011 и 2013 годах.

Вместе с усилением влияния на энергетический рынок [5], эти установки изменяют характер переходных процессов в ЭЭС. При увеличении доли ГТУ и ПГУ влияние характеристик этих агрегатов на переходные процессы в ЭЭС будет все

более значительным. Это особенно проявляется в условиях энергетического рынка, когда Системный Оператор не может оказать влияния на выбор типа и расположения новых станций. Внедрение газотурбинных и парогазовых технологий существующими темпами требует точного отражения особенностей работы данных установок в составе ЕЭС, разработки подходов к обоснованному учету характеристик ГТУ и ПГУ при моделировании различных, в том числе аварийных ситуаций в ЕЭС.

Степень разработанности темы исследования.

Моделирование первичных двигателей как составляющих электроэнергетической системы (ЕЭС) началось в 40-50-е годы прошлого века одновременно с развитием математического моделирования ЕЭС.

Вопрос разработки математических моделей ГТУ и ПГУ и исследование их характеристик в переходных процессах привлекает внимание российских и зарубежных исследователей, научных организаций *CIGRE* (Международный совет по большим электрическим системам), *IEEE* (Институт инженеров по электротехнике и радиоэлектронике). Специальная техническая брошюра *CIGRE* [6] посвящена вопросам моделирования газовых и паровых турбин в составе ПГУ. Рабочей группой *IEEE* опубликованы статьи по вопросам моделирования первичных двигателей [7], [8] в том числе газовых турбин и ПГУ [9]. Обобщение информации по динамическим моделям турбин и регуляторов, применяемых в исследованиях энергосистем, приведено в техническом отчете *IEEE* 2013 года [10]. Издание технического отчета свидетельствует о том, что развитие исследований в указанной проблемной области не может быть отражено полностью в журнальной статье или трудах конференции [11]. Работы [12]–[20], в частности исследования ВТИ [12]–[16] и МЭИ [17], [18] подтверждают, что освоение ПГУ требуют углубленного изучения тепловых процессов и характеристик этого нового оборудования ТЭС. Работы, выполненные в Пермском государственном техническом университете и ОАО «Авиадвигатель» [21]–[23], говорят о целесообразности учета характеристик ЕЭС с целью выбора настроек регуляторов и проведения испытаний на реальном оборудовании. Исследования ОАО «НТЦ ЕЭС» [24], [25] показывают, что

некорректное моделирование ГТ, входящих в состав ГТУ, может приводить к значительной погрешности в оценке динамической устойчивости.

Североамериканская корпорация по обеспечению надежности электрических систем (NERC) призывает генерирующие компании и системных операторов обращать внимание на специфические динамические характеристики генерирующих агрегатов (ГА) на базе ГТ при их моделировании, а также взаимодействовать с компаниями производителями для поддержания надежной работы ГТ при изменениях частоты в ЭЭС [26].

Объект исследования: газотурбинные и парогазовые установки.

Как известно, управление мощностью первичных двигателей является основным средством поддержания баланса активной мощности в энергосистеме, а также одним из способов обеспечения устойчивости электрических станций. Осуществить моделирование процессов в электроэнергетической системе с приемлемой точностью без отображения динамических характеристик первичных двигателей невозможно.

Наибольшую долю установленной мощности генерации на базе ГТ в ЕЭС России составляют простые одновальные ГТУ разомкнутого цикла без регенерации рабочего тела [27], а также мощные ПГУ утилизационного типа с одновальными газовыми турбинами большой мощности.

Представление ГТУ, ПГУ и систем их регулирования в составе моделей ЭЭС обычно осуществляется упрощенно. Считается, что мощные одновальные газовые турбины не оказывают существенного влияния на ход переходного процесса в ЭЭС из-за больших значений инерционной постоянной ротора агрегата и постоянных времени регуляторов частоты вращения. Однако учет особенностей систем регулирования и свойств ГТ заставляют по-новому взглянуть на отражение характеристик ГТУ и ПГУ в электромеханических переходных процессах. Корректное моделирование процессов в ЭЭС без учета моделей ГТ и их регуляторов возможно лишь в отдельных случаях. При моделировании ГТУ и ПГУ может потребоваться воспроизведение их динамических характеристик в переходных процессах, учет снижения производительности ГТ при изменении частоты враще-

ния, а также моделирование систем автоматического управления и защиты различных уровней.

Предмет исследования: математические модели и характеристики газотурбинных и парогазовых установок для исследования переходных процессов в электроэнергетических системах.

Цель исследования состоит в обосновании и выборе математических моделей газотурбинных и парогазовых установок, выявлении и корректном отражении характеристик установок, значимых для исследования переходных процессов в электроэнергетических системах.

Задачи исследования, решенные для достижения поставленной цели:

- выявление значимых для моделирования характеристик ГТУ и ПГУ;
- определение необходимых при моделировании ГТУ и ПГУ параметров по результатам анализа конфигурации ГТУ и ПГУ, переходных процессов в ЭЭС и натурных экспериментов. При этом появляется возможность обоснованного выбора модели при решении тех или иных задач исследования переходных процессов энергосистем с ГТУ и ПГУ;
- разработка моделей ГТУ и ПГУ для моделирования процессов в электрической части системы;
- исследование динамических характеристик ГТУ и ПГУ в различных схемно-режимных ситуациях;
- исследование режимных особенностей ЭЭС при увеличении доли ГТУ и ПГУ в составе генерации.

Методология и методы диссертационного исследования.

Для решения вышеперечисленных задач были использованы математические численные методы решения систем дифференциальных уравнений, основные положения теории подобия и моделирования.

Расчеты и моделирование проводились с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК) DIgSILENT PowerFactory, программных и аппаратных средств компании National Instruments, ПВК Matlab.

Достоверность полученных результатов обусловлена тем, что расчеты переходных процессов в ЭЭС проводились с помощью апробированных методов и программных комплексов; при моделировании основного оборудования электрических сетей используются общепринятые допущения; реализованные в процессе работы модели и алгоритмы управления созданы с использованием характеристик реального оборудования, установленного в ЕЭС России.

Научная новизна результатов диссертационной работы:

1. Реализованы математические модели ГТУ и ПГУ, позволяющие учитывать динамические характеристики изменения мощности агрегатов, влияние отклонения частоты в энергосистеме, а также ограничения при работе на частичных нагрузках и особенности регулирования турбин при больших возмущениях в ЭЭС и быстрых изменениях режима работы.
2. Разработан алгоритм выбора и режимной адаптации модели ГТУ/ПГУ в зависимости от задачи исследования и объема располагаемых исходных данных.
3. Приведена оценка влияния характерных свойств ГТУ и ПГУ на переходные процессы в ЭЭС.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Уточнение математической модели ГТ как элемента ЭЭС.
2. Методика выбора модели ГТУ/ПГУ в зависимости от задачи исследования.
3. Дополнительные критерии оценки надежности работы электрических станций на базе ГТ.
4. Результаты оценки влияния ГТУ и ПГУ на электромеханические переходные процессы и качество регулирования частоты в ЭЭС.

Личный вклад автора.

Проанализировано влияние применяемых моделей ГТУ и ПГУ на ход переходных процессов в ЭЭС, разработан алгоритм выбора вида и уровня детализации моделей ГТУ и ПГУ в зависимости от задачи исследования, проведена оценка влияния ГТУ и ПГУ на возможности регулирования частоты и электромеханические переходные процессы электроэнергетической системы.

Теоретическая и практическая значимость результатов работы.

Проведенные исследования позволили создать необходимую методологическую базу для реализации цифровых моделей ГТУ/ПГУ для их применения в составе моделей ЭЭС. Представленные в работе модели и подходы к моделированию могут быть использованы при расчетах электромеханических переходных процессов в ЭЭС, содержащих ГТУ и ПГУ, с помощью существующих ПВК, а также при создании моделей для гибридных и электродинамических моделей ЭЭС.

Экономический эффект от применения результатов работы достигается за счёт уменьшения ущерба от недоотпуска электроэнергии в результате сокращения числа аварий, вызванных неверным выбором алгоритмов управления и уставок систем автоматического регулирования. Более точное моделирование ГТУ и ПГУ в ЭЭС позволяет не только уточнить уставки систем регулирования, но и более подробно рассмотреть возможные пути развития аварии, которые обусловлены характерными свойствами ГТУ и ПГУ. Использование представленного в работе алгоритма выбора модели ГТУ и ПГУ может осуществляться на этапе предварительного выбора технических решений, технико-экономического обоснования или предпроектной стадии, когда исчерпывающая информация о динамических характеристиках агрегатов и алгоритмах регулирования отсутствует. Правильный выбор модели и расчеты электромеханических переходных процессов в ЭЭС позволяют уточнить технические условия на поставку оборудования уже на стадии проекта, при разработке схем и программ развития электрической сети.

Реализация результатов работы. При выполнении работы модели ГТУ и ПГУ различной степени детализации реализованы в ПВК National Instruments LabVIEW, Matlab Simulink и DIgSILENT PowerFactory, однако результаты работы позволяют реализовать модели газовых турбин и их регуляторов в других программах расчета электрических режимов и на программируемых контроллерах. Предложенная в работе методика может применяться для выбора модели ГТУ и ПГУ на базе одновальных газовых турбин.

Апробация результатов работы. Результаты работы докладывались и обсуждались на всероссийских и международных конференциях:

1. X Международная научно-практическая конференция «Инженерные, научные и образовательные приложения на базе технологий National Instruments», Москва, 2011 г.
2. XVIII международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика», Москва, 2012 г.
3. Вторая Всероссийская научно-практическая конференция «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем», Москва, 2012 г.
4. VI Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи», Новочеркасск, 2014 г.
5. 5th International Conference “Modern Electric Power Systems – MEPS’15”, Wroclaw University of Technology (Poland), 2015.

Основные результаты работы докладывались на заседании кафедры «Электроэнергетические системы» НИУ «МЭИ».

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 3 (три) статьи, которые входят в перечень рецензируемых ВАК Министерства образования и науки РФ научных журналов:

1. О. В. Бахмисов, О. Н. Кузнецов, «Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС», Электричество, № 5, 2016 [28].
2. О. В. Бахмисов, О. Н. Кузнецов, «Выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в ЭЭС», Электричество, № 9, 2016 [29].
3. О. В. Бахмисов, О. Н. Кузнецов, «Особенности представления газотурбинных и парогазовых установок в расчётах переходных процессов в электроэнергетической системе», Вестник МЭИ, №6, 2017 [30].

Структура и объем диссертации: Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, списка литературы и приложений. Материал работы изложен на 135 страницах, включает 60 рисунков, 6 таблиц и 5 приложений. Библиографический список содержит 100 наименований.

Глава 1. Моделирование газотурбинных и парогазовых установок в составе электроэнергетической системы

1.1 Влияние задачи исследования на вид моделей газотурбинных и парогазовых установок

Конфигурация ГТУ является важной характеристикой при моделировании систем управления. Несмотря на то, что все ГТ имеют в своей основе похожую структуру, при более подробном рассмотрении выявляются заметные отличия.

По вопросу моделирования турбин и их регуляторов накоплен значительно меньший опыт по сравнению с моделированием электрических машин, регуляторов и систем возбуждения. Проводимые исследования нацелены на уточнение моделей ГТ и оценку необходимости детализированного представления данных агрегатов при математическом моделировании ЭЭС.

В энергетике применяются ГТ большой мощности, изначально спроектированные для применения на электрических станциях и аэродеривативные турбины, построенные на базе конвертированных авиационных двигателей. Авиационный газотурбинный двигатель (ГТД) представляет собой многовальную машину с редуктором и/или свободной турбиной. Технические и динамические характеристики энергетических ГТУ отличаются от характеристик ГТУ, созданных на базе авиадвигателей. Последние характеризуются большей чувствительностью к изменениям параметров наружного воздуха по сравнению с энергетическими ГТУ.

Энергетические ГТ имеют скорость вращения от 3000 до 6000 оборотов в минуту. В конвертированных авиадвигателях силовая турбина и генератор расположены на валу отдельном от вала осевого компрессора и турбины высокого давления (ВД), поэтому суммарный момент инерции ГА на базе авиационной ГТ значительно меньше, чем у агрегата на базе одновальной ГТ большой мощности. Когда все ступени компрессора расположены на отдельном от генератора и силовой турбины валу, эксплуатационные ограничения из-за сильных отклонений частоты не так значительны. Постоянные инерции мощных одновальных турбин значительно превосходят аналогичные показатели паровых турбин (ПТ) конденсационных электростанций (КЭС) и ТЭС сопоставимой мощности. Таким образом, ха-

рактерные свойства установок на базе одновальных ГТ большой мощности и их системы управления требуют отдельного рассмотрения, поскольку отличаются от характеристик ГА с ПТ или многовальными ГТ.

В большинстве случаев при моделировании ГА не учитываются модели турбин и особенности регуляторов скорости, несмотря на то, что учет изменения параметров ГТУ при изменении регулируемых величин значительно влияет на ход моделируемого процесса.

Применяемые модели первичных двигателей можно условно разделить на группы в зависимости от задач исследований, решаемых с помощью моделей каждой из групп. В первую группу можно включить модели, которые применяются в основном для исследования условий устойчивости электрической части системы при исследовании процессов в ЭЭС после различного рода возмущений. В этом случае необходимо лишь качественное, функциональное отражение характеристик ГТУ, которые существенно влияют на динамические свойства агрегата. Модели второй группы учитывают действие систем регулирования частоты и мощности и более подробно отражают механическую и тепловую части системы. К третьей группе относятся модели для проведения стендовых и натурных испытаний.

В настоящей работе для моделирования переходных процессов в ЭЭС наиболее целесообразно использовать модели первой группы. Разумеется, значительно упрощает задачу моделирования тот факт, что при исследовании процессов в ЭЭС наибольший интерес представляют режимы параллельной работы электрической станции с энергосистемой.

Поскольку главной целью является отражение динамических свойств и особенностей работы данного агрегата в составе энергосистемы, определяющими при выборе модели будут являться именно свойства ЭЭС, в которой работает одна или группа ГТУ или ПГУ. Эти же свойства определяют необходимый уровень детализации и возможные упрощения, вносимые в модель.

Увеличение степени соответствия модели исследуемому объекту не всегда может быть достигнуто увеличением сложности модели. Дополнительная детали-

зация нередко создает лишь иллюзию достоверности результата моделирования. Распространенной ошибкой, которая приводит к усложнению моделей первичных двигателей, является избыточное внимание исследователей к виду, конструктивным особенностям агрегата и режимам работы регуляторов, хотя необходимый уровень детализации определяется задачами исследования и системными условиями, в которых работает электрическая станция.

Задачу моделирования первичного двигателя необходимо оценить с нескольких позиций:

1. Задача исследования, исследуемый процесс:
 - электромеханические переходные процессы различной длительности и устойчивость
 - регулирование частоты и активной мощности
2. Режим работы системы, в которой работает моделируемая установка
 - работа параллельно мощной энергосистеме
 - работа в составе изолированной системы
3. Конструктивные особенности ГА и особенности алгоритмов регулирования.

Неотъемлемой частью процесса разработки модели ГТ является анализ границ применимости созданной модели.

Соответствие созданной модели исходному объекту подтверждается путем идентификации характеристик исходного объекта и последующей верификации модели по результатам экспериментов в статических и динамических режимах.

В литературе, например, [31], [32] проведено сравнение результатов экспериментов, полученных с помощью моделей различных по структуре, что обусловлено отсутствием методики построения моделей и выбора коэффициентов, которой обладает только изготовитель. Проблемной является не только трудоемкость построения модели, но и сложность подбора параметров для обеспечения стабильной работы модели во всем диапазоне регулирования.

Дефицит необходимых для моделирования ГТУ и ПГУ исходных данных в основном связан с неполной информацией о системах регулирования ГТ иностранного производства. В случае, когда структурные схемы регуляторов ГТ не

предоставляются производителем, требуется идентификация характеристик оборудования по результатам натурных экспериментов. Определение параметров и верификация моделей ГТ проводится по результатам тепловых расчетов или данным измерений с использованием прогнозирующих моделей [33]–[37]. Для верификации моделей ГТУ и ПГУ, которые подходят для исследования переходных процессов в ЭЭС, используются осциллограммы аварийных событий и данные систем мониторинга переходных режимов (СМНР).

Применительно к агрегатам в ЭЭС России, при создании модели могут быть использованы данные по динамике изменения активной мощности, полученные при сертификации энергоблоков для участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) и автоматическом вторичном регулировании частоты (АВРЧМ). При исследовании процессов регулирования частоты создание моделей на основе результатов натурных испытаний более оправдано по сравнению с созданием универсальной модели. При этом целесообразно включить в модели экспериментально полученные зависимости параметров ГТУ, такие как зависимость температуры газов за турбиной и расхода топлива от мощности, что положительно влияет на точность модели. Подобные модели, которые точно отражают характеристики изменения параметров ГТ, но не учитывают возможность изменения режима работы регулятора, могут применяться при исследовании длительных переходных процессов в отсутствие сильных возмущений, например, регулирования частоты в энергосистеме, где необходимо более точное определение мощности ГТУ и ПГУ в переходном процессе.

1.2 Сравнение динамических характеристик газотурбинных и парогазовых установок и традиционных энергоблоков тепловых электростанций

Моделирование ГТУ как объекта управления представляет сложности в связи с многообразием и многосвязностью составляющих подсистем (ГТ с системой управления, синхронного генератора с регулятором возбуждения, а также других подсистем) из которых она состоит, различных, в том числе по своей физической природе. Поэтому, одной из задач работы является анализ различных динамиче-

ских характеристик ГТУ и ПГУ, которые определяют отличие данного вида генерации от традиционных тепловых электрических станций.

В российской электроэнергетике возрастает интерес к внедрению газотурбинных и парогазовых технологий и из-за относительно низкой стоимости природного газа, меньших сроков сооружения ГТУ и ПГУ по сравнению с атомными, гидравлическими и тепловыми станциями. Либерализованный электроэнергетический рынок заставляет генерирующие компании использовать экономичные генерирующие агрегаты для повышения конкурентоспособности на рынках тепла и электроэнергии. При замене и модернизации и строительстве новых станций генерирующие компании принимают решения, ориентируясь преимущественно на рыночные условия.

Исходя из текущей структуры установленной мощности электростанций ЕЭС России на начало 2014 года по видам генерирующего оборудования, представленной на рис. 1, имеются большие возможности для замены энергоблоков ТЭЦ и ТЭС на ПГУ. Имеются веские предпосылки, что доля ГТУ и ПГУ будет возрастать и может достичь европейского показателя в 20-30 % [38].

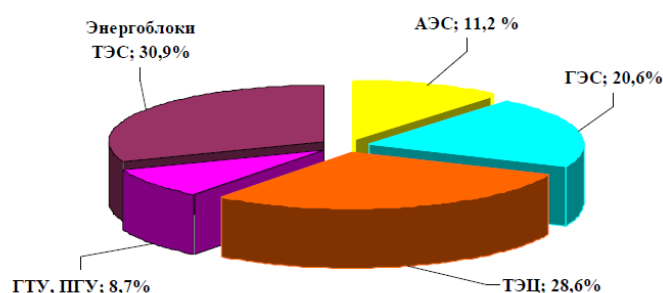


Рисунок 1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России [39]

Можно отметить, что 97% мощностей, вводимых в рамках договоров предоставления мощности (ДПМ), базируется на турбинах, произведенных за рубежом или на совместных с иностранными производителями предприятиях. Это приводит к недостатку данных о динамических характеристиках ГТУ и ПГУ, алгоритмах используемых регуляторов. Производители не раскрывают особенности технологических процессов и алгоритмов управления из-за режима защиты коммерческой тайны. Однако, современные вычислительные средства и методы, в том числе средства векторных измерений, предоставляют возможность проверки кор-

ректности сформированных математических моделей и результатов моделирования.

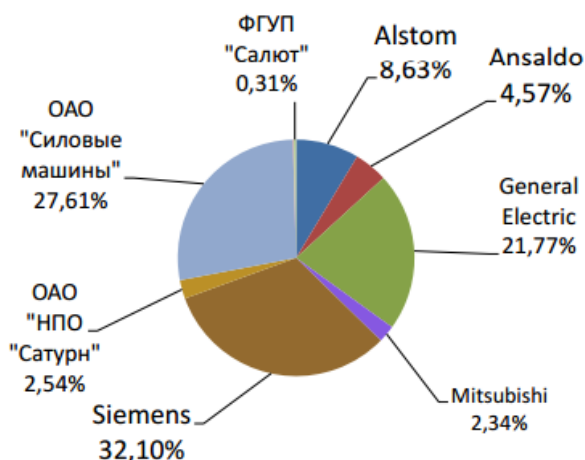


Рисунок 2. Производители газовых турбин объектов ДПМ [38]

При исследованиях участия энергоблоков в процессах регулирования частоты обычно отражается только темп изменения мощности установок без глубокого анализа внутренней структуры модели. Однако для правильного моделирования ГТУ и ПГУ требуется учет конструктивных особенностей установок и систем регулирования.

Величина частоты в электрической сети оказывает существенное влияние на работу оборудования и потребителей [40]. Особенно чувствительны к отклонениям частоты вращающиеся машины, в частности, потребители собственных нужд электростанций, асинхронные двигатели, которые служат приводами производственных механизмов. При аварийном избытке генерирующей мощности частота в энергосистеме возрастает. Особенно опасно повышение частоты вращения для лопаточных аппаратов паровых турбин ТЭС [41].

ГТУ и ПГУ могут использоваться для поддержания частоты в энергосистеме, в том числе оказания системных услуг по НПРЧ и АВРЧМ. По характеристикам энергоблоков, участвующих в этих видах регулирования, накоплен наибольший объем информации. Скорость отработки управляющих воздействий по частоте и активной мощности проверяется в ходе аттестационных испытаний, проведена оценка влияния участия в регулировании на износ оборудования.

Учитывая возможность участия ПГУ в регулировании частоты в энергосистеме, был выпущен ряд стандартов [42], [43] относительно требований к маневренности ПГУ. Характеристикам этого нового вида оборудования посвящены работы [12]–[18]. В работе [12] изучены процессы в оборудовании ПГУ, протекающие при пусках-остановах и работе под нагрузкой, свойственных им закономерностей и ограничений, проведено исследование динамических характеристик ПГУ при сбросах нагрузки.

При участии в регулировании частоты нагрузка ГТ обычно изменяется в диапазоне от 40 до 95 %, в результате чего пропорционально меняется мощность ПТ [6].

Первичное регулирование осуществляется посредством изменения мощности энергоблока с заданным статизмом регулирования при отклонениях частоты и выполняется локальной (расположенной непосредственно на объекте) системой автоматического управления мощностью энергоблока или регулятором частоты вращения. При повышении/снижении частоты вращения уменьшается/увеличивается выпуск энергоносителя путем воздействия на регулирующие клапаны [44].

Маневренность оборудования важна даже для мощных энергоблоков, так как при моральном старении оборудования, которое наступает раньше физического, оборудование начинает работать сначала в режиме периодических нагружений и разгрузений, а затем и с остановками в конце недели и ночными остановками в горячий резерв.

Важно отметить, что под маневренностью энергетического оборудования понимают не только скорости нагружения и разгружения, а комплекс свойств, определяющих способность выполнять требования по регулированию в энергосистеме. К ним относятся, прежде всего [45]:

- регулировочный диапазон турбоагрегата или энергоблока, число допустимых изменений нагрузки в пределах регулировочного диапазона за срок службы и скорость изменения нагрузки;

- длительность пуска/останова из различных тепловых состояний, их допустимое количество;
- возможность работы при аварийных режимах в энергосистеме.

В работе [12] к понятию маневренности также отнесены:

- пусковые характеристики, под которыми понимают продолжительности пусков блока из различных тепловых состояний;
- скорости набора и изменения нагрузки;
- допустимый регулировочный диапазон нагрузок блока;
- допустимые продолжительности работы блока на холостом ходу или на нагрузку собственных нужд (СН) после резкого снижения электрической нагрузки, например, в результате отделения от системы;
- допустимое количество сбросов электрической нагрузки, включая частичные сбросы нагрузки.

Особый интерес представляет сравнение темпа изменения мощности в узком диапазоне регулирования, а не при полном нагружении или сбросе мощности, которое редко используется при регулировании частоты в ЭЭС. В этом случае, существенное влияние на скорость регулирования ПТ оказывает инерционность парового контура, которая позволяет получить выигрыш в динамике изменения мощности по сравнению с газовой турбиной или ПГУ. Скорость регулирования ПТ при значительных паузах между возмущениями в десятки раз превосходит возможность непрерывного, длительного изменения мощности.

При поддержании постоянного давления перед турбиной, средняя скорость изменения мощности турбины КЭС может составлять 1-1,5 % номинальной мощности в минуту. Однако при изменении нагрузки в пределах 20-25 % мощности энергоблока, скорость изменения нагрузки увеличивается до 4 % в минуту, с последующим ограничением темпа изменения мощности до 0,7-1 % в минуту. При работе ПТ в режиме скользящего давления температура в проточной части изменяется в ограниченном диапазоне, поэтому скорость регулирования может быть повышена до 6% от номинальной мощности в минуту [45].

В паровых турбинах возможны и более значительные скорости изменения нагрузки, если после быстрого изменения мощности темп дальнейшего изменения уменьшается. Данные требования обусловлены условиями сохранения прочности, которые в свою очередь определяются диапазоном и скоростью изменения температуры в проточной части турбины. Варьируя эти значения, появляется возможность более гибко управлять температурными напряжениями в паровой турбине, что невозможно в ГТУ.

Как было отмечено ранее, функция поддержания частоты ГТ не может рассматриваться как изолированная функция, одновременно должны учитываться изменения массового расхода топлива и воздуха. Маневренность ПГУ во многом определяется скоростью изменения нагрузки ГТУ, которая в свою очередь определяется быстродействием систем регулирования ГТУ и скоростью открытия входного направляющего аппарата (ВНА), а также действием дополнительных регуляторов, например, ограничивающих предельно допустимую температуру выхлопных газов. ВНА изменяет расход воздуха в заданном диапазоне, что позволяет поддерживать высокую температуру выхлопных газов и обеспечивать эффективность парового цикла даже при пониженных нагрузках, однако ограничивает скорость и диапазон изменения мощности ГТ в составе ПГУ. Экспериментальное исследование данной особенности режима ПГУ приведено в разделе 3.2.

Электрическая мощность ПГУ является суммой электрических мощностей газового и парового генераторов, при этом мощность ПТ зависит от мощности ГТ [46], а распределение нагрузки между газовыми и паровыми агрегатами зависит от суммарной нагрузки установки. В процессе регулирования частоты возможно воздействие только на регулирующие органы ГТ, так и одновременное воздействие на регулирующие органы паровой и газовой турбины. При этом паровые турбины ПГУ обычно работают в режиме скользящего давления с открытыми регулируемыми клапанами, поэтому электрическая мощность ПГУ без дожигания топлива определяется только мощностью ГТ и соответствующей тепловой мощностью, подводимой к КУ. По этой причине мощность ПТ в ПГУ данного

типа при возмущении в электроэнергетической системе изменяется с некоторым запаздыванием.

Закрытие клапанов ПТ ведет к увеличению давления пара в КУ и может быть эффективно для регулирования мощности ПГУ при резком возрастании потребляемой мощности в энергосистеме, а ускоренное изменение мощности ГТ невозможно из-за действия ограничительных регуляторов, например, регулятора температуры, который препятствует увеличению подачи топлива. Использование возможностей такого типа регулирования эффективно, однако любое управление клапанами ПТ ведет к снижению КПД установки из-за потерь на дросселирование. По оценкам, приведенным в [47], уменьшение КПД ПГУ в целом составляет 0,15% при 95% открытии регулирующих клапанов ПТ.

ПТ энергоблоков ПГУ могут оснащаться автоматикой аварийного управления мощностью турбины – автоматикой импульсной разгрузки (АИР) и быстродействующим ограничителем мощности (БОМ), что оказывает положительное влияние на устойчивость работы станции, однако сопряжено с повышением износа оборудования и вероятности отказа.

При работе ПТ внутри регулировочного диапазона должна обеспечиваться определенная скорость изменения нагрузки. Для ПТ блока ПГУ-450 в интервале 75...150 МВт допускается изменение мощности на величину 15 МВт со скоростью 3 МВт/с при паузе между возмущениями не менее 5 минут. Непрерывное изменение мощности в этом же диапазоне нагрузок составляет 7,5 МВт/мин.

Испытания ПТУ при мощности близкой к номинальной при частичном закрытии регулирующих клапанов ВД Т-150-7,7 на ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ представленные в работе [12] показали, что при прикрытии регулирующих клапанов ВД примерно на 20% мощность ПТУ скачкообразно меняется на 5% (6 МВт), после чего стабилизируется на текущем уровне.

При оценке влияния ГТУ и ПГУ на качество регулирования частоты в энергосистеме исследователи расходятся во мнении. Наличие ГТ в составе блока ПГУ отмечается как фактор, положительно влияющий на маневренность ПГУ [12], [13]. В дальнейшем делаются выводы о возможности более быстрого изменения

нагрузки ПГУ в пределах регулировочного диапазона по сравнению с паросиловой установкой. В работе [48] сделан противоположный вывод: ГТ, входящие в состав ПГУ и ГТУ, обладают худшей управляемостью по сравнению с ПТ. Система управления паротурбинной установкой (ПТУ) воздействует непосредственно на подачу рабочего тела в турбину, а в энергетической ГТУ регулирование осуществляется при неизменной производительности компрессора, воздействием на весовой расход топлива и воздуха. В результате, регулирование скорости изменения мощности ГТУ осуществляется медленнее, чем у ПТУ.

Различия в оценке маневренных характеристик паровых и газовых турбин обусловлены разной длительностью исследуемых переходных процессов, при этом все вышеприведенные выводы справедливы для разных временных интервалов. ГТУ и ПГУ обладают большей скоростью регулирования в длительных процессах, связанных с изменениями режима тепловой части, однако меньшими возможностями быстрого кратковременного изменения мощности в ответ на возмущение в электрической части системы. При исследовании электромеханических переходных процессов последняя особенность является наиболее значимой.

1.3 Моделирование основных регуляторов и характеристик газовых турбин

ГТ состоит из осевого компрессора, камеры сгорания (КС) и турбины. Воздух сжимается компрессором и смешивается с топливом в КС. Возникающий в результате сгорания поток горячих газов проходит через турбину и приводит в движение турбину и компрессор.

Необходимыми для моделирования ГТ параметрами являются расход топлива и расход воздуха (W_a), который зависит от положения ВНА (θ_{IGV}), скорость вращения (ω), температура окружающей среды (T_a) и атмосферное давление (P_a). Основными выходными переменными являются механическая мощность турбины (P_{mGT}), расход выхлопных газов (W_x), их температура (T_x) и степень сжатия компрессора. Полный список констант и параметров, использованных в моделях, приведен в приложении А.

При создании модели ГТ неизменно возникает требование создать упрощенную модель, не вызывающую сложностей при реализации, но одновременно достаточно гибкую для отображения установок с отличающимися характеристиками. Вследствие универсальности модель должна содержать функциональное представление ГТ и регулятора без привязки к конкретному оборудованию или производителю. Из-за разнообразия моделей в научных публикациях и библиотеках программных комплексов, выбор модели является нетривиальной задачей. Модели предоставляются изготовителем во время пуско-наладочных работ, однако в процессе эксплуатации корректировка моделей не производится. Собственники оборудования не обладают достаточным объемом информации, чтобы внести в модели изменения без помощи производителя. Поскольку подробное моделирование газовых турбин требует отражения в модели режимных особенностей регулятора и законов регулирования, которые являются ноу-хау и составляют коммерческую тайну, производители стремятся не разглашать подробные модели конкретных типов и модификаций ГТ.

Основной задачей моделирования ГТ в составе ЭЭС является воспроизведение характеристик основных регуляторов, влияющих на динамические характеристики агрегата, зависимости максимальной мощности ГТ при отклонениях частоты в сети от номинальной, а также динамики паровой части – при создании модели ПГУ.

Современные системы регулирования ГТ оказывают значительное влияние на электромеханические переходные процессы, в том числе демпфирование колебаний режимных параметров [24], [25]. Поскольку системы управления ГТУ и ПГУ достаточно сложны, подробное рассмотрение требуется для регуляторов, которые значительно влияют на работу станции. К основным регуляторам, влияющим на динамические характеристики ГТ относятся регуляторы температуры, частоты вращения и ускорения, с учетом соответствующих ограничений темпа и пределов изменения параметров.

Регулирование мощности ГТ осуществляется путем воздействия на задатчик мощности. Скорость изменения сигнала задания ограничена быстродействием

системы регулирования ГТУ, ВНА, антипомпажных клапанов, запасом устойчивости компрессора ГТУ и условиями поддержания постоянной температуры выхлопных газов ГТ.

В большинстве моделей ГТ и регуляторов, таких как GAST, GAST2A, GGOV1, CIGRE, GGOV3 [49] регулирующие воздействия по всем контурам регулирования обрабатываются на устройстве выбора минимальной настройки. Выбранное минимальное из значений управляющих воздействий определяет расход топлива. Регулировочный диапазон топливного регулятора ограничивается сверху и снизу. Ограничение сверху служит резервом контроля температурного режима и не достигается при номинальной нагрузке ГТ. Ограничение снизу необходимо для поддержания минимального расхода топлива, необходимого для стабильного горения. Результирующий сигнал управляет топливным клапаном, поддерживая производительность КС [50]. Принципиальная схема выбора управляющего сигнала регулятора топлива показана на рис. 3.

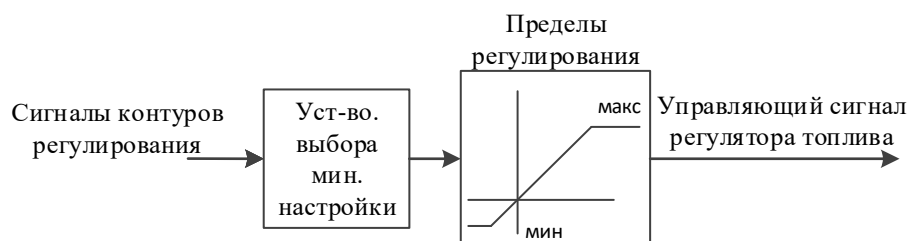


Рисунок 3. Принципиальная схема выбора управляющего сигнала регулятора топлива

Скорость регулирования расхода топлива ограничена, поскольку для стабильного горения необходимо точно поддерживать соотношение газ-воздух. Как следствие, такое требование служит основным ограничением быстрого изменения мощности ГТ из-за медленного регулирования расхода воздуха. В существующих моделях ограничение скорости изменения положения топливного клапана не производится, поэтому для настройки модели необходимо вводить ограничение темпа задания по изменению скорости или мощности ГТ.

На рис. 4 показаны стандартные контуры регулирования ГТ. Регуляторы пуска и останова реализуют сложные последовательности технологических операций: продувку газового тракта, поддержку и переключение режимов горения, необходимые температурные режимы нагрева/остывания, темп разгона/останова и

т.д. Однако эти режимы регулирования используются при отключенном генераторном выключателе и не влияют на процессы в ЭЭС.

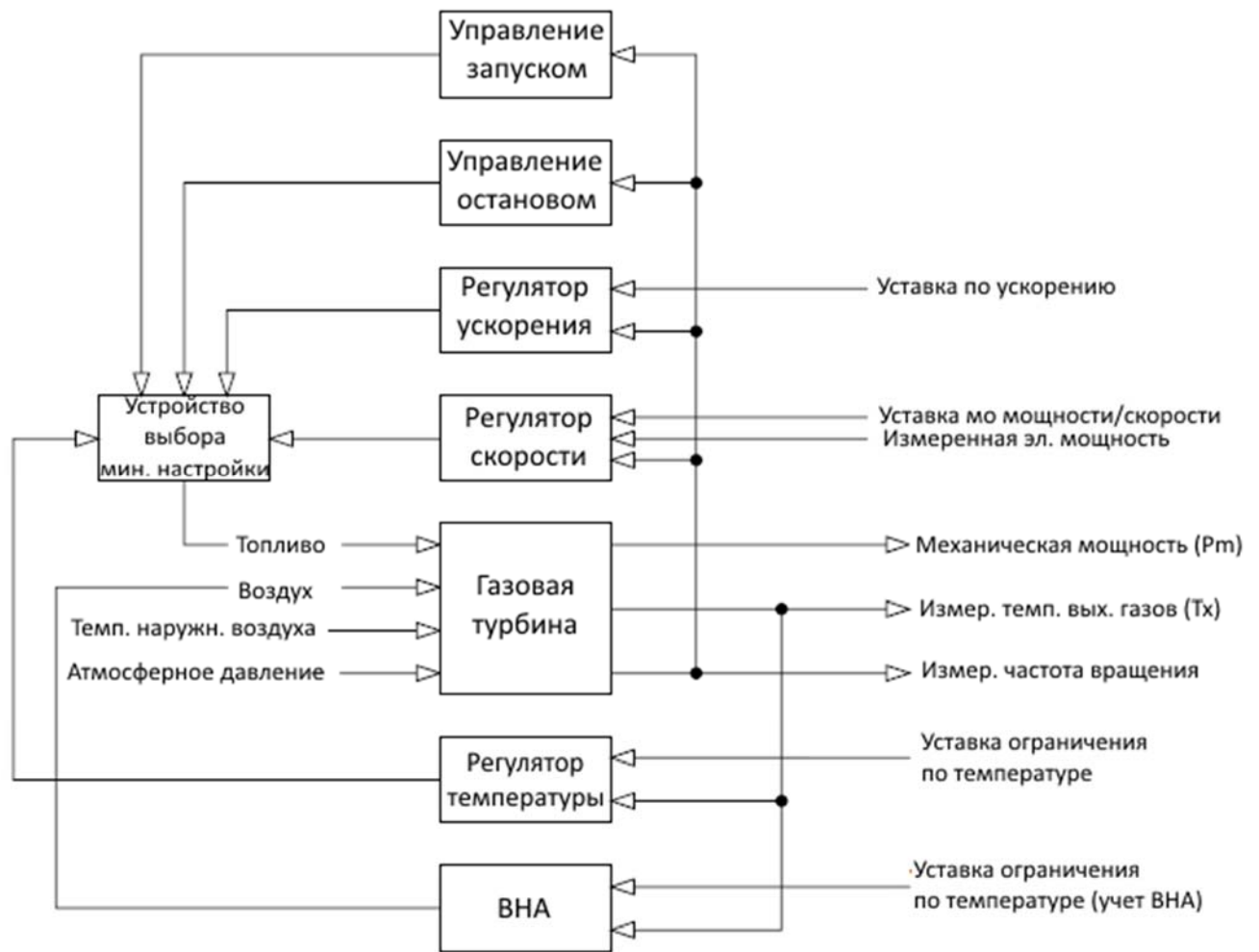


Рисунок 4. Блок-схема алгоритма управления газовой турбиной [6].

Рассмотрим работу различных регуляторов ГТ более подробно. На рис. 5 показана принципиальная схема регулятора скорости [51], [52]. Необходимый расход топлива F_D определяется уровнем нагрузки V_L и отклонением скорости ΔN , которое определяется как разница между заданной уставкой номинальным значением скорости и текущей скоростью агрегата/частотой в системе, в зависимости от того, работает агрегат параллельно ЕЭС или в изолированной части системы. Переход на работу в изолированной части системы, вызванный действием систем противоаварийной автоматики (ПА) также сопровождается изменением режима работы регулятора ГТ. В случае работы на СН уставка по скорости выбирается исходя из условий синхронизации. На рис. 5: W – коэффициент усиления, обратно пропорциональный величине статизма, X – governor lead постоянная времени опе-

режения регулятора, Y – постоянная времени запаздывания регулятора, Z – режим работы регулятора: $Z=1$ – статический режим, $Z=0$ – астатический режим.

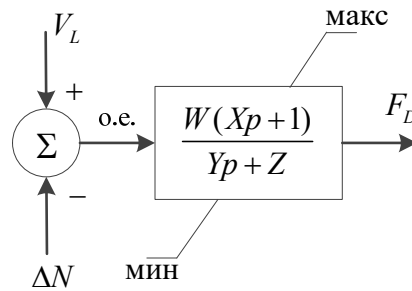


Рисунок 5. Принципиальная схема регулятора скорости

В [6] показан способ вариации параметров регулятора для моделирования различных режимов регулирования скорости.

Для поддержания более стабильной работы и увеличения срока службы в регуляторы ГТ вводится зона нечувствительности по частоте, которую также требуется отразить при создании цифровой модели. Вне зоны нечувствительности при параллельной работе станции с энергосистемой регулятор скорости работает в режиме статического регулирования с коэффициентом статизма от 3 до 8 %, обычно 4-5%.

Регулятор скорости играет важную роль при работе ГТ на нагрузках, отличных от номинальной. Передаточная функция регулятора скорости содержит коэффициенты, которые являются функциями режима работы ГТУ (ПГУ), что необходимо для учета нелинейности объекта управления. В окрестности номинальной частоты вращения данные коэффициенты могут быть приняты постоянными, представлены в виде линеаризованных зависимостей или предварительно рассчитаны, например, исходя из запасов устойчивости по методике Циглера-Никольса [45].

Основной функцией регулятора температуры является ограничение температурных воздействий на ГТ в различных режимах. Например, в ответ на увеличение нагрузки генератора повышается расход топлива, который не сопровождается мгновенным увеличением расхода воздуха из-за меньшего быстродействия ВНА по сравнению с исполнительным механизмом подачи топлива. В этом случае, регулятор температуры ограничивает открытие топливного клапана при зна-

чениях температуры выше максимально допустимой. Для ГТ, работающих в составе ПГУ, регулятор настроен на поддержание постоянной температуры выхлопных газов турбины в широком диапазоне нагрузок.

Измеренная температура T_E сравнивается с предельным значением температуры на выходе из турбины T_R и отклонение подается на регулятор температуры. Расход воздуха определяется положением ВНА и скоростью компрессора. Поддержание температуры выхлопных газов выполняется путем управления расходом воздуха в зависимости от расхода топлива и значения T_R .

Схема измерения и регулирования температуры в модели ГТ показана на рис. 6.

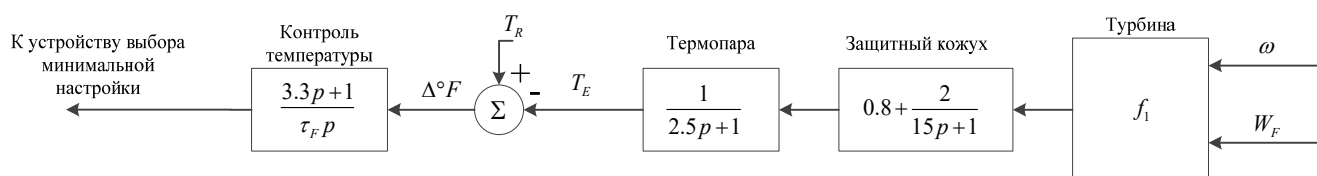


Рисунок 6. Схема измерения и регулирования температуры в модели ГТ

Процесс горения в ГТ является сложным для моделирования, однако при исследовании электрической части системы этот процесс возможно моделировать упрощенно с помощью звена транспортного запаздывания. На практике, расход газов через турбину принимается равным расходу воздуха через компрессор W . На динамические характеристики ГТ влияет вид сжигаемого топлива и изменение режима сжигания, например, переход из режима предварительного смешивания в диффузионный. Однако такое изменение находит отражение лишь в специализированных моделях производителей оборудования.

Одним из требований к ГТУ является исключение вибрационного горения и срыва факела во всех рабочих режимах [2]. Однако, в отдельных случаях, увеличение производительности компрессора при повышении частоты вращения ротора турбины из-за быстрого сброса нагрузки приводит к срыву факела, а перевод турбины в режим регулирования частоты вращения – к его погасанию из-за резкого закрытия топливного клапана и недостаточного запаса устойчивости горения

[32]. Анализ данных особенностей приведен в разделах 3.5, 3.6. Проблемы, которые решаются при создании КС, описаны в специальной литературе [53].

Регулятор ускорения препятствует разгону генератора при значительной потере нагрузки. В режимах пуска и останова осуществляется одновременное изменение уставки по ускорению. Когда агрегат работает параллельно с сетью, уставка составляет порядка 1 % в секунду [51], [54]. Такое ускорение агрегата является достаточно редким явлением в больших энергосистемах, даже при возникновении значительных небалансов активной мощности. Поэтому при исследовании крупных энергосистем регулятор ускорения может быть исключен, если отклонение частоты не превышает 1% [51], [55]. Однако учет регулятора ускорения может потребоваться при исследовании работы ГТ в изолированной системе или на нагрузку СН [6]. При параллельной работе ГТ с мощной энергосистемой ускорение определяется с целью отстройки систем защиты турбины, поскольку в случае возникновения значительного небаланса мощности между ГТУ и приемной системой ограничение топливоподачи регулятором скорости не будет эффективным. Более подробно принципы работы такой защитной автоматики описаны в разделе 2.3. Отметим, что набор возможных режимов работы регулятора ГТ выбираются производителем на этапе определения технических условий. Таким образом, режим работы в изолированной системе не всегда предусмотрен, если планируется работа ГТ параллельно с ЕЭС. В этом случае, если работа в изолированной системе мощности является послеаварийным режимом, ГТ продолжает работу в режиме регулирования мощности или отключается от системы действием защитной автоматики с последующим переводом в режим регулирования скорости и работой на нагрузку изолированного района и/или СН.

Моментно-скоростная характеристика энергетической одновальной ГТ практически линейна по отношению к расходу топлива и частоты вращения турбины в диапазоне скоростей от 95 до 107 % от номинальной, в котором рекомендуется применение данной модели [51]. Поскольку ГТУ работает в узком частотном диапазоне, не требуется воспроизведение статической характеристики момента турбины от скорости во всем скоростном диапазоне как она представляется

для нерегулируемой машины. Даже в случае больших возмущений в энергосистеме отклонение частоты вращения агрегата не превышает 5% от номинальной. Большее отклонение скорости не может быть реализовано из-за действия систем защиты, которые отключают ГА от энергосистемы при значительных отклонениях частоты вращения от номинальной [28].

Можно сделать вывод, что наибольшее значение при исследовании процессов в ЭЭС имеют регуляторы скорости/мощности и допустимой температуры. Поддержание допустимого уровня температуры выхлопных газов турбины необходимо для ограничения термического воздействия на компоненты турбины. Это достигается путем ограничения расхода топлива и регулирования расхода воздуха как функции расхода топлива и уровня нагрузки.

1.4 Верификация основных характеристик математических моделей газотурбинных и парогазовых установок

Для того чтобы подтвердить адекватность созданной модели исходному объекту необходимо идентифицировать характеристики исходного объекта, сравнить с соответствующими характеристиками модели и проверить, что полученные модели станции корректны и обладают необходимой точностью. Такая верификация включает в себя эксперименты в статических и динамических режимах.

Так как в большинстве газовых турбин за параллельную работу с системой, работу на СН станции или работу на холостом ходу отвечают различные алгоритмы системы управления, проверку каждого из режимов комбинированного регулятора скорости/мощности необходимо проводить отдельно.

На первом этапе проводится сравнение реакции моделей на различные по величине управляющие воздействия и тестовые возмущения, что позволяет проверить соответствие основных характеристик объекта и модели.

В качестве примера рассмотрена модель GAST2A, поскольку является наиболее простой моделью, которая воспроизводит физику процесса регулирования турбины. Был проведен анализ модели турбины при изменении уставок по частоте и активной мощности.

На рис. 7-8 представлены изменения частоты вращения и мощности турбины при увеличении уставки по частоте на 1 Гц. Изменение мощности, показанное на рис. 9, определяется заданным статизмом регулятора скорости, а скорость изменения мощности должна соответствовать параметрам, установленным производителем. ГТ обладает малой инерционностью, изменение мощности ГТ начинается через 0,2 секунды после подачи на регулятор управляющего сигнала.

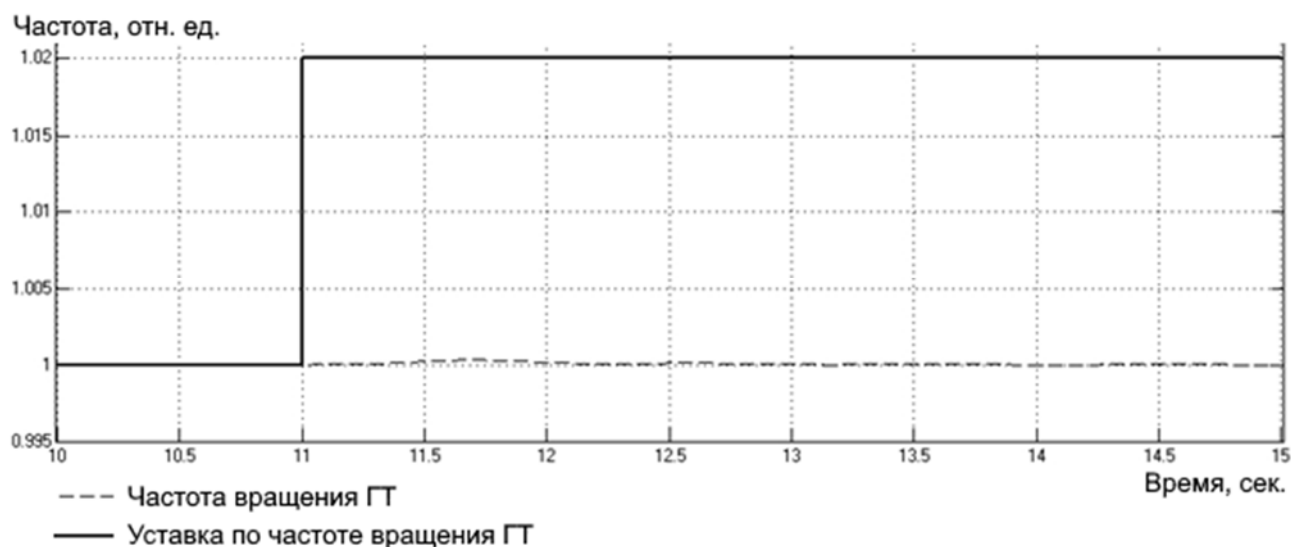


Рисунок 7. Величина уставки по частоте и скорость вращения ГТ

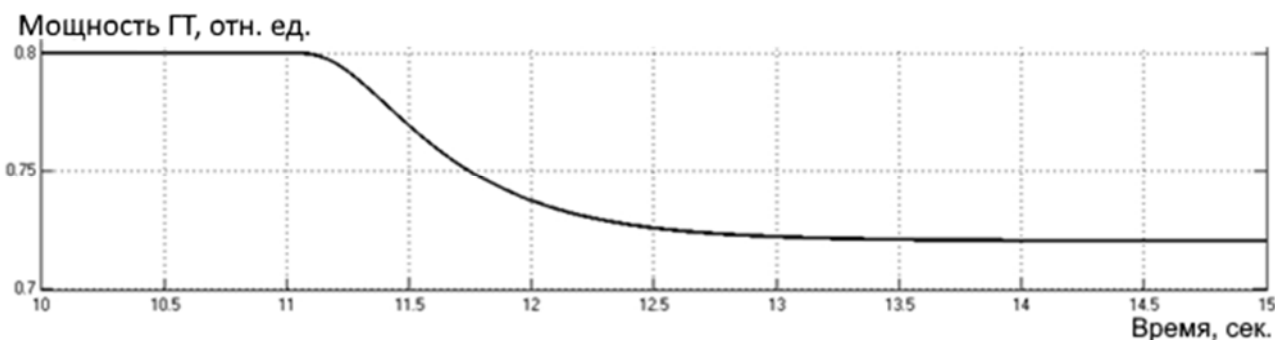


Рисунок 8. Изменение мощности ГТ при изменении уставки по частоте

Моделирование изменения задания по мощности энергоблока позволяет проверить, насколько правильно модель воспроизводит заданный производителем темп снижения и набора мощности. На рис. 9 показан график изменения активной мощности ГТ при увеличении уставки по мощности на 0,1 отн. ед.

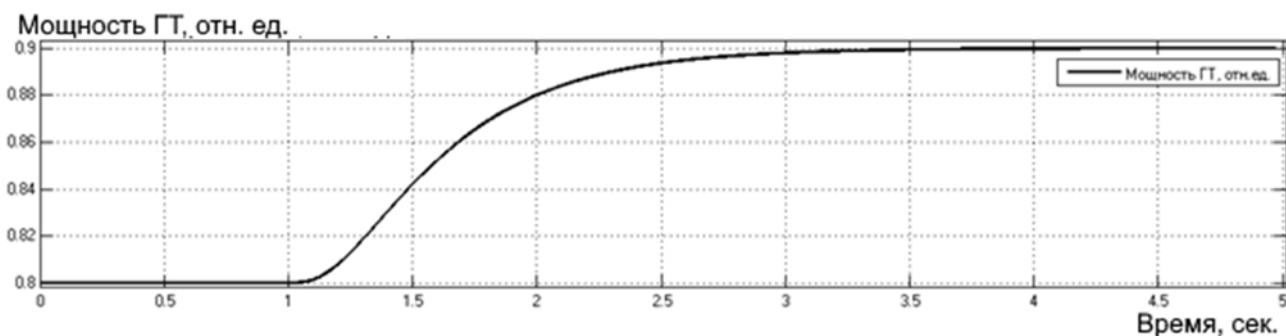


Рисунок 9. Изменение мощности ГТ при изменении уставки по мощности

Аналогичные эксперименты проводятся для ряда заданных изменений уставок по частоте и активной мощности и являются базовыми при выборе и настройке модели, тогда как моделирование процессов в ЭЭС с помощью расчетных программ позволяет выявить различия в функциональных характеристиках моделей.

Эксперименты с использованием упрощенных моделей ГТУ и ПГУ могут проводиться на этапе предварительного выбора технических решений для реализации инвестиционного проекта строительства станции. Поскольку большинство моделей при этом являются приближенными и предназначены для решения одной задачи или группы близких задач, необходимо создание алгоритма выбора модели ГТУ и ПГУ для обеспечения необходимой для каждого конкретного случая точности моделирования.

Верификация модели производится путем достижения соответствия осциллограммы переходного процесса, полученной в результате моделирования, с осциллограммой переходного процесса натурального объекта. Такая проверка является приближенной, поскольку не учитывает особенности систем управления ГТ при всех возможных возмущениях в ЭЭС, однако общая методика оценки точности приближенного моделирования первичных двигателей не разработана.

При исследовании переходных процессов в ЭЭС необходима настройка регуляторов и верификация характеристик каждого из первичных двигателей, установленных в модельной схеме. При этом значимые характеристики первичных двигателей должны быть учтены при эквивалентировании.

Сложность представляет верификация моделей ГТУ и ПГУ в длительных переходных процессах с последовательностью аварийных событий в ЭЭС. Такие возмущения практически невозможно воспроизвести в энергосистеме из-за мно-

гообразия установленных систем противоаварийного управления и защит: ограничения минимального возбуждения (ОМВ), автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ). Без проведения натурных испытаний невозможно достоверно оценить точность существующих моделей ГТУ применительно к конкретной станции.

1.5 Математическое моделирование паровой части парогазовых установок

Одновальные ГТУ большой мощности широко применяются в составе ПГУ. В одновальных ПГУ к генератору с одной стороны присоединяется ГТ, а к другой – ПТ. В многовальных ПГУ каждый силовой агрегат оснащен собственным генератором. В работе рассматриваются многовальные ПГУ, поскольку данный тип установок получил в России наибольшее распространение. Реализован ряд технологических схем ПГУ, имеющих свои особенности и различия в технологическом процессе [27]. В самом простом и наиболее распространенном типе ПГУ – утилизационном, выхлопные газы ГТУ поступают в КУ – теплообменник противоточного типа, в котором генерируется пар, направляемый в ПТ. Для использования в утилизационных ПГУ требуются ГТ с высокой температурой выхлопных газов, что является необходимым условием для генерации пара высоких параметров [56].

Энергоблок ПГУ состоит из одной или нескольких ГТУ, выхлопные газы которых используются для нагрева рабочего тела в КУ. КУ служит связью между газовой и паровой частью ПГУ. Пар, генерируемый котлами, подается в общую паровую турбину [56].

Для повышения КПД ПГУ утилизационного типа КУ выполняют двух- и трехконтурными, с естественной или принудительной циркуляцией в испарительных контурах.

Моделирование ПГУ является комплексной задачей, для корректного решения которой необходимо отразить динамические характеристики ГТ, в том числе при значительных отклонениях частоты, и реализовать связь ПТУ с ГТУ через КУ с учетом постоянных времени паровых объемов.

Установки ПГУ стали значительной частью генерирующих мощностей во многих странах начиная с 90-х годов прошлого века. Однако до момента публикации работ [6], [57] не существовало объединенных моделей, учитывающих характеристики ГТ, КУ и ПТ.

Модель ГТ, разработанная как часть модели ПГУ, обладает более сложной структурой, так как требует расчета исходных данных для моделирования паротурбинной части [57]. По сравнению с моделированием ГТУ, при моделировании ПГУ более важен учет ВНА для точного определения расхода выхлопных газов, от которого зависит производительность ПТ.

Совет по надежности электроэнергетики штата Техас (ERCOT) поддерживал работу [6] по анализу и созданию моделей ПГУ из-за зафиксированных случаев падения частоты в энергосистеме, когда фактическое значение частоты было значительно ниже, чем значение, полученное в результате моделирования.

Динамические характеристики паровых турбин, работающих в составе ПГУ отличаются от характеристик турбин паровых блоков, модели которых гораздо лучше проработаны.

Для качественного анализа рассмотрена многовальная ПГУ на базе одновальной ГТ с регулируемым ВНА. Установка включает три уровня – одновальная ГТ, КУ, ПТ. На рис. 10 показана структурная схема модели ПГУ, определены входные и выходные параметры каждого блока и взаимосвязи между блоками. В структурной схеме присутствуют все элементы, которые влияют на динамические характеристики ПГУ – блоки регулирования скорости/мощности, расхода топлива и воздуха, ГТ и КУ с паровой турбиной.

При моделировании КУ и ПТ внутренний объем котла и паропровода разделяется на два контура с эквивалентными постоянными времени для контуров высокого и низкого давления [58]. Входными параметрами модели КУ и ПТ, от которых зависит мощность паровой части, являются температура и расход выхлопных газов ГТ, температура питательной воды.

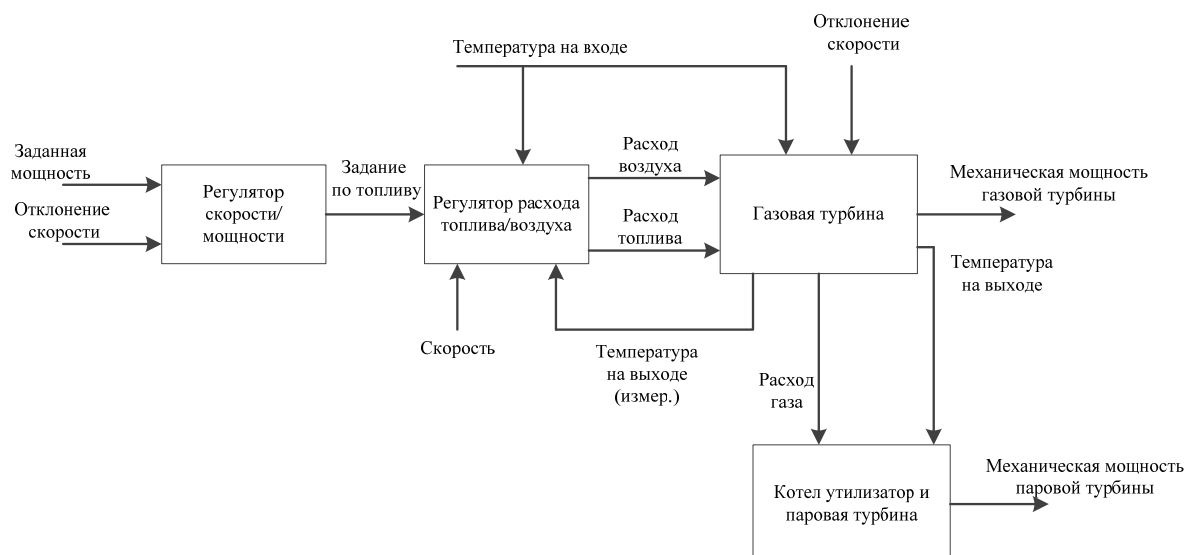


Рисунок 10. Структурная схема модели ПГУ [9]

В работе основное внимание уделено ПГУ с КУ без дожигания топлива и работой ПТ в режиме скользящего давления, возможность воздействия на паровые клапаны турбины не учитывалось. Регулирование мощности ПГУ осуществляется изменением мощности ГТ. В конфигурации с несколькими ГТ осуществляется выпуск пара в единственную ПТ.

Принципиальная схема модели ПТ, которая использовалась в настоящей работе, показана на рис. 11. Отображение динамических характеристик КУ осуществляется с помощью апериодического звена с соответствующей постоянной времени. При определении мощности паровой части ПГУ ($P_{ПТ}$) входным параметром является мощность газовых турбин ($P_{ГТ}$), учитывается постоянная времени КУ и постоянные времени частей высокого (T_1) и низкого давления (T_2) ПТ. Постоянная времени ПТ, равная примерно 5 секундам, обусловлена теплоемкостью металла корпуса. Эквивалентная постоянная времени КУ составляет 50-100 сек. При моделировании ПГУ с несколькими ГТ, работающими на общий паровой тракт, необходимо ограничивать мощность ПТ при отключении одной из ГТ [24].

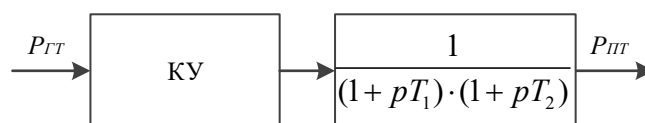


Рисунок 11. Принципиальная схема модели ПТ ПГУ

Мощность ПТ при расчете электромеханических переходных процессов обычно принимается пропорциональной мощности газовых турбин, в том числе при работе в режиме полублока.

Пример зависимости мощности паровой части от мощности газовой показана на рис. 12. В общем случае, зависимость между энергией выхлопных газов ГТ и мощностью ПТ является нелинейной функцией, которая может быть получена измерениями ряда установившихся режимов или в результате тепловых расчетов.

Изменение мощности ПТ в ПГУ может быть ограничено производителем оборудования, при этом нормируется скорость изменения мощности с учетом пауз между возмущениями, а также темп непрерывного изменения мощности в различных диапазонах нагрузок.

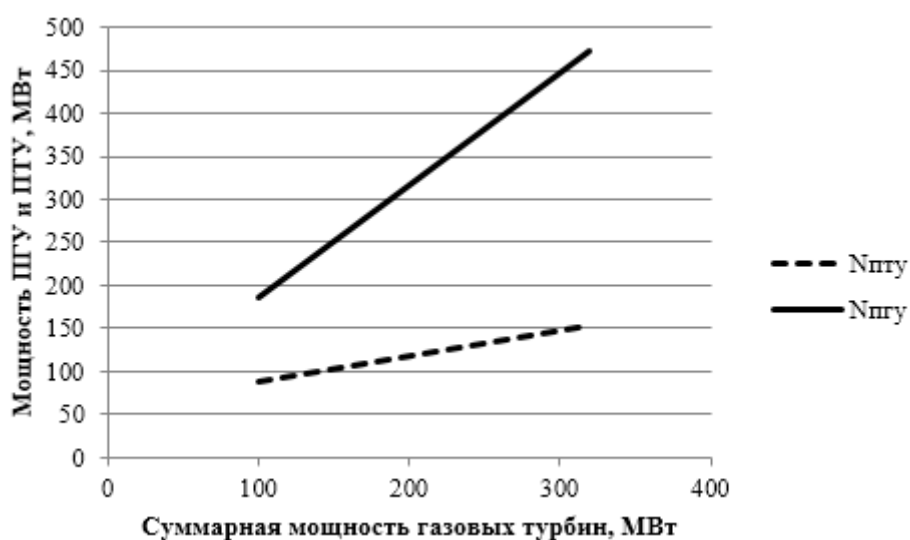


Рисунок 12. Зависимость мощности ПГУ и ПТУ от суммарной мощности ГТУ при номинальных условиях внешней среды [24]

Поскольку в большинстве моделей ПГУ для моделирования газотурбинной части используются структурные схемы, описанные в разделах 1.3, 2.3, основными ограничениями в применении созданных на их основе моделей ПГУ являются узкий частотный диапазон $\pm 5\%$ от номинальной частоты вращения и невозможность моделирования режимов пуска и останова ПГУ. Уровень минимальной нагрузки, при котором модель точно отражает характеристики, составляет порядка 50%, что обычно выполняется при работе ПГУ в мощной энергосистеме. Важно, чтобы модель воспроизводила характеристики агрегатов во всем интервале

рабочих частот, длительная работа в котором разрешена изготовителем турбины. При необходимости, для уточнения модели ПГУ можно учесть условия окружающей среды [59].

Степень возможных упрощений модели ПГУ определяется длительностью исследуемого процесса. В диапазоне времени в несколько секунд, при неизменном положении клапанов, ПТ не вносит значительного вклада в изменение мощности ПГУ даже при резком изменении нагрузки, что обусловлено большой постоянной времени КУ. Изменение мощности ПТ будет оказывать влияние только в длительных процессах порядка минут и десятков минут, поэтому при исследовании электромеханических процессов мощность ПТ может быть принята постоянной. Суммарный вклад в механическую мощность от двухконтурных КУ может быть приближенно описан при помощи модели с двумя апериодическими звеньями с соответствующими постоянными времени. Нет необходимости моделировать систему питательной воды или регулирование уровня воды в барабанах, а также каждый экономайзер в отдельности, поскольку энергия воды в экономайзерах может быть просуммирована [57]. Точное воспроизведение характеристик ПГУ в переходном процессе возможно только при моделировании работы систем управления блочного и агрегатного уровней и различных видов технологических защит.

Система автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) энергоблока ПГУ состоит из следующих основных подсистем:

- регулятор мощности блока;
- корректирующие регуляторы мощности газовых турбин;
- блочный корректор частоты.

Регулятор мощности энергоблока ПГУ представляет собой сложную систему автоматического регулирования (САР) высокого уровня, надстроенную над САР относительно более низкого уровня – систем регулирования газовых и паровой турбин. Регулятор суммарной мощности является центральным элементом САР, и формирует корректирующий аналоговый сигнал задатчикам мощности для систем управления ГТ.

Необходимая степень детализации модели ПГУ во многом зависит от задачи исследования. Для оценки надежности работы при нормативных аварийных возмущениях моделирование работы блочной САРЧМ нецелесообразно. В этом случае достаточно учесть действие САР газовых и паровой турбины только агрегатного уровня. Следует отметить, что, несмотря на многочисленные опубликованные работы, в том числе с детальным анализом структуры регуляторов скорости [60], САРЧМ энергоблоков ПГУ подробно не рассматривается из-за сложности построения универсальной модели.

Системы управления ПГУ и, как следствие, структура и параметры, варьируются для разных станций и должны корректироваться для каждой станции в отдельности. При исследовании систем управления и технологических защит потребуется моделирование работы этих систем как систем управления газовых и паровой турбин, как локального уровня, так и для блока в целом. Для исследования электромеханических переходных процессов достаточно упрощенного моделирования паровой части ПГУ.

1.6 Выводы по главе

Технология ПГУ применяется при реконструкции существующих тепловых электростанций с использованием части имеющегося паротурбинного и электрического оборудования [61]. В инвестиционных программах энергетических компаний сделан упор на замещении ТЭЦ, работающих как «вынужденная» генерация на высокоэкономичные установки на базе технологии ПГУ [62]. Сценарий развития энергосистемы России может повторить путь европейских стран, где структура генерирующих мощностей значительно поменялась после либерализации рынка и замены менее эффективных тепловых электростанций на ПГУ [6], [63], [64]. На большинстве введенных в эксплуатацию ГТУ и ПГУ в ЕЭС России используются ГТ иностранного производства. Это приводит к недостатку данных о динамических характеристиках ГТУ и ПГУ, алгоритмах используемых регуляторов. Наряду с положительными аспектами применения ГТУ и ПГУ, существуют некоторые системные ограничения.

В ходе работы выявлены:

- значимые для моделирования характеристики ГТУ и ПГУ, необходимые при моделировании ГТУ и ПГУ параметры;
- достоинства и недостатки отдельных моделей ГТ, применяемых при исследованиях электромеханических переходных процессов;
- характерные свойства ГТ как объекта моделирования в составе ЭЭС
- особенности математического моделирования паровой части ПГУ;
- принципы верификации характеристик модели ГТУ.

Глава 2. Особенности моделирования газотурбинных и парогазовых установок при исследовании переходных процессов в электроэнергетической системе

2.1 Представление в моделях основных характеристик газовых турбин и обзор принимаемых допущений

В настоящей работе под моделью объекта – ГТ, КУ, ПТ понимается модель исследуемого объекта, которая включает сам объект и все системы регулирования, влияющие на ход процесса и изменение режимных параметров.

Общетеоретическое описание методики моделирования первичных двигателей изложено в книгах по переходным процессам в ЭЭС, учебниках советских, российских и зарубежных авторов: П.С. Жданова [65], В.А. Веникова [66], [67], Р. Kundur [68], J. Machowski [69]. Математическому моделированию первичных двигателей в ЭЭС, в частности, газотурбинных и парогазовых установок, посвящены труды W.I. Rowen, P. Pourbeik, J. Undrill, J.L. Woodward, F.P. de Mello, K. Kunitomi, A. Kurita, Y. Tada, S. Ihara, W. W. Price, L. M. Richardson, N. Nakimoto, K. Baba, L. N. Hannett, M. O'Malley, G. Lalor и других.

Развитием теории подобия и моделирования и разработкой моделей первичных двигателей для электродинамических моделей, занимались в разное время такие ученые как В.А. Веников, А.В. Иванов-Смоленский, М.П. Костенко, Д.В. Никитин, А.А. Воронов, В.В. Бувеч, В.В. Семенов. Однако впоследствии большее развитие получили методы математического моделирования, в том числе с использованием цифровой техники, и не предпринималось активных попыток разработки электродинамических моделей, учитывающих характеристики новых видов первичных двигателей, таких как ГТУ, ПГУ или газопоршневые установки.

Первая модель ГТУ для изучения процессов в ЭЭС была представлена в [51], расширенная версия данной модели была опубликована в [54]. Основным объектом исследований в [51], [54] являлись одновальные ГТ большой мощности, которые характеризуются высокими значениями постоянной инерции, которая составляет от 12 до 17 секунд.

Принципиальные схемы рассматриваемых моделей приведены в технических отчетах исследовательских групп [6], [10], обзорных статьях [31], [70] и ма-

териалах производителей оборудования. Уровень детализации при моделировании определяется типом исследования, мощностью и значимостью станции в исследуемой ЭЭС. Согласно данным Координационного совета по электроснабжению западных штатов США (WECC) и Восточного энергообъединения США (Eastern Interconnection) в 30-50 % случаев модель генераторного агрегата не включает модель турбины и регулятора скорости. Для представления характеристик газотурбинных агрегатов, примерно в 63% случаев используется модель GAST, в 17% – GAST2A, в 20% – GGOV1.

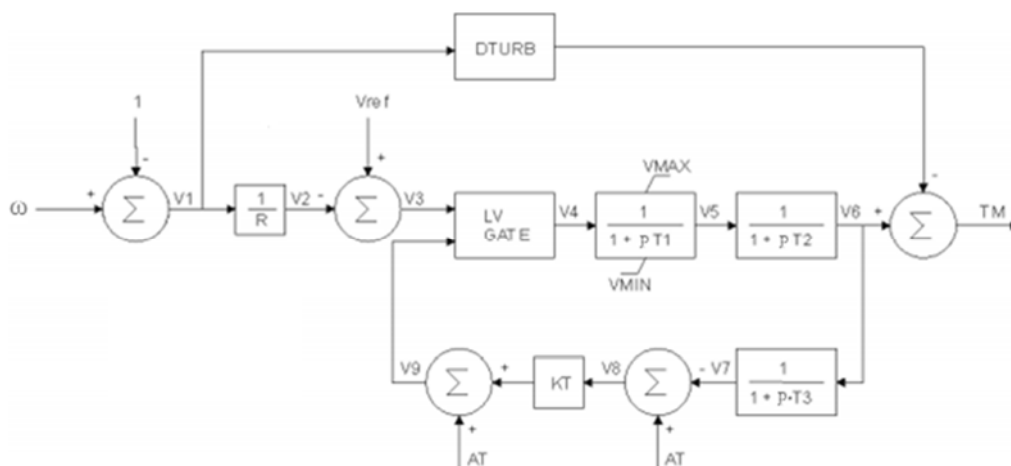


Рисунок 13. Модель ГТ – GAST. (Модель №1)

На рис. ω – текущая скорость вращения, R – коэффициент статизма, V_{REF} – уставка по мощности, T_I – постоянная времени исполнительного механизма регулятора топлива, T_2 – постоянная времени изменения мощности турбины, T_3 – постоянная времени изменения температуры выхлопных газов, A_T – предельное значение нагрузки при расчетной температуре, K_T – коэффициент усиления регулятора температуры, V_{MAX} – максимальное значение нагрузки турбины, V_{MIN} – мини-

мальное значение нагрузки турбины, D_{TURB} – коэффициент демпфирования, T_M – механический момент на валу турбины. Переменными $V_{1...9}$ обозначены выходы соответствующих звеньев модели. В блоке LV GATE осуществляется выбор минимального значения управляющего воздействия регулятора. Параметры модели выражаются в относительных единицах, температура – в градусах Цельсия, постоянные времени – в секундах.

Уставка по мощности в модели GAST может изменяться для поддержания частоты в энергосистеме. Максимальная вырабатываемая мощность ограничена предельной температурой выхлопных газов.

Как было отмечено ранее, во всех рассматриваемых моделях ГТ присутствуют основные регуляторы: температуры выхлопных газов, скорости и ускорения, что дает возможность отразить динамические характеристики ГТ в ЭЭС. Принципиальная схема модели ГТ представлена на рис. 14 и служит дополнением к схеме управления ГТ, показанной на рис. 4.

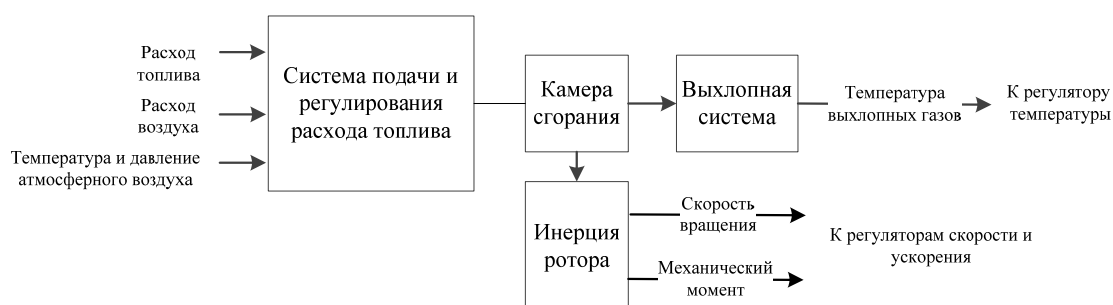


Рисунок 14. Блок-схема модели ГТ

Система подачи и регулирования расхода топлива состоит из сервопривода регулирующего клапана и топливной системы, которая осуществляет подачу топлива в камеру сгорания. Горение топлива в КС и выхлопная система моделируется звеньями чистого запаздывания. Возможности упрощения модели путем исключения отдельных блоков модели ГТ или регуляторов приведены в разделе 3. Большинство упрощений применимы при отклонениях частоты менее 1 % от номинальной и поддержании температуры выхлопных газов ГТ в допустимых пределах.

Отдельные блоки модели ГТ представляют собой аperiодические звенья, алгебраические зависимости и звенья чистого запаздывания. Представление отдельных блоков в модели ГТ показано далее на рис. 15. Определение значений уставок осуществляется эмпирически путем сравнения осциллограмм изменения момента, расхода топлива, температуры выхлопных газов и скорости модели и объекта моделирования. Пример верификации модели по результатам реакции на возмущение показан в разделе 1.4.

Модель, которая содержит основные регуляторы, описанные в [51], [54], в библиотеках современных программных комплексов носит название GAST2A.

В модели GAST2A, показанной на рис. 15, используются следующие допущения:

- допустимый диапазон изменения частоты вращения: 95-107% от номинальной;
- отсутствие модели КУ, полностью открытый ВНА;
- условия ISO: 15 °C; 101,325 кПа.

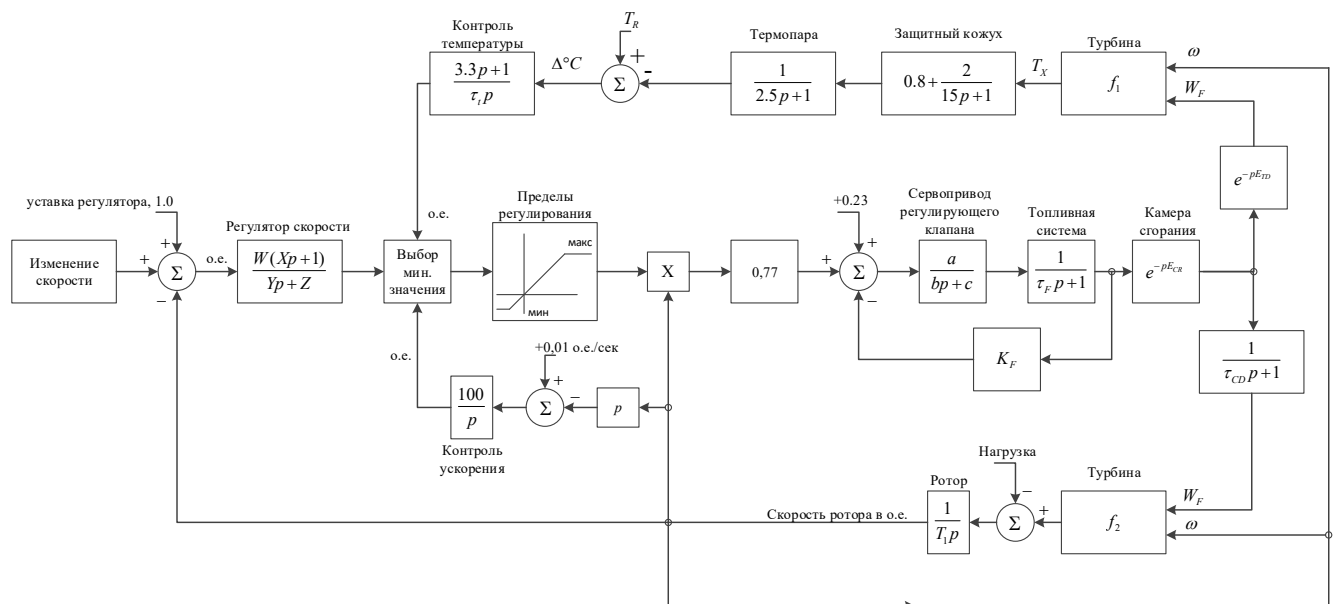


Рисунок 15. Модель GAST2A [51]. (Модель №2)

Все параметры модели, кроме значений температуры, заданы в относительных единицах. Функции различных регуляторов и блоков системы управления более подробно описаны в [70]. Динамические характеристики турбины представлены функциональными блоками f_1 , f_2 , звеньями чистого запаздывания, свя-

занными с процессами течения газа и его сжигания. Блок f_1 , который является функцией расхода топлива и частоты вращения ротора, вычисляет температуру выхлопных газов турбины. Блок f_2 также является функцией расхода топлива и частоты вращения, и вычисляет крутящий момент турбины, который необходим для воспроизведения моментно-скоростной характеристики ГТ. X, Y, Z, W – коэффициенты передаточной функции регулятора скорости. Инерционность направляющего аппарата моделируется аperiодическим звеном с постоянной времени τ_F ; a, b, c – коэффициенты передаточной функции топливного регулятора; K_F – коэффициент обратной связи, ω – скорость вращения ротора, W_F – расход топлива. E_{CR} – постоянная времени звена чистого запаздывания КС, E_{TD} – постоянная времени звена чистого запаздывания выходного патрубка, τ_{CD} – постоянная времени нагнетания компрессора, τ_t – постоянная времени регулятора температуры, τ_1 – постоянная инерции ротора турбины и компрессора.

Математическое описание ниже приводятся в соответствии с [33]:

$$f_1 = T_R - af_1 \cdot (1 - W_F) - bf_1 \cdot \Delta \omega . \quad (1)$$

$$f_2 = af_2 - bf_2 \cdot (W_F) - cf_2 \cdot \Delta \omega . \quad (2)$$

$af_1, af_2, bf_1, bf_2, cf_2$ – постоянные коэффициенты, которые определяются моделью турбины, $\Delta \omega$ – отклонение скорости.

Значения коэффициентов передаточных функций в модели зависят от вида топлива ГТ – жидкого или газообразного. Отметим, что в большинстве моделей сигнал топливного регулятора умножается на текущую скорость вращения, что позволяет отразить производительность топливного насоса в зависимости от частоты. Однако данную зависимость необходимо учитывать только при работе на жидком топливе или использовании газодожимного компрессора при недостаточном давлении газа в магистрали.

Основой для разработки математических моделей в [51], [54], служили турбины General Electric серий 5001-9001. Для других типов турбин функции f_1, f_2 должны быть выведены отдельно. Одной из наиболее часто используемых моделей при исследовании динамической устойчивости остается модель, разработан-

ная рабочей группой IEEE [9], основой для создания которой послужили турбины фирмы Siemens [73]. В модель IEEE [9] для отражения динамических характеристик турбины используются термодинамические уравнения и параметры. Коэффициенты в математических моделях могут быть определены в зависимости от конструктивных параметров турбин.

Стандартная модель GAST2A не содержит регулятора ускорения, который ограничивает выпуск топлива при сбросах нагрузки, отсутствует ограничение положения топливного регулятора. При использовании данной модели пренебрегают влиянием ВНА и используют постоянный предел по температуре выхлопных газов. Это предполагает поддержание номинальной температуры атмосферного воздуха и постоянной частоты вращения, что не всегда выполняется. Модели, разработанные позднее отличаются от модели, приведенной в [51]. Например, в модель [54] дополнительно включены функции регулируемого ВНА и зависимость расчетной температуры выхлопных газов от температуры атмосферного воздуха. Структурная схема модели регулируемого ВНА показана на рис. 16, структурная схема модели ГТ приведена на рис. 17.

Регуляторы частоты вращения и ускорения остались без изменений.

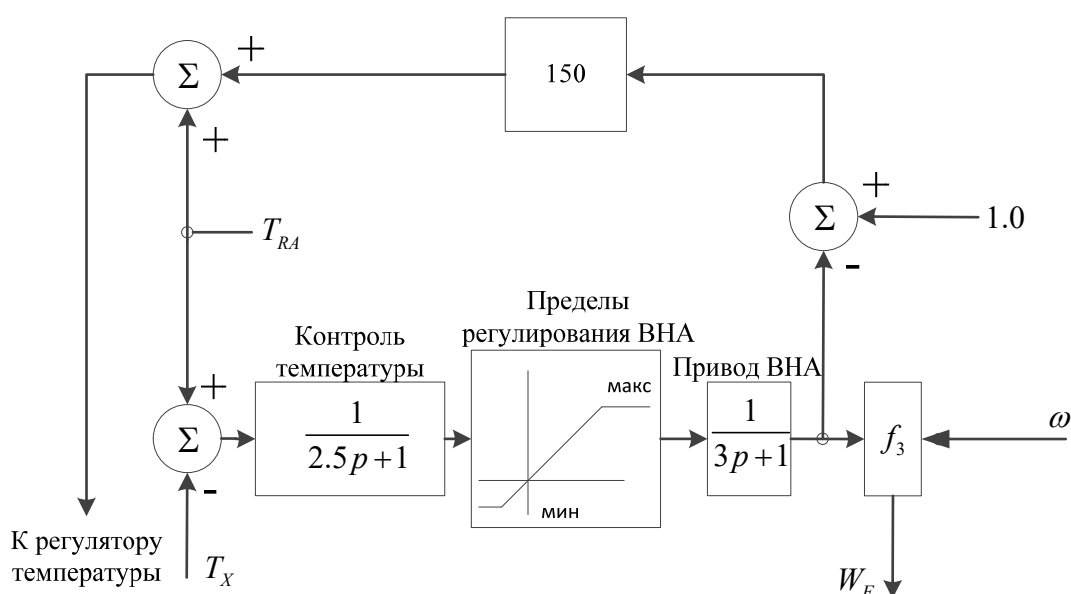


Рисунок 16. Структурная схема модели регулируемого ВНА и регулирования расхода воздуха

На рис. T_X – постоянная времени звена чистого запаздывания КС. Уточненная функция f_1 , которая учитывает влияния положения ВНА на температуру выхлопных газов, приведена ниже:

$$f_1 = \left[T_R - af_1 \cdot (1 - wf_1) + bf_1 \cdot \Delta\omega + 3.5 \cdot (IGV_{max} - IGV) \right] \cdot \left[1 / \{ 1 + cf_1 \cdot (T_{ISO} - T_a) \} \right], \quad (3)$$

где T_{ISO} – стандартная температура по условиям *ISO*, T_a – текущее значение температуры окружающей среды, IGV и IGV_{max} – текущее положение ВНА и значение максимального открытия ВНА, выраженные в угловых градусах. Для расчета расхода выхлопных газов, необходимого при моделировании утилизации тепла введен блок f_3 .

$$f_3 = \omega \cdot (L_{igv})^{0.257} \cdot [T_1 / (T_a + T_2)], \quad (4)$$

где L_{igv} – текущее положение ВНА в относительных единицах, T_1 , T_2 – уставки по температуре.

Данная модель более полно отражает динамику ГТ и может служить для моделирования ГТ, как части ПГУ [74], [75]. Расширенная функция f_1 , представленная в [54], отражает не только влияние ВНА и температуры окружающего воздуха, но и частоте вращения:

$$f_1 = \left(1 / [1 + 0.005 \cdot (15 - T_A)] \right) \times \left(\left[T_R - 453 \cdot (\omega^2 - 4.21\omega + 4.42) \cdot 0.82 \cdot (1 - W_F) \right] + \left[+722 \cdot (1 - \omega) + 1.94 \cdot (IGV_{max} - IGV) \right] \right) \quad (5)$$

Необходимо отметить, что функция f_2 позволяет вычислить механический момент ГТ с точностью до 5% при частичных нагрузках, и намного более точно при номинальной. В модели определяется расход выхлопных газов W_X , который используется при моделировании ПГУ.

Функция для расчета температуры выхлопных газов f_1 в GAST2A и созданных позднее моделях наиболее точна при номинальной нагрузке агрегата. Однако при частичной нагрузке, вдали от пиковых режимов, регулятор температуры не активен, а значит неточностью вычисления температуры в блоке f_1 можно пренебречь [51].

При поддержании постоянной температуры горения предел температуры выхлопных газов зависит от давления за компрессором. В упрощенной форме температура может быть вычислена по формуле:

$$T_{RA} = T_R - cf_1(T_{ISO} - T_A). \quad (6)$$

Поскольку модель включает в себя регулятор скорости, а не мощности, ограничение темпа изменения мощности заданы не через ограничение темпа изменения мощности, а через темп изменения уставки по частоте вращения. Изменение скорости турбины в нормальном режиме происходит довольно медленно – изменение скорости ГТ MS6001B в диапазоне 95-107 % от номинальной может быть реализовано за 12 минут, а при ручном регулировании – за 1,5 минуты. Ограничение темпа изменения скорости зачастую не учитывается при программной реализации моделей, что ведет к избыточному влиянию ГТ на ход переходного процесса.

Модель GAST2A, в отличие от модели GAST, отражает физику процесса регулирования турбины. Модель GAST не содержит регуляторов температуры и ускорения, которые имеются в GAST2A, однако результаты работы моделей при работе в мощной системе предсказуемо одинаковы. В обеих моделях может быть реализовано статическое или астатическое регулирование частоты вращения.

Основные ограничения в применении модели GAST2A связаны с прогрессом в технологиях турбостроения и системах управления, поскольку со времен разработки модели системы регулирования были значительно усовершенствованы. В современных системах автоматического регулирования (САР) регулятор частоты вращения оснащается пропорционально-интегральным (ПИ) или пропорционально-интегрально-дифференциальным (ПИД) контроллером, а сигналом обратной связи при статическом регулировании служит текущее значение мощности [10]. Произошел переход к сжиганию обедненной смеси для достижения более высокой экономичности и снижения выбросов.

Регулятор ускорения, реализованный в модели GAST2A, не может предотвратить недопустимый разгон ГТ при быстром изменении частоты в системе, так как его действия сводятся в основном к ограничению ускорения при пуске турби-

ны или нарушении параллельной работы с системой. Таким образом, для точного моделирования требуется добавление в модель дополнительных ограничительных регуляторов и систем аварийного управления, которые установлены в современных регуляторах для предотвращения повышенного износа турбины.

Для исследования переходных процессов в ЭЭС с участием ПГУ и ГТУ применяются модели, описанные в [9] и [51]. Сопоставление характеристик данных моделей представлено в [73]. Следует отметить, что динамические характеристики моделей значительно изменяются при изменении уставок передаточных звеньев. С точки зрения требований к вычислениям, в модели [51] используются более простые функциональные зависимости, однако для их получения необходимо использовать типовые характеристические кривые, которые не всегда известны. Для модели IEEE [9] достаточно каталожных данных, но уравнения значительно более сложны, что может вызвать проблемы при расчетах динамических режимов многоузловых схем.

Сравнивая модели GGOV1 фирмы General Electric и модель CIGRE, представленные на рис. 18 и 19 соответственно, можно отметить, что данные модели достаточно схожи. В модели GGOV1 использованы те же упрощения, что и в моделях GAST и GAST2A: не учитывается управление открытием ВНА, лимит по температуре/нагрузке принимается постоянным, не учитывается влияние внешних условий. Для того, чтобы получить преимущества в точности относительно GAST и GAST2A при использовании GGOV1 и CIGRE требуется больший объем исходных данных от производителя оборудования. Параметры, используемые в моделях GGOV1 и CIGRE представлены в приложении А.

Модели CIGRE и GGOV1 позволяют отразить характеристики ПИ- и ПИД-регуляторов скорости. Расход топлива возможно моделировать как функцию частоты вращения или принять расход независимым от частоты вращения. В обеих моделях возможен учет саморегулирования турбины. Реакция ПГУ на возмущения в системе во временном диапазоне до 10 секунд были представлены в [75], и выявлено, что применение ПИД-регулятора улучшает динамические характеристики системы.

Модель GGOV1 позволяет реализовать обратную связь по величине электрической мощности, сигналу регулятора скорости или положению регулятора топлива.

Основным отличием модели CIGRE от GGOV1 является наличие передаточной функции второго порядка, представляющая динамические характеристики ГТ. Максимальная мощность ГТ зависит от условий окружающей среды. В модели CIGRE присутствует ограничение максимальной мощности ГТ, которое определяется температурой атмосферного воздуха и представлена задаваемой пользователем таблицей соответствия [10]. Когда требуется отразить зависимость максимальной мощности ГТ от частоты, данная зависимость может быть реализована в виде отдельного блока с использованием данных, представленных производителем оборудования. Подробный анализ моделирования турбин с учетом зависимости от частоты в ЭЭС приведен в разделе 2.3.

При моделировании регуляторов частоты вращения в задачах исследования ЭЭС нет необходимости отражать все режимы натурального регулятора скорости. Одним из таких режимов является режим регулирования частоты вращения при разомкнутом генераторном выключателе, который необходим для регулирования числа оборотов холостого хода до момента синхронизации.

Комбинированный регулятор мощности/числа оборотов ГТ энергоблока изменяет алгоритм регулирования в зависимости от режима работы. Для моделирования процессов в электроэнергетической системе наиболее значимыми являются режимы регулятора при параллельной работе с ЭЭС [60]:

- режим поддержания мощности с коррекцией по частоте;
- режим регулирования частоты вращения.

Основным режимом работы ГТУ является режим поддержания мощности с коррекцией по частоте. В этом режиме задающим воздействием регулятора является уставка по мощности. Режим регулирования мощности с коррекцией по частоте реализован в рассмотренных ранее моделях GGOV1 и CIGRE. Данная возможность позволяет моделировать работу блока в режиме поддержания мощности в соответствии с заданным плановым диспетчерским графиком (ПДГ). Для модели-

рования турбины в данном режиме достаточно правильно отразить скорость изменения нагрузки ГТ. Отметим, что в большинстве случаев скорость изменения мощности ГТ не может оказать значительного влияния на ход переходного процесса. В силу чего при исследовании переходных режимов воспроизведение режима поддержания постоянной мощности менее важно, чем режимов регулирования частоты вращения и ограничительных регуляторов.

Режим регулирования частоты вращения предназначен для предотвращения недопустимого разгона ГТУ при резких сбросах нагрузки. В более современных системах регулирования реализованы алгоритмы работы ГТ на изолированную (автономную) нагрузку [76]. В этом случае применяется одновременное регулирования турбины по частоте и мощности. При переключении между режимами уставки по частоте вращения и мощности изменяются.

Системы автоматического регулирования ГТ также включают в себя частотный корректор (ЧК) и ограничитель темпа задания (ОТЗ), который ограничивает скорость изменения нагрузки. Моделирование систем регулирования верхних уровней, например, систем автоматического регулирования частоты и потоков активной мощности блочного и станционного уровня требуется только при исследовании длительных процессов, например, процесса регулирования частоты в ЭЭС. При исследовании электромеханических переходных процессов достаточно учесть системы регулирования агрегатного уровня.

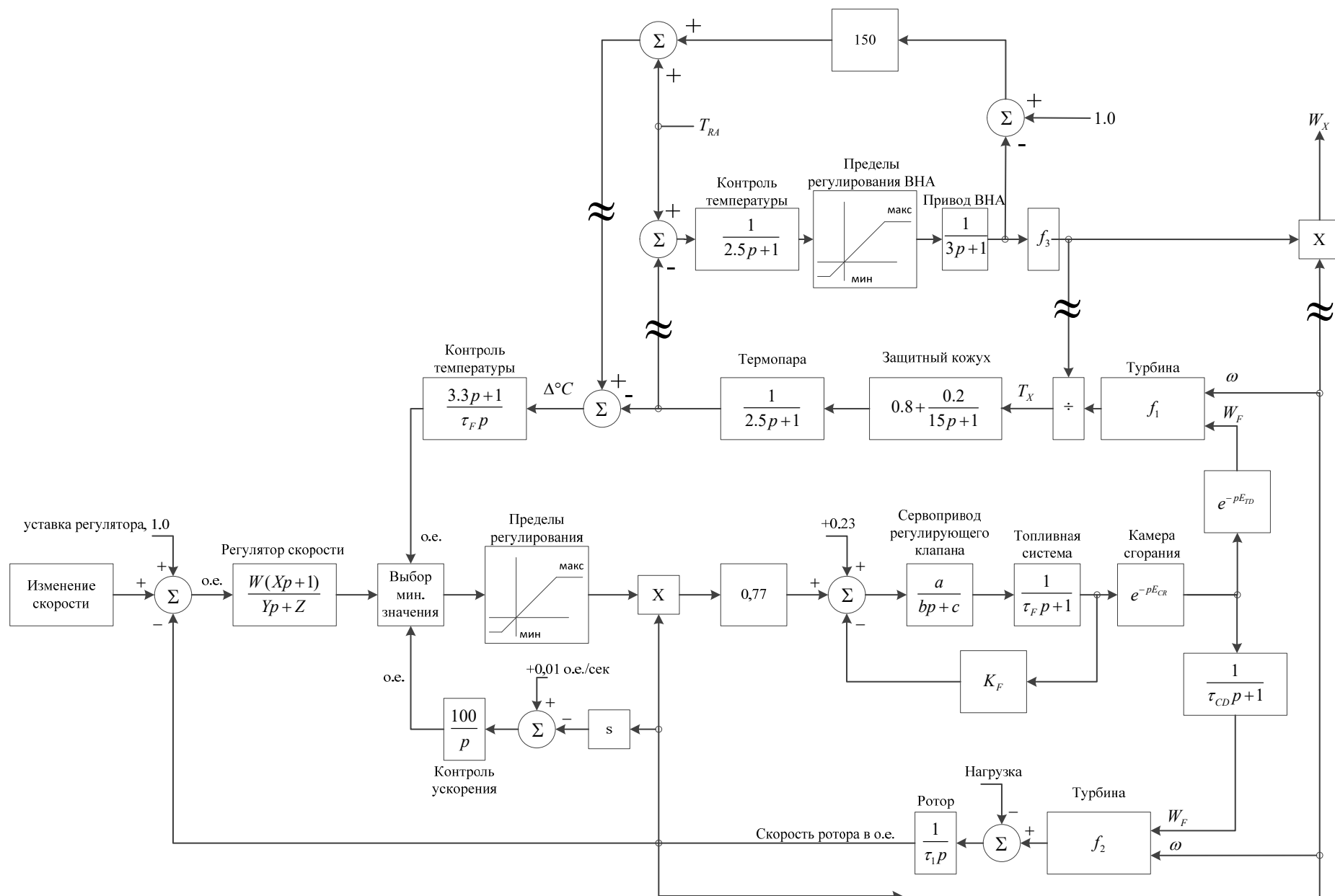


Рисунок 17. Расширенная модель ГТ GAST2A (Модель №3) [54]

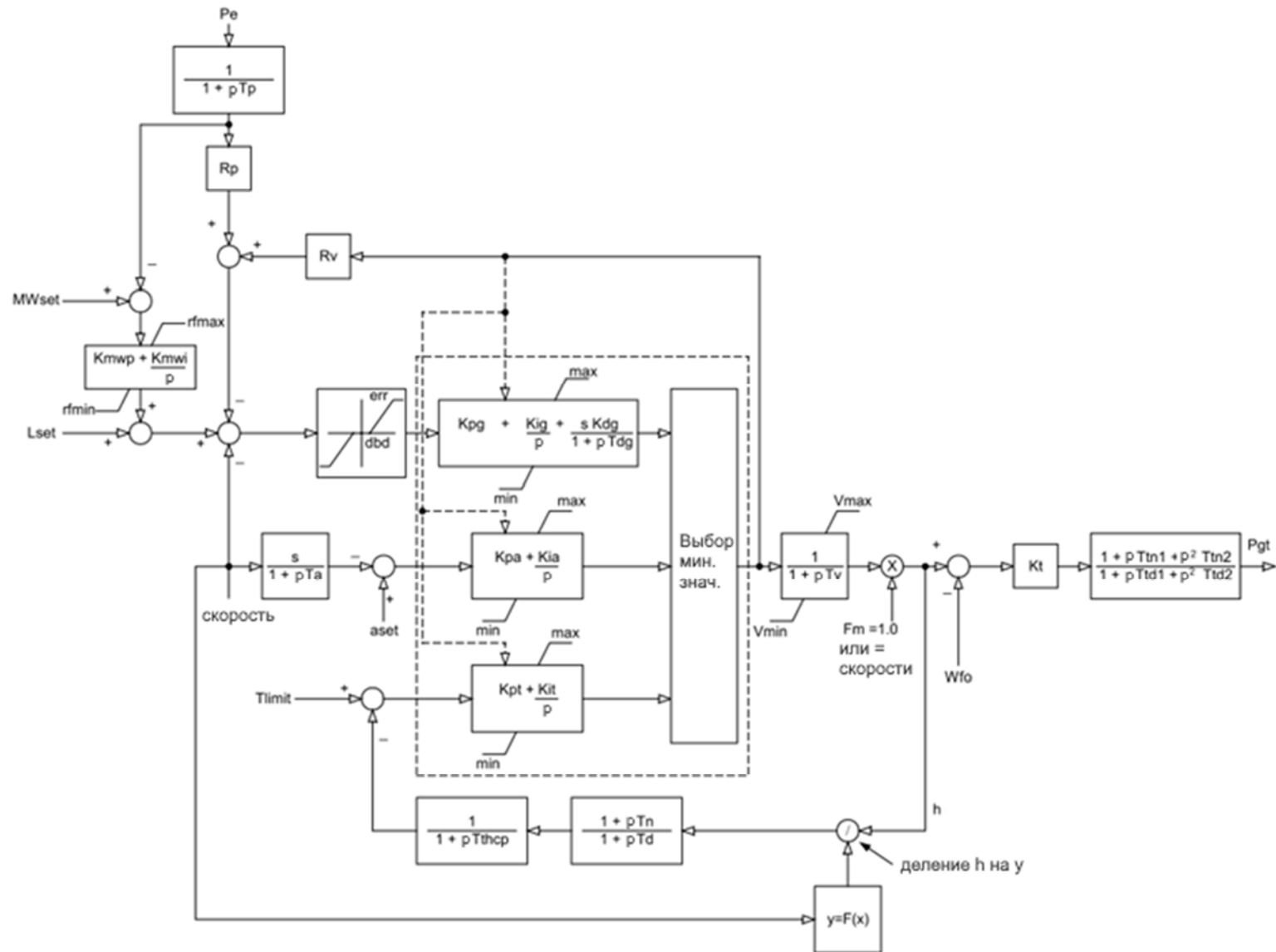


Рисунок 19. Модель ГТ, разработанная рабочей группой CIGRE [6]. (Модель №5)

2.2 Моделирование работы газотурбинных и парогазовых установок при частичных нагрузках

Энергоблоки ГТУ проектируются, прежде всего, для работы при номинальной нагрузке, когда эффективность их работы максимальна.

Однако развитие энергетического рынка приводит к тому, что разница в тарифах между базовой частью и областями пиковых/полупиковых нагрузок увеличивается, и работа электростанций в переменных частях графика нагрузок оказывается выгодной для генерирующих компаний [12]. Дополнительные требования к маневренности вызваны преимущественным порядком отбора мощности возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на энергетических рынках некоторых европейских государств. Работа оборудования в изолированных энергосистемах имеет свои сложности и ограничения, например, необходимость расширения нагрузочного диапазона и длительной работы при частичных нагрузках

Увеличение степени участия ПГУ в регулировании частоты видится естественным при развитии процесса либерализации рынка [57], [77]. Вновь разрабатываемые ПГУ будут работать в переменной части графика нагрузок, обеспечивать возможность быстрых пусков из различных тепловых состояний, способность оперативно изменять нагрузку, а также поддерживать низкий уровень выбросов загрязняющих веществ при частичных нагрузках [78], [79].

Совершенствование систем регулирования частоты и напряжения для повышения надежности и экономичности работы ПГУ и ГТУ при работе на частичных нагрузках и в переходных режимах является предметом особого интереса [80], [81]. При этом моделирование режимов работы данных установок в составе ЭЭС является мощным средством разработки и испытания как существующих, так и новых алгоритмов систем регулирования [82].

Однако при использовании существующих ГТУ и ПГУ для регулирования частоты и эксплуатации при частичных нагрузках возникают ограничения, обусловленные ускоренным старением оборудования. В работе [12] большое внимание уделено анализу накопления повреждений основного оборудования ПГУ в связи с его более широким использованием в переходных режимах. Покрытие пе-

ременной части графиков нагрузок, обеспечение аварийного резерва регулирования, перевод станции на нагрузку СН или в режим холостого хода представляет собой потенциальную угрозу сокращения срока службы, вызывая циклическую усталость материала элементов энергоблока. Недостаточное внимание к таким режимам при проектировании приводит к снижению надежности работы оборудования.

Использование ГТУ при нагрузке ниже номинальной неизбежно ведет к уменьшению КПД ГТ: компрессора, КС и турбинной части.

Технологический минимум ПГУ-450 составляет 50% от номинальной в режиме блока и 25% в режиме полублока [12], [14], регулировочный диапазон ПГУ-450Т составляет 100-50%, а для ПГУ-39 составляет 100-30% номинальной мощности [12]. Такие параметры обусловлены возможностью изменения мощности одновальных ГТ только в пределах регулировочного диапазона ВНА. Возможности качественного регулирования в более широком диапазоне нагрузок не регламентированы, что создает проблемы при работе ГТ в режиме наименьших нагрузок.

Современные ГТУ оснащаются поворотными направляющими аппаратами (ПНА) компрессора, что позволяет осуществлять работу установки при параметрах, охватывающих всю приемлемую зону характеристик компрессора [27]. Такой способ регулирования позволяет варьировать расход воздуха через компрессор вне зависимости от температуры газа перед турбиной и существенно расширяет диапазон регулирования [2]. Однако в модели достаточно отразить зависимость температуры выхлопных газов от положения ВНА, как показано на рис. 20.

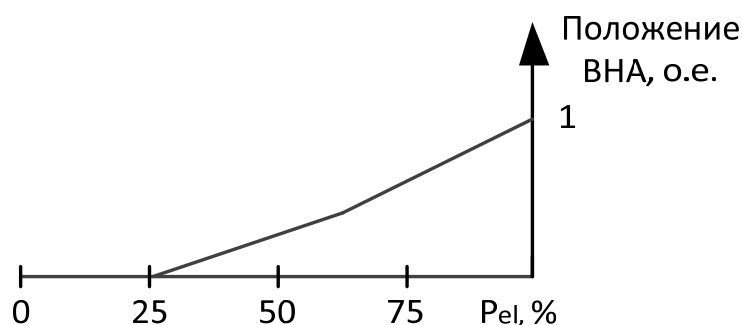


Рисунок 20. Программа снижения электрической нагрузки ГТУ [27]

Такая зависимость может быть включена в виде блока таблицы соответствия в модель ГТ, показанную на рис. 17.

При номинальной загрузке сведены к минимуму выбросы CO и оксидов азота NO_x . При загрузке турбины на 60-70% от номинальной мощности, концентрация NO_x в выхлопных газах значительно возрастает, что является одним из ограничений технологического минимума [83]. Экологические характеристики ПГУ сильно зависят не только от нагрузки, но и от типа применяемых КС, режима работы КС ГТУ.

Современные способы сжигания топлива, применяемые в ГТУ, обеспечивают пониженное содержание оксидов азота (NO_x) в выбросах и встречают меньше ограничений при сооружении. В рабочих режимах ГТУ производится сжигание обедненной топливовоздушной смеси, однако, устойчивость такого горения при уменьшении нагрузки меньше, чем в диффузионном режиме [14].

Кроме ограничений, присущих ГТУ, регулировочный диапазон нагрузок ПГУ ограничивается снижением экономичности и надежности работы оборудования, которое связано с невозможностью работы ПТ при низких температурах пара контура ВД [13]. Технологический минимум в основном определяется созданием необходимых параметров пара в КУ для работы ПТ и поддержания допустимого уровня влажности пара в последних ступенях ПТ.

Для обеспечения работы станции в режиме частичных нагрузок может быть использована быстродействующая редуционно-охладительная установка (БРОУ) без включения в работу ПТ или байпасов для сброса выхлопных газов.

Таким образом, при моделировании работы ГТ на частичных нагрузках необходимо принять во внимание следующие ограничения:

- границу помпажа;
- ограничение частоты вращения;
- ограничение начальной температуры газов перед турбиной.

Эти ограничения должны учитываться при моделировании ГТ, поскольку определяют возможные режимы работы ГТ. При этом снижение производительности или изменение экологических показателей при частичных нагрузках, важ-

ные при проектировании, имеют меньшую значимость при моделировании переходных процессов в ЭЭС. В модель могут вноситься эксплуатационные поправки на температуру и давление воздуха, загрязнение компрессора и нагары, которые приводят к снижению максимальной мощности.

Необходимость моделирования технологических ограничений регулировочного диапазона ГТУ и ПГУ должна быть выявлена в результате анализа результатов математического моделирования переходных процессов при больших возмущениях. Возможно срабатывание технологической автоматики ГТ по фактору сброса мощности до величины меньшей мощности технологического минимума. Если в ходе переходного процесса мощность ГТУ или ПГУ снижается ниже границы технологического минимума установки, при создании модели необходимо воспроизведение характеристик регулирования мощности ГТ в диапазоне от мощности, достаточной для обеспечения работы на СН до мощности, соответствующей началу регулировочного диапазона ВНА.

2.3 Моделирование газотурбинных и парогазовых установок при больших отклонениях частоты в энергосистеме

Моделирование ГТУ и ПГУ приобретает большую важность при больших отклонениях частоты, которые возникают, например, в результате отключения значительного объема генерации.

Производители жестко ограничивают время работы ГТ при отклонении частоты в энергосистеме, вплоть до их отключения от сети. Допустимый диапазон работы ГТУ и ПГУ по частоте электрического тока в энергосистеме меньше, чем у другого генерирующего оборудования. Отключение установок ГТУ и ПГУ при снижении частоты в энергосистеме приводит к развитию аварийных ситуаций с дефицитом активной мощности и глубоким снижением частоты [84].

При этом большинство энергоблоков ПГУ, эксплуатируемых в ЭЭС России, спроектировано для работы в базовой части графиков нагрузки, с числом часов использования установленной мощности в год не менее 6500 [13].

В докладе о режимно-балансовой ситуации в ЭЭС России [85] отмечено, что анализ аварий 13.08.11 г., 08.08.13 г. и неуспешных системных испытаний

01.08.12 показал неустойчивую работу генерирующего оборудования Калининградской ТЭЦ-2¹ при возникновении возмущений в энергосистеме по причине неудовлетворительной работы системы регулирования и технологической автоматики ГТ. Аналогичные отключения энергоблоков на основе ГТ происходили в США в 2008 году, а также в Малайзии в 2005 году, где 29% генерирующих мощностей представлено ГТУ и ПГУ.

При планируемой изолированной работе энергосистемы Калининградской области с преобладающей долей генерации на основе ГТ, требуется создание подробных моделей ГТУ и ПГУ. Аналогичная работа проводилась в Ирландии и Дании, где из-за существенного объема ВИЭ на ПГУ ложится основная задача регулирования частоты в энергосистеме [63], [64].

Основным ограничением длительной работы одновальных ГТ большой мощности при частоте, отличной от номинальной, является характеристика компрессора [55]. Производительность компрессора зависит от условий окружающей среды и частоты вращения вала. Из-за уменьшения массового расхода воздуха уменьшается запас по помпажу, поэтому риск его возникновения при частичных нагрузках и отклонениях частоты в сети увеличивается [83].

В случае ГТУ со свободной турбиной эксплуатационные ограничения в основном определяются допустимыми значениями параметров работы вращающейся части газогенератора [86].

В соответствии с требованиями стандарта организации АО «СО ЕЭС» [87], вновь вводимые и реконструируемые ТЭС мощностью более 25 МВт должны оснащаться устройствами частотной делительной автоматики (ЧДА), обеспечивающими готовность к отделению всего или части генерирующего оборудования от энергосистемы в аварийных электроэнергетических режимах с переходом на электроснабжение СН и (при наличии) сбалансированного энергорайона. При этом генерирующее оборудование должно обеспечивать свою устойчивую работу:

- при частоте 46.0 Гц – в течение не менее 1 с;

¹ На Калининградской ТЭЦ-2 по состоянию на момент опубликования доклада установлено два блока ПГУ-

- при частоте 47.0 Гц – в течение не менее 40 с.

В случае перевода на СН, устойчивая работа генерирующего оборудования должна обеспечиваться в течение не менее 30 минут [88].

Электростанции оснащаются технологической автоматикой агрегатного уровня, предназначенной для обеспечения надежной работы в переходных процессах со значительными изменениями частоты, однако обеспечение живучести электростанции осуществляется также за счёт действия противоаварийной автоматики системного уровня – систем автоматической частотной разгрузки (АЧР) и ЧДА.

Производители ГТ обеспечивают соответствие требованиям АО «СО ЕЭС» по устойчивой работе на пониженной частоте. Эксплуатация турбин на частотах, отличных от номинальной под нагрузкой (с генератором, включенным в сеть) допускается при введении соответствующих ограничений по времени, пример приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Ограничение времени эксплуатации одновальной ГТ на частотах, отличных от номинальной

Диапазон частот	Ограничение времени эксплуатации
Ниже 51,5 до 47,5 Гц включительно	без ограничения
Ниже 47,5 до 47,0 Гц включительно	не более 40 секунд
Ниже 47,0 до 46,0 Гц включительно	не более 1 секунды
Ниже 46,0 Гц	эксплуатация запрещена

Технологическая защита действует на немедленный останов ГТУ при превышении указанного выше времени работы в соответствующих диапазонах частоты или при снижении частоты ниже 46,0 Гц. Эксплуатация ГТ при частоте вращения от 47,5 до 46,0 Гц в рамках вышеуказанных временных ограничений сопряжена с риском повреждения материальной части.

Модель, описанная в [89], разработана для подробного рассмотрения влияния частоты вращения ротора и температуры окружающей среды на динамические характеристики. Принципиальная схема модели показана на рис. 21. Основными параметрами модели являются расход топлива W_f , механическая мощность P_m и теплота выхлопных газов, которая определяются расходом выхлопных газов (W_x) и их температурой T_x . При расчете расхода воздуха W_a учтено влияние по-

правочного коэффициента $q(T_a, P_a)$, который отражает зависимость от температуры T_a и давления P_a атмосферного воздуха. За базовые значения температуры T_{a0} и давления P_{a0} приняты условия *ISO*: 15°C и 1 атм. соответственно, W_{f0} – расход воздуха в данных условиях. Расход воздуха зависит от частоты вращения вала с поправкой на температуру атмосферного воздуха ω_c . Функция (u) с коэффициентами A_0, A_1, A_2 аппроксимирует зависимость расхода воздуха от скорости ω_c . Коэффициенты A_0, A_1, A_2 могут быть определены через значения расхода воздуха при различных известных значениях температуры T_a и положения ВНА $\theta_{ВНА}$. Аналогично, коэффициенты $A_{3..7}$ определяются через зависимости, полученные эмпирическим путем. Параметры θ_{max}, θ_0 – максимальный и минимальный углы открытия ВНА, которые зависят от конфигурации ГТ. Сигналы регуляторов ускорения, частоты вращения и температуры обозначены переменными f_{ac}, f_{gc}, f_{tc} соответственно, сигнал положения топливного клапана f_c ограничен значениями минимального (f_{min}) и максимального (f_{max}) открытия, τ_I – постоянная инерции ротора ГТ.

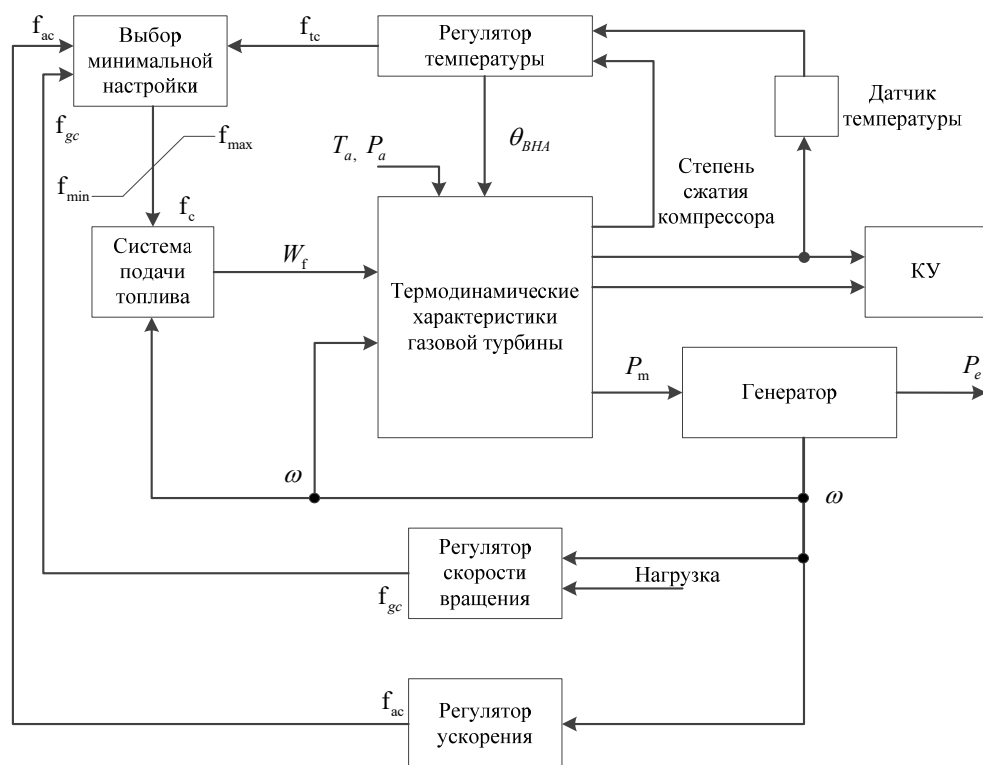


Рисунок 21. Принципиальная схема модели ГТ, отражающей влияние частоты вращения на динамические характеристики

Изменение частоты вращения ведет к изменению расхода воздуха, что приводит, к изменению степени сжатия в компрессоре и расхода топлива, необходимого для поддержания заданной температуры горения. Эти изменения непосредственно влияют на максимальную мощность ГТ. Уравнения, описывающие представленную выше модель, а также их взаимосвязь, показаны на рис. 22.

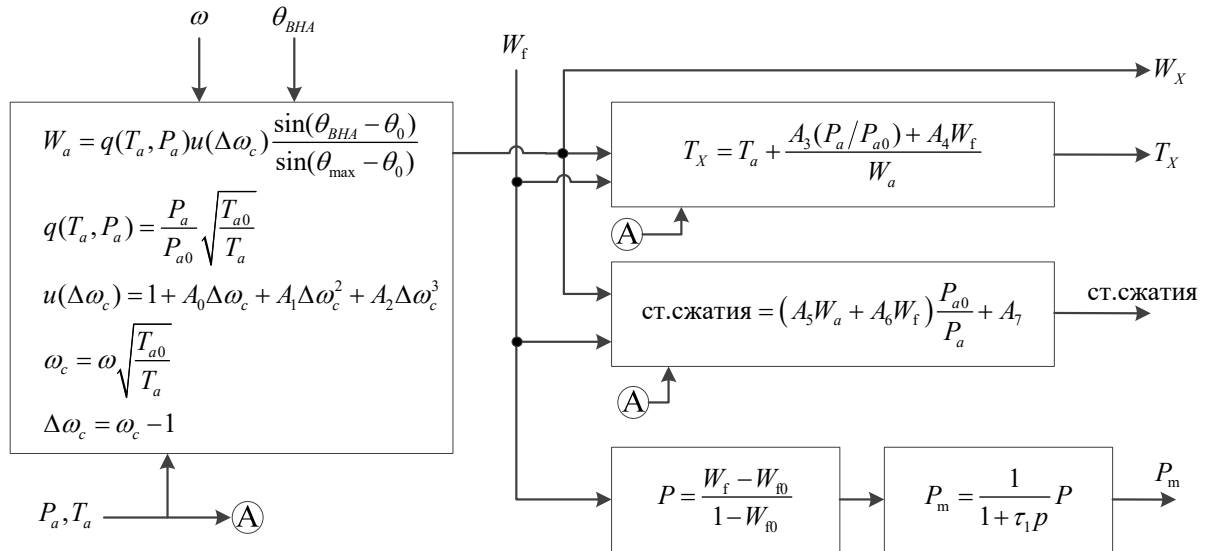


Рисунок 22. Уравнения, описывающие частотно-зависимую модель

Система регулирования, используемая в модели на рис. 22, аналогична системе регулирования в модели GAST2A [51], и поэтому подробно не рассматривается. На основе частотно-зависимой модели ГТ была разработана модель для исследования работы ПГУ при больших отклонениях частоты в ЭЭС [9].

В модели CIGRE зависимость максимальной мощности ГТ от частоты может быть представлена в виде таблицы соответствия или кусочно-линейной функции. Данная зависимость реализована косвенно – непосредственно сокращение расхода воздуха при изменении частоты не учитывается, однако отражается изменение уставки номинальной температуры выхлопных газов. Функциональная зависимость изменяется при различных температурах атмосферного воздуха. Модели такого типа подходят для исследования переходных процессов в ЭЭС, однако при исследовании работы конкретной станции могут потребоваться более точные модели, которые учитывают зависимости характеристик ГТ от частоты и

условий окружающей среды [60], [62], [57], [90], [91] и рекомендации производителя оборудования.

Пример зависимости максимальной мощности ГТ от частоты вращения представлен на рис. 23.

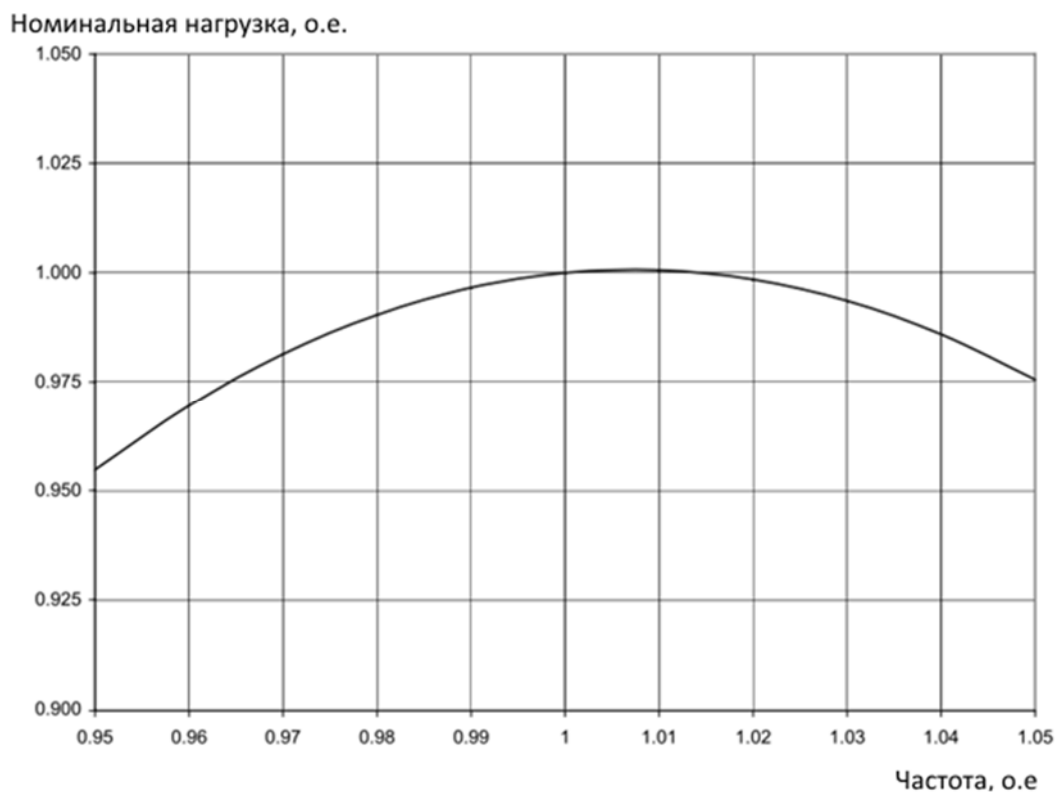


Рисунок 23. Зависимость максимальной мощности ГТ от частоты [6]

Мощность ГТ максимальна при работе с номинальной частотой, снижение максимальной мощности намного более выражено при снижении частоты, что усиливает начальное снижение частоты в ЭЭС.

Для увеличения надежности работы ЭЭС существует практика определения нормативных требований к установкам на базе ГТ. Такие требования обычно заключаются в поддержании более высокой мощности ГТ при сниженной частоте по сравнению с естественной характеристикой мощности [92], [93], как показано на рис. 24. Производители улучшают маневренные характеристики оборудования для соответствия этим требованиям. При отсутствии установленных требований генерирующие компании не стремятся улучшать маневренные характеристики ГТ, если дополнительные вложения не компенсируются при оказании услуг по поддержанию системной надежности.

Требованием к энергетическим ГТУ, включенным в зарубежные сетевые кодексы (*Grid Codes*), является возможность форсирования мощности на 10% путем увеличения начальной температуры газов [93]. Аналогичные требования к оборудованию в ЕЭС России отсутствуют.

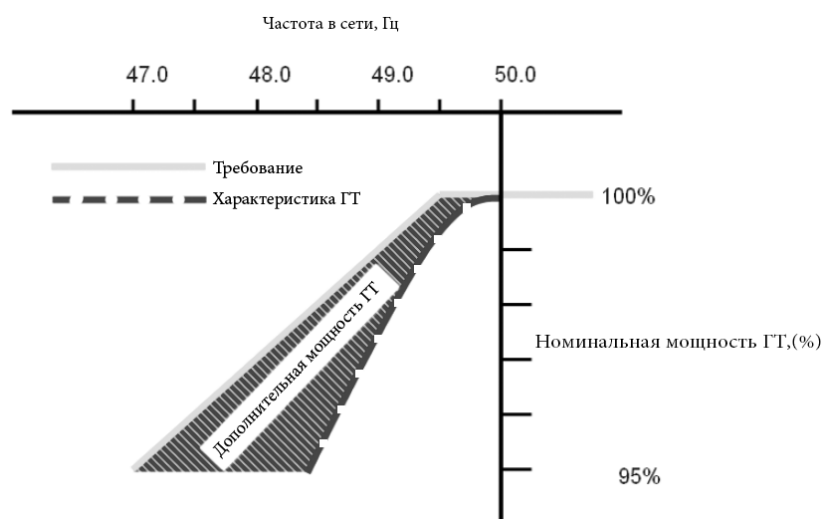


Рисунок 24. Требования к работе ГТ в ЕЭС

Модернизация, проводимая для повышения устойчивости работы агрегата, или изменения алгоритмов управления должны найти отражение в модели. Например, установка быстродействующего ВНА приводит к росту темпа изменения мощности и должна обязательно учитываться, то же самое относится к повышению производительности компрессора. Впрыск воды или пара для увеличения массового расхода рабочего тела дают возможность кратковременного увеличения мощности, а значит, изменяют динамические характеристики ГТ. Эти особенности регулирования ГТ должны быть учтены при расчете электромеханических переходных процессов и включены в соответствующие модели. Во время аварии в США в 2008 году, повлекшей за собой отключение 6,6 ГВт генерации, было зафиксирован срыв факела при обедненном сжигании топлива в ГТ. Локальное повышение частоты в результате короткого замыкания (КЗ) привело к увеличению производительности компрессоров одновальных ГТ, работающих синхронно с энергосистемой. Одновременное закрытие топливных клапанов в ответ на увеличение частоты вращения турбины привело к нарушению устойчивого горения, погасанию факела и отключению агрегатов от системы. Аналогичные остановки аг-

регатов могут быть вызваны отключениями мощной нагрузки и сопровождаться значительно меньшей скоростью увеличения частоты.

Такие события нелегко идентифицировать, поскольку они определяются различным влиянием отклонений частоты в ЭЭС на процесс горения и действие систем регулирования ГТ, а не срабатыванием защитной автоматики электрической части системы [26]. Отсутствует глубокое понимание данного явления, поскольку его появление зависит от множества факторов – абсолютного значения отклонения частоты от номинальной, скорости изменения частоты и причины возникновения.

Генерирующие компании, эксплуатирующие электростанции с ГТ, должны обращать внимание на возможность возникновения резкого увеличения частоты в ЭЭС и, при необходимости, совместно с производителем проводить мероприятия по увеличению устойчивости горения.

Моделей ГТ для применения в составе ЭЭС, которые учитывали бы данный эффект, не существует, поскольку одновременно с отражением динамических характеристик агрегата в ЭЭС требует моделирования процессов в КС ГТ. Рациональным подходом в этом случае может служить оценка вероятности наступления такого события, исходя из количественного анализа величины изменения частоты в ЭЭС. Пример такого подхода показан в разделе 3.6.

Для систематизации описания различных моделей ГТ в таблице 2 приведено сравнение основных моделей, описание которых встречается в литературе, выполненное на основе работы [31].

Таблица 2. Сравнение основных особенностей моделей ГТ, описанных в литературе

	GAST	GAST2A	Rowen	IEEE	С зависимо- стью от часто- ты	CIGRE	GGOV1
Источник	[49]	[51]	[54]	[9]	[89]	[6]	[72]
Конфигурация установки	модель одно- вальной ГТ	модель одно- вальной ГТ	модель одно- вальной ГТ	модель одно- вальной ГТ	модель одно- вальной ГТ	модель ПГУ	может использо- ваться для модели- рования ГТ или лю- бой тепловой стан- ции
Возможность использования в составе мо- дели ПГУ	Нет	Нет	Да	Да	Да	Да	Нет
Моделирова- ние ГТ и регу- ляторов	Совмещенное	Совмещенное	Совмещенное	Раздельное	Раздельное	Совмещен- ное	Совмещенное
Представление ГТ	Упрощенное, два алгебраи- ческих уравне- ния и звенья чистого запаз- дывания	Упрощенное, три алгебраи- ческих уравне- ния и звенья чистого запаз- дывания	Упрощенное, три алгебраи- ческих уравне- ния и звенья чистого запаз- дывания	Подробное, с учетом термо- динамики	Упрощенное, пять алгебраи- ческих уравне- ний и одно звено чистого запаздывания	Передаточ- ная функция второго по- рядка	Линейные переда- точные функции без подробного термо- динамического представления
Моделирова- ние ВНА	Нет	Нет	Да	Да	Да	Нет	Нет
Моделирова- ние регулятора ускорения	Нет	Да	Да	Нет	Да	Да	Да
Расчет теплоты расхода вы- ходных газов W_x	Нет	Нет	Да	Да	Да	Нет	Нет
Расчет давле- ния на выходе из компрессора	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Нет	Нет

2.4 Выводы по главе

Были проанализированы модели,

Установлено, что:

- динамические характеристики ГТУ и ПГУ значительно отличаются от характеристик традиционных энергоблоков на базе ПТ, особенно в ограниченном диапазоне регулирования мощности;
- динамические характеристики ГТ и особенности технологических защит ГТ могут усугублять аварийную ситуацию при снижении частоты в энергосистемах, возможна неустойчивая работа ГТ в переходных режимах, вызванных сильными возмущениями в ЭЭС;
- особенности регулирования температуры выхлопных газов ГТ в ПГУ снижает возможности быстрого изменения мощности.

Принимая во внимание все вышеперечисленное, корректное моделирование газотурбинной установки в ЭЭС и исследование свойств ЭЭС с ГТУ и ПГУ требует решения следующих задач:

- разработка моделей ГТУ и ПГУ для исследования переходных процессов в ЭЭС с учетом основных динамических характеристик, воспроизведения режимов работы регулятора мощности/скорости, особенностей работы на частичных нагрузках, зависимости мощности ГТ от частоты в ЭЭС;
- сравнение динамических характеристик ГТУ открытого цикла и ПГУ;
- разработка алгоритма выбора модели ГТ для моделирования переходных процессов в ЭЭС;
- определение влияния агрегатов ГТУ/ПГУ на свойства ЭЭС – исследования режимных особенностей ЭЭС при увеличении доли ГТУ и ПГУ в составе генерации, оценки влияния защитной автоматики ГТ на устойчивость и надежность работы ГТУ и ПГУ в ЭЭС;
- определение дополнительных критериев проверки надежности и устойчивости работы агрегатов на базе ГТ в ЭЭС.

Глава 3. Оценка влияния характеристик газотурбинных и парогазовых установок на переходные процессы в электроэнергетической системе

3.1 Оценка влияния характеристик газовых турбин на динамическую устойчивость

В настоящем разделе рассматриваются возмущения, которые сопровождаются переходом к новому установившемуся режиму в результате электромеханического переходного процесса. Смоделированы аварийные события, которые приводят к колебаниям частоты в энергосистеме – включение/отключение линий, генераторов и нагрузок, короткие замыкания. Каждое из событий вызывает изменение частоты, различные по скорости изменения и максимальному абсолютному значению отклонения частоты от номинальной.

Поддержание устойчивой работы крупных энергоблоков, которые созданы на базе одновальных ГТ большой мощности, важно для обеспечения надежной работы ЭЭС в целом. Это определяет повышенные требования к точности оценки влияния ГТУ и ПГУ на ход переходного процесса.

Для проведения исследований реализованы цифровые динамические модели ГТУ и ПГУ. Для проведения расчётов в различных схемно-режимных ситуациях требуется учёт основного генерирующего оборудования и прилегающей к электрической станции части сети. Расчеты переходных процессов различной длительности в ЭЭС с ПГУ и ГТУ при изменениях нагрузки и приложении нормативных аварийных возмущений проводился в ПБК DIgSILENT Power Factory.

На примере расчетов в простейшей двухмашинной схеме с нагрузкой показаны характерные свойства энергоблоков ГТУ и ПГУ, важные для моделирования электромеханических переходных процессов. Системный эффект возрастания доли ГТУ и ПГУ в составе генерации показан на примере моделирования четырнадцатиузловой тестовой схемы IEEE, принципиальная схема которой показана в разделе 3.4.

Сравнение сигналов отдельных регуляторов в разных моделях ГТ не всегда возможно в силу отличий в структурных схемах и параметрах моделей. Поэтому основное внимание уделено сравнению электрических параметров режима ЭЭС в

различных экспериментах при последовательном представлении электрической станции в системе с помощью различных моделей ГТ.

При проведении исследований использовалась модель синхронного генератора с АРВ сильного или пропорционального действия. Моделирование АРВ выполнено с использованием цифровой модели регуляторов возбуждения типов АРВ-3М, EXELI и IEEE-Type1. Настройки регуляторов в моделях ГТ выбраны идентичными.

Необходимо отметить, что во всех рассматриваемых в работе стандартных моделях отсутствует возможность учёта зоны нечувствительности в канале по отклонению частоты. Реализованные в ПБК DIgSILENT Power Factory модели ГТ дополнены этой возможностью. Зона нечувствительности составляет ± 50 мГц. В стандартных моделях также отсутствует ограничение скорости изменения положения топливного клапана, которое задается производителем с учетом требований к возможному темпу изменения скорости и мощности ГТ. Поэтому использование стандартных моделей в расчетах требует предварительной верификации основных характеристик, как показано в разделе 1.4.

Исследование проводилось на примере двухмашинной тестовой схемы станция – приемная система, показанной на рис. 25. Исходные данные схемы представлены в таблицах 3-6.

На станции установлен ГА мощностью 178,5 МВт, мощность которого передается по двухцепной линии электропередачи (ЛЭП) 220 кВ длиной 200 км в систему ($U_c=110$ кВ). К системе подключена нагрузка мощностью 1500 МВт. В качестве тестовых возмущений использовались включение/отключение от системы дополнительной нагрузки мощностью 200 МВт или КЗ вблизи шин станции.

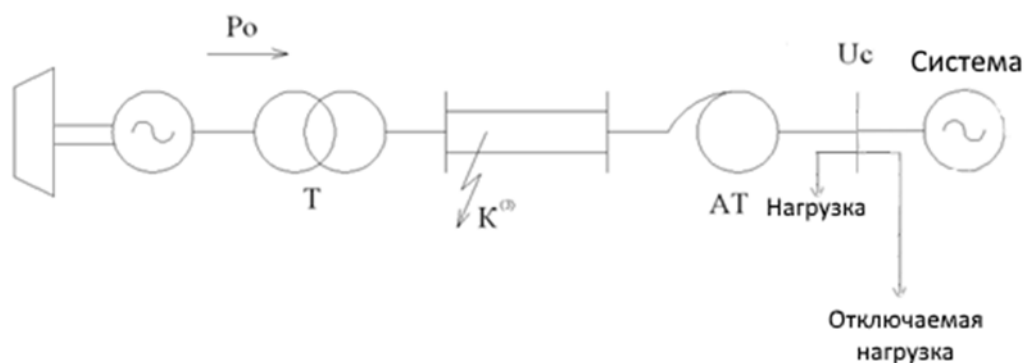


Рисунок 25. Структура двухмашинной тестовой схемы

Таблица 3. Параметры генераторов тестовой схемы

$P_{\text{ГНОМ}}, \text{МВт}$	$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{ГНОМ}}, \text{кВ}$	$N_{\text{Г}}$	$X_d \text{ о.е.}$	$X'_d \text{ о.е.}$	$T_J, \text{сек}$
178,5	0,85	15,75	1	2,642	0,337	14

Таблица 4. Параметры ЛЭП тестовой схемы

ЛЭП			
Марка провода	Длина, км	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$X_{\text{уд}}$
АС-400/51	200	220	0,41

Таблица 5. Параметры трансформаторов и автотрансформаторов тестовой схемы

Трансформатор			Автотрансформатор		
Тип	$N_{\text{Г}}$	$u_{\text{к}}, \%$	Тип	$N_{\text{АТ}}$	$u_{\text{к}}, \%$
ТДЦ-250000/220	1	11	АТДЦТН-200000/220/110	1	11

Таблица 6. Параметры системы в тестовой схеме

Уставка U_c , отн. ед.	$S_{\text{кз}}, \text{МВА}$	$T_J, \text{сек}$	X/R	Изменение мощности при регулировании частоты [94]	Мощность нагрузки, МВт	Мощность от- ключаемой нагрузки, МВт
1	5000	20	10	100 МВт/Гц	1500	200

В работе система не является шинами бесконечной мощности, напряжение системы U_c изменяется в ходе переходного процесса.

КЗ является одним из наиболее частых возмущений в ЭЭС, для воспроизведения которого требуется учет характеристик первичных двигателей. КЗ могут приводить к колебаниям мощности и снижениям напряжения, а также вызывать значительные отклонения частоты с высокой скоростью изменения.

На рис. 26 приведено сравнение характера изменения мощности ГТ от времени в переходном процессе для моделей GAST и GAST2A, описанных в разделе 0, при проходящем трехфазном КЗ вблизи шин станции длительностью 0,25 сек.

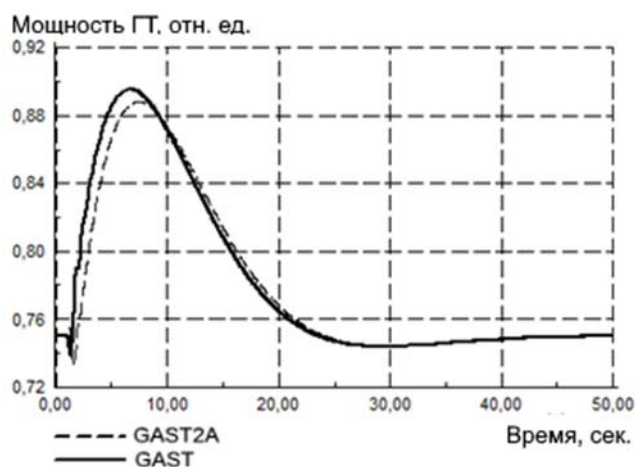


Рисунок 26. Изменение мощности моделей ГТ GAST и GAST2A при проходящем трехфазном КЗ длительностью 0,25 сек.

Известно, что вид, место и продолжительность короткого замыкания влияют на динамическую устойчивость генерирующего оборудования, поскольку от этих параметров зависит глубина снижения напряжения, величина снижения мощности и отклонение частоты вращения агрегата от номинальной.

Как видно из рисунка 26, несмотря на то, что GAST является одной из самых простых моделей, она демонстрирует хорошее соответствие с моделью GAST2A. GAST не отражает физических процессов в ГТ, однако это сказывается только при моделировании более длительных процессов, где требуется учесть влияние температурного регулятора или при моделировании процессов с действием регулятора ускорения.

Отметим, что модели GAST и GAST2A дают схожий результат при работе в режимах близких к установившимся, однако данные модели отражают зависимость мощности ГТ от изменения частоты в системе в упрощенном виде – в GAST2A степень открытия топливного клапана умножается на скорость вращения вала в относительных единицах.

Возможность дальнейшего упрощения моделей определяется маневренностью ГТ и отношением мощности станции и приемной системы.

Более сложные модели, например GGOV1, описание которой представлено в разделе 0, не отражает точные характеристики конкретного агрегата, но подходит для исследований режимов работы ГТУ при их параллельной работе с большой системой, что является наиболее распространенной ситуацией в энергосистеме России. Модель также может быть использована для моделирования реакции системы при отключении нагрузки. Для исследования резкого набора нагрузки, например, при запуске станции с нуля, модель может давать неточные результаты, поскольку не учитывает динамику регулирования подачи воздуха через ВНА.

Как отмечено в [25], большая величина постоянной инерции одновальных ГТ в большей степени влияет на характер переходного процесса, чем скорость их регулирования. В электромеханических переходных процессах малой длительности регулирование частоты вращения одновальных ГТ не оказывает значительно-

го влияния на демпфирование колебаний режимных параметров ЭЭС из-за большой величины постоянной инерции агрегата T_J . Скорость регулирования одно-
вальных ГТ предыдущих поколений, установленных в ЕЭС России, недостаточна для существенного влияния на переходной процесс.

Как и традиционные энергоблоки, ГТУ обеспечивают инерционный отклик, пропорциональный величине и скорости изменения частоты, снижение частоты при этом замедляется. На рис. 27 показано снижение частоты при отключении 200 МВт нагрузки системы в двухмашинной схеме, приведенной на рис. 25. Постоянная инерции генерирующего агрегата станции варьировалась и составляла от 4 до 14 секунд. Величины постоянных инерции 14 и 8 секунд соответствуют показателям мощных одновальных газовых и паровых турбин соответственно, постоянная инерции в 4 секунды характерна для более легких ГТ с редуктором. При моделировании агрегатов использовалась одна и та же модель ГТ с одинаковыми настройками регулятора скорости. Агрегат работает с номинальной нагрузкой. Параметры модели ГТУ приведены в приложении Б.

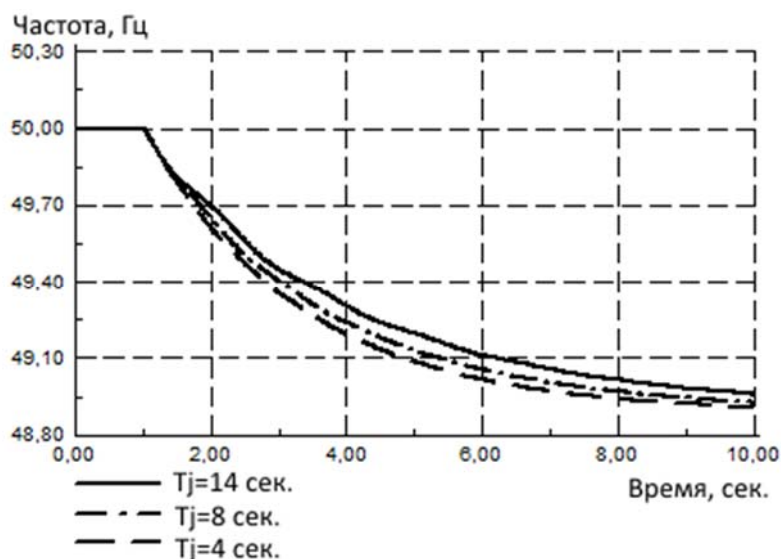


Рисунок 27. Изменение частоты в системе при отключении нагрузки

Можно отметить, что большая постоянная инерции ГТ снижает скорость падения частоты.

Таким образом, наряду с отрицательным влиянием ГТ на устойчивость в силу низкой скорости регулирования и режимных ограничений, в электромеханических переходных процессах малой длительности можно говорить о положи-

тельном эффекте более медленного снижения частоты, обусловленного большей постоянной инерции мощных одновальных ГТ. Однако, как будет показано далее, такая положительная особенность нивелируется в длительных процессах с устойчивым снижением частоты.

Для сравнения характеристик моделей GAST и GAST2A проведено сопоставление динамики регулирования ГТ при изменении задания по мощности агрегата. Результаты представлены на рис. 28-29.

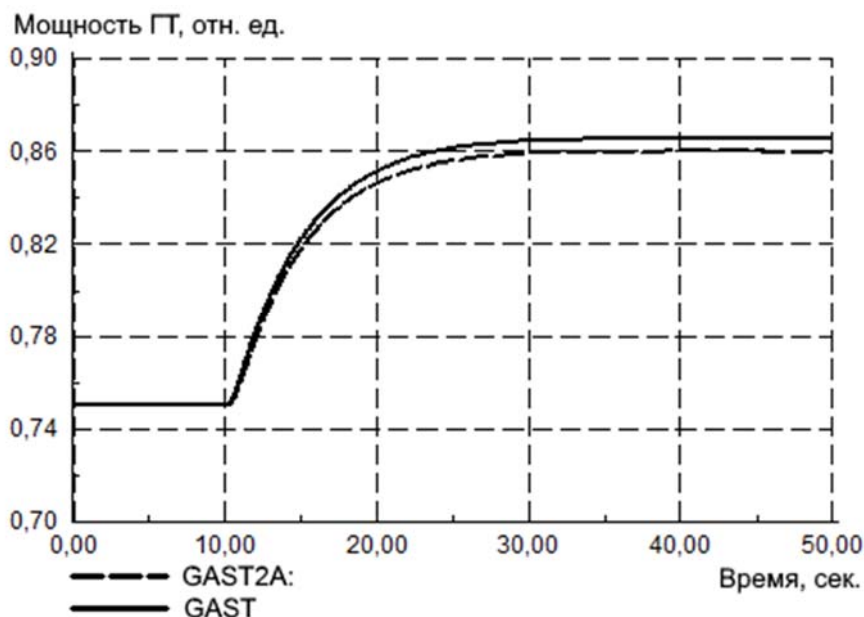


Рисунок 28. Изменение активной мощности ГТУ при повышении нагрузки

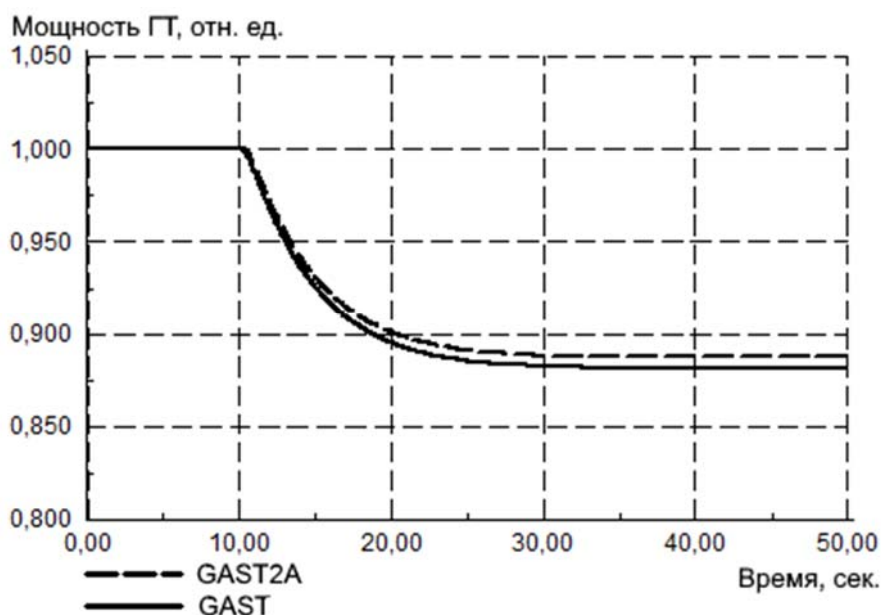


Рисунок 29. Изменение активной мощности ГТУ при сбросе нагрузки

Как видно из рисунков 28-29, динамика изменения мощности моделей GAST и GAST2A отличается незначительно.

Комплекс экспериментов, проведенных в DIgSILENT PowerFactory, показал, что применение модели GAST дает неточный результат только в случае значительных изменений температуры выхлопных газов ГТ в переходном процессе. Скорости изменения мощности одновальных ГТ недостаточно для оказания заметного влияния на электромеханические переходные процессы, а характер изменения активной мощности станции в переходном процессе мало зависит от модели ГТ и регулятора скорости станции.

Таким образом, в переходных процессах малой длительности ГТ не оказывает большого влияния на ход процесса, поэтому в данном случае могут применяться более простые модели ГТ, такие как GAST и GAST2A.

Дополнительные упрощения, которые можно внести в модель GAST2A, определяются схемно-режимной ситуацией в которой работает ГТУ: соотношением мощности электростанции и приемной системы и пропускной способностью связи.

Так как в подавляющем большинстве случаев станция работает в режиме статического регулирования, астатический режим работы может быть исключен из модели. В модель, показанную на рис. 17, могут быть внесены обоснованные упрощения. Как показано в работе [54], для одновальной ГТ простого цикла без утилизации тепла, ВНА достаточно моделировать только в режимах пуска и останова. Как следствие, блоки, моделирующие ВНА, могут быть исключены из состава модели, вследствие инерционности изменения положения ВНА и соответствующего медленного изменения расхода воздуха в рабочих режимах.

Аналогично, при отсутствии необходимости моделировать режимы пуска и останова или сильные возмущения в ЭЭС, из модели ГТ может быть исключен регулятор ускорения. Поскольку мощность ГТ определяется в основном уставкой по мощности, пропадает необходимость в использовании уставки максимальной температуры выхлопных газов, как и в самом регуляторе температуры. Как след-

ствие, устройство выбора минимального значения может быть исключено из модели.

В случае исключения из модели регулятора температуры, максимальный уровень нагрузки может быть определен с удовлетворительным уровнем точности путем уменьшения верхнего предела расхода топлива до уровня, соответствующего номинальной нагрузке. Модель с применением вышеописанных упрощений показана на рис. 30.

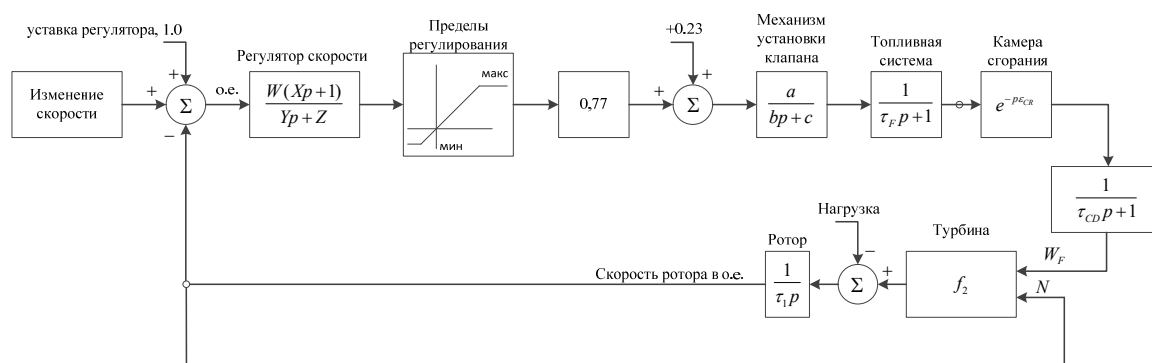


Рисунок 30. Возможное упрощение модели ГТ. Модель №6

В этом случае упрощенная модель GAST2A становится менее сложной по сравнению с моделью GAST, поскольку последняя содержит упрощенный регулятор температуры выхлопных газов.

Отметим, что полученная модель ГТ может использоваться при анализе длительных процессов при условии приведения величины темпа изменения положения топливного регулятора к скорости регулирования ВНА, при этом скорость изменения мощности должна соответствовать каталожным данным ГТ.

Наиболее простые модели ГТ применимы в системах с сильными связями и малыми отклонениями частоты. Дополнительные упрощения возможны при работе ГТ на систему с большой постоянной инерции. Пример такой модели показан на рис. 31.

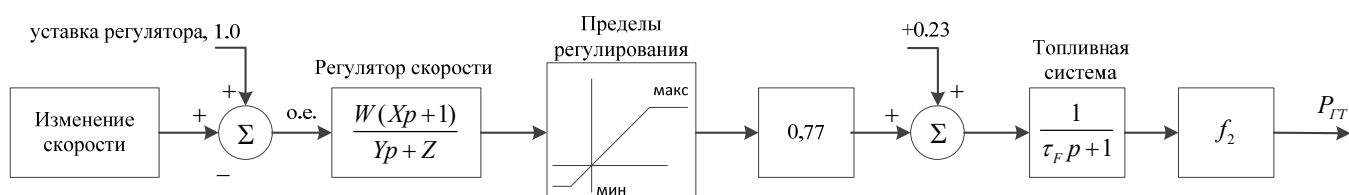


Рисунок 31. Упрощенное моделирование ГТ в мощной энергосистеме. Модель №7

При этом отдельные постоянные времени также могут быть исключены из модели, а для системы с пренебрежимо малыми отклонениями частоты мощность ГТ будет прямо пропорциональна заданной уставке, умноженной на коэффициент усиления регулятора. Несмотря на то, что такой подход может выглядеть весьма упрощенным, тем не менее он позволяет отразить характеристики ГТ в ЭЭС, значительно превосходящей станцию по мощности.

Как и для моделирования ГТ в ЭЭС при малых возмущениях, при проведении исследования режимов параллельной работы электрических станций с большой системой, где учет влияния отклонений частоты не требуется, подходят модели GAST, GAST2A и GGOV1. Модели описывают нормальный режим работы ГТ с приемлемой точностью, хотя и не отражают точные характеристики конкретного агрегата. Модель GGOV1 должна использоваться, когда необходимо отразить действие современных регуляторов скорости ГТ, при этом принципы моделирования ГТ в GAST, GAST2A и GGOV1 не отличаются.

Развитие технологий турбостроения приводит не только к повышению эффективности цикла ГТ, но и к возрастанию допустимой скорости изменения мощности ГТ, а также соразмерному увеличению влияния ГТ на переходные процессы. Стимулом к значительному повышению маневренности ГТ служат правила европейских энергетических рынков, согласно которым преимущественное право продажи электроэнергии имеют электростанции на базе ВИЭ. Энергоблоки ГТУ и ПГУ должны обладать достаточной скоростью регулирования для компенсации стохастического характера выработки ВИЭ и поддержанию экономической эффективности работы при резких изменениях цены электроэнергии в течение суток. На рис. 32 показана осциллограмма переходного процесса со снижением мощности ГТ на 60% от номинальной, которое проводилось в рамках испытаний на соответствие энергосистемным требованиям при работе на автономный участок нагрузки. Снижение мощности происходит в ответ на быстрое возрастание частоты и производится без перехода в режим регулирования скорости [92]. Из представленной осциллограммы определено, что скорость снижения мощности

ГТУ SSC5-8000H, установленной на ТЭС Иршинг (Германия), превышает 225 МВт в минуту, что в 7,5 раз больше, чем ограничение скорости изменения мощности турбин ГТЭ-160, активно применяемых в ЕЭС России. Из-за высокой скорости запуска и регулирования, ГТ поколения *H*, к которому относится SSC5-8000H, могут участвовать в рынке холодного резерва [95].

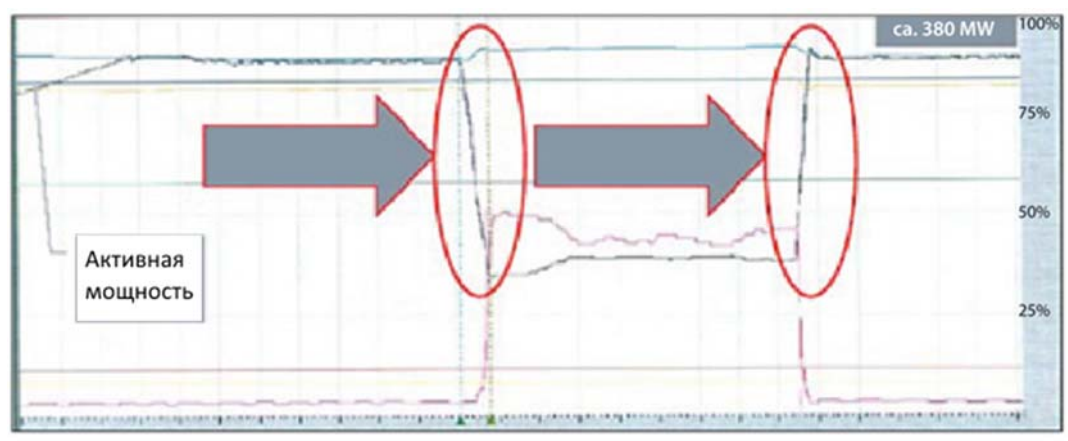


Рисунок 32. Сброс и набор мощности турбиной SSC5-8000H мощностью 380 МВт

Таким образом, точное отражение характеристик агрегатов на базе ГТ невозможно без использования моделей в связи с неуклонным повышением скорости регулирования ГТ.

Анализ осциллограмм аварийных процессов в ЕЭС России показывает, что воздействие на системы регулирования мощных одновальных ГТ не могут оказать существенного влияния на динамическую устойчивость системы, что обусловлено сравнительно низкой скоростью изменения мощности большинства ГТ, установленных в ЕЭС России. Как будет показано далее в разделах 3.4, 3.5, основное влияние на переходные процессы в ЭЭС оказывают изменение режима регулирования и действия автоматических защит одновальных ГТ. Основным фактором, влияющим на условия динамической устойчивости ГТУ, является её постоянная инерции. При этом многовальные ГТ с более высокой скоростью регулирования и меньшими постоянными инерции могут оказать значительное влияние на ход переходного процесса [25].

Дополнительным фактором, влияющим на динамическую устойчивость генерирующего оборудования, является загрузка генераторов в доаварийном режиме. Наиболее тяжёлыми режимами являются режимы зимних и летних миниму-

мов, в которых загрузка генераторов близка к номинальной, при этом вероятность нарушения динамической устойчивости и последующих действий систем автоматической защиты ГТ максимальна.

Следует отметить, что при повышении частоты в ЭЭС снижение уровня начальной загрузки агрегата предполагает компенсацию большего небаланса мощности остальной системой. Аналогично, при понижении частоты, увеличение уровня загрузки агрегата снижает его регулировочный диапазон. Следствия данного эффекта при увеличении количества ПГУ и ГТУ в системе рассмотрены в разделе 3.4.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод, что точность модели должна возрастать с увеличением длительности исследуемого процесса и величины приложенных возмущений, однако требуются дополнительные исследования для воспроизведения характеристик систем автоматического управления ГТ и оценки их влияния на переходной процесс. Решающее значение для принятия решения о проведении дополнительных исследований служит не только длительность переходного процесса, но абсолютные значения изменений параметров. Как будет показано далее – в разделах 3.5 и 3.6, отклонения частоты в ЭЭС могут негативно влиять на устойчивость параллельной работы ГТУ и ПГУ.

3.2 Сравнение динамических характеристик газовых турбин, применяемых в газотурбинных установках открытого цикла и парогазовых установках

Для более точного описания работы установок на базе ГТ в системе, в данном разделе представлено сравнение динамических характеристик ГТУ открытого цикла и ГТУ в составе ПГУ. Предполагается, что в энергетической ГТУ с разомкнутым циклом при регулировании мощности возможно снижение начальной температуры газов. Электрическая нагрузка ГТУ регулируется изменением положения ВНА компрессора и топливных клапанов.

В ПГУ использование ВНА служит для поддержания постоянной температуры выхлопных газов, которая обеспечивает эффективность парового цикла. Регулирование расхода воздуха позволяет поддерживать температуру выхлопных газов для увеличения эффективности цикла при частичных нагрузках, при этом в

открытом цикле такое регулирование не требуется. Таким образом, расход топлива в ПГУ определяется не только управляющим сигналом регулятора скорости, но и регулятором, поддерживающим постоянную температуру выхлопных газов. Эта дополнительная функция регулятора была добавлена в модель. При частичных нагрузках ПГУ положение ВНА поддерживается пропорциональным расходу топлива. При работе с номинальной нагрузкой ВНА открыт полностью и дальнейшее увеличение расхода воздуха невозможно.

Современные ПГУ оснащаются быстродействующими регуляторами, однако быстрое изменение расхода топлива ведет к повышению температуры выхлопных газов и скорость регулирования в длительных процессах пропорциональна скорости изменения положения ВНА. В составе отдельных ГТ используются быстродействующие ВНА, что увеличивает приемистость агрегата при изменениях частоты.

В исследованиях использовалась тестовая двухмашинная схема с нагрузкой, показанная на рис. 25. Для моделирования изменения частоты в системе производилось отключение части нагрузки. Из-за большой постоянной времени КУ влияние динамики паровой части ПГУ в данном эксперименте не рассматривается.

ГТУ открытого цикла и цикла ПГУ до приложения возмущения работают с номинальной нагрузкой. Результаты расчетов переходных процессов при отключении мощной нагрузки в системе, которое сопровождается последующим повышением частоты, приведены на рис. 33-35. Представлено сравнение моделей ГТ, работающих в открытом цикле и в составе ПГУ. Изменение частоты в переходном процессе показано на рис. 33, изменение мощности – на рис. 34, изменение температуры – на рис. 35.

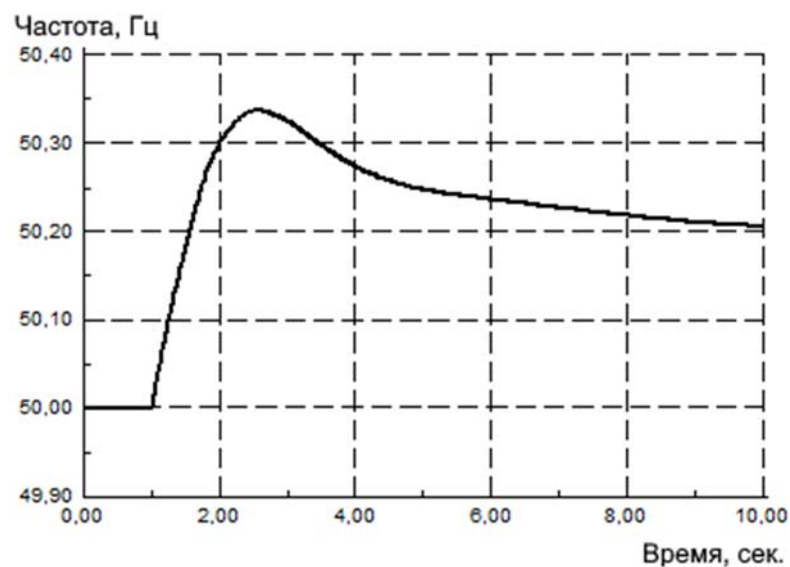


Рисунок 33. Изменение частоты в ЭЭС

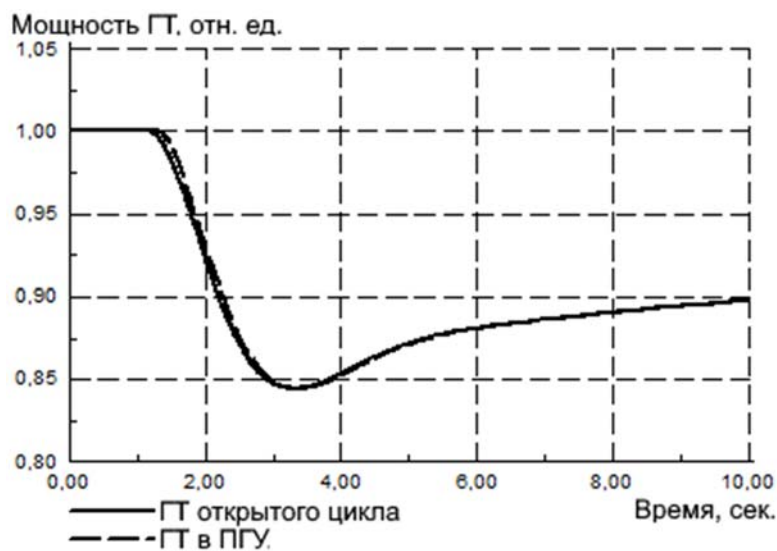


Рисунок 34. Изменение мощности ГТ при повышении частоты в ЭЭС

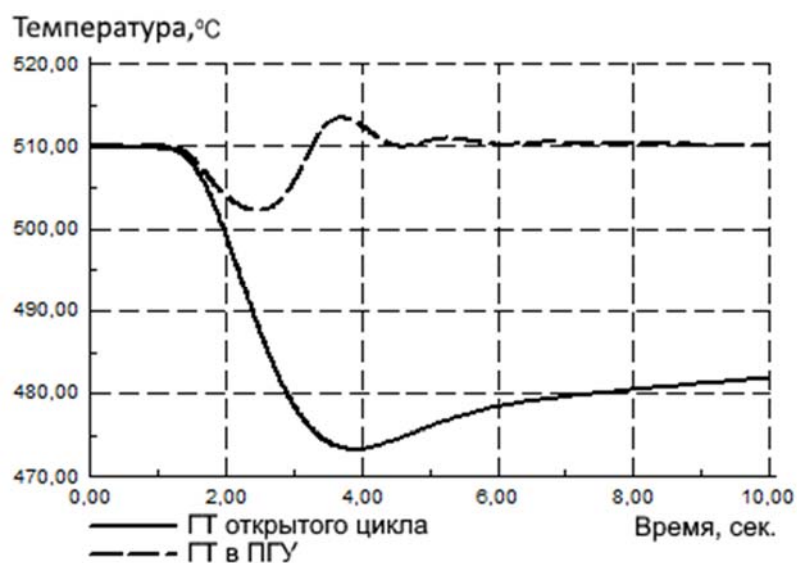


Рисунок 35. Изменение температуры выхлопных газов ГТ при повышении частоты в ЭЭС

При увеличении частоты в системе мощность ГТУ уменьшается из-за воздействия на регулятор топлива. Быстрое уменьшение нагрузки сопровождается снижением начальной температуры газов ГТ. Увеличение частоты приводит к увеличению массового расхода воздуха, поступающего в КС, что приводит к уменьшению соотношения газ-воздух и снижению температуры выхлопных газов.

На процесс изменения нагрузки не повлияла динамика изменения температуры, несмотря на поддержание постоянной температуры выхлопных газов ГТ в цикле ПГУ. Это обусловлено применением быстродействующего ВНА, изменения положения которого в переходном процессе показано на рис. 36.

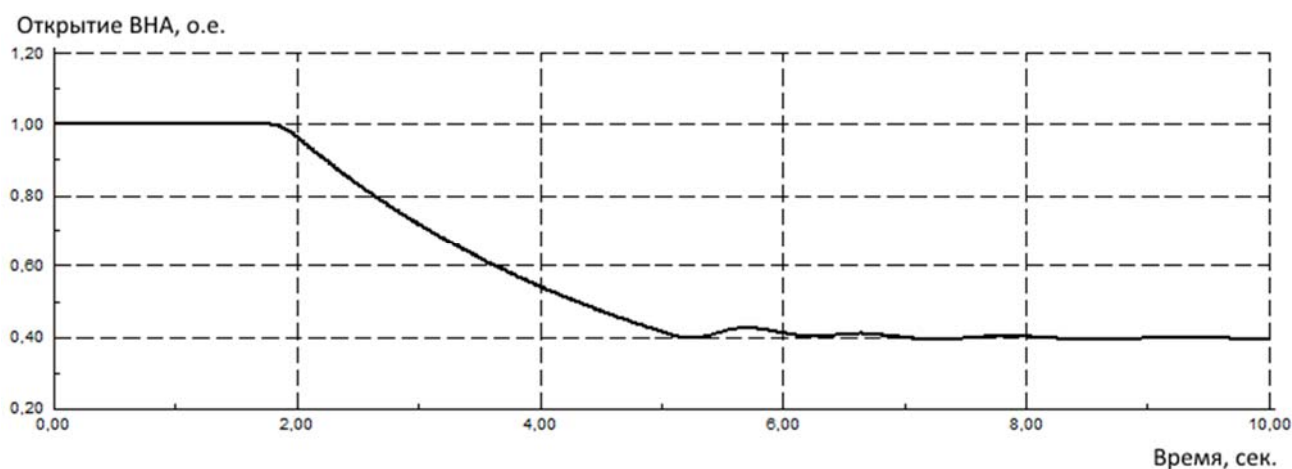


Рисунок 36. Изменение положения ВНА в переходном процессе с повышением частоты

Несмотря на то, что характер изменения мощности идентичен, величина изменения температуры выхлопных газов ГТ ПГУ изменяется под воздействием регулируемого ВНА. В данном эксперименте изменение температуры лежит в допустимых пределах, однако большие отклонения частоты в системе увеличивают амплитуду отклонения температуры, и как следствие, величину управляющих воздействий системы регулирования, что может приводить к срыву факела в КС ГТ. Данное явление более подробно рассмотрено в разделе 3.6.

Рассмотрим процесс изменения мощности ГТУ в переходном процессе с повышением частоты, в котором темп изменения мощности ГТ уменьшен в 5 раз по сравнению с предыдущим расчетом. Изменение частоты показано на рис. 37, изменение мощности ГТУ открытого цикла и ГТУ цикла ПГУ – на рис. 38, изменение температуры – на рис. 39, изменение положения топливного

регулятора – на рис. 40. Отключение нагрузки происходит в момент времени 0,1 сек.

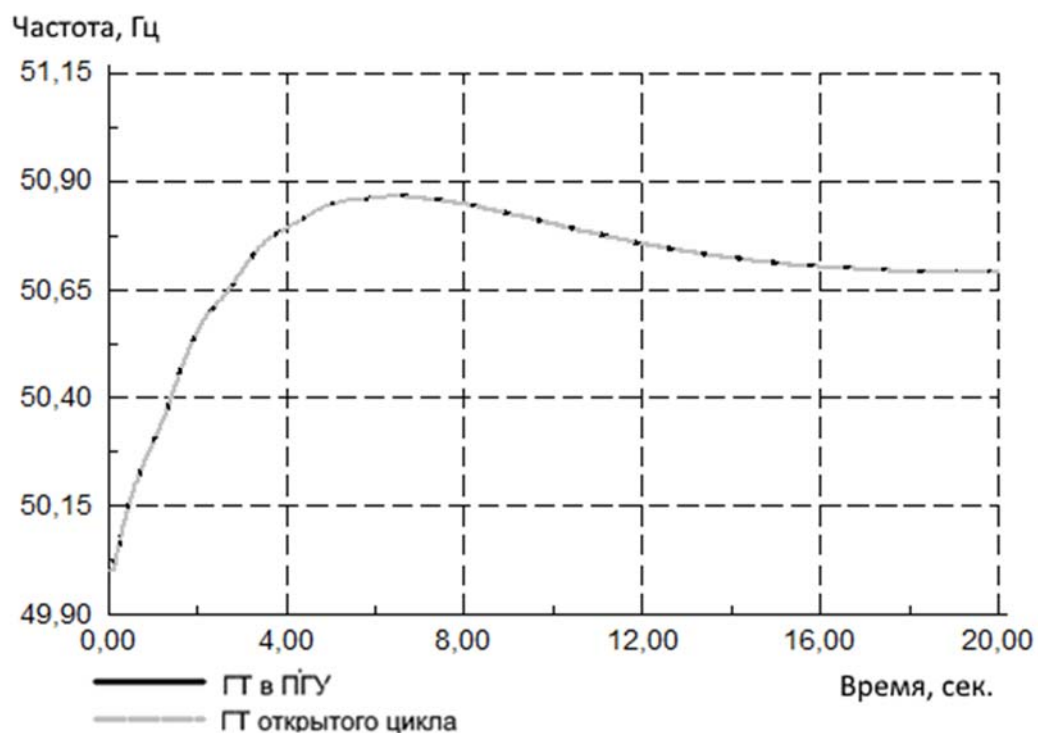


Рисунок 37. Изменение частоты

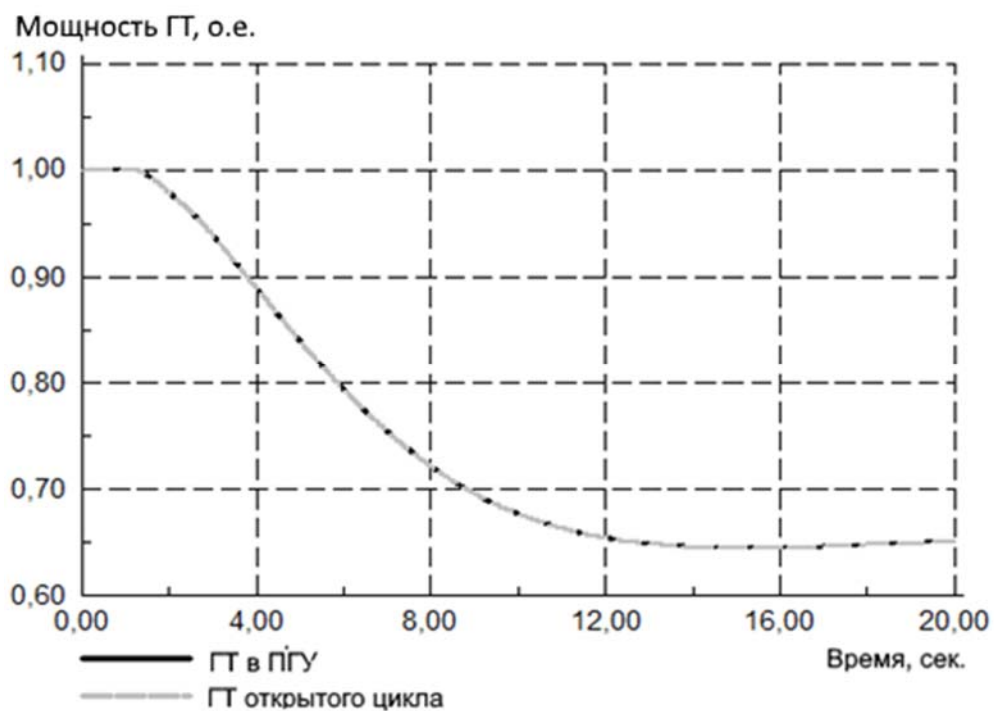


Рисунок 38. Изменение мощности ГТ при повышении частоты в ЭЭС

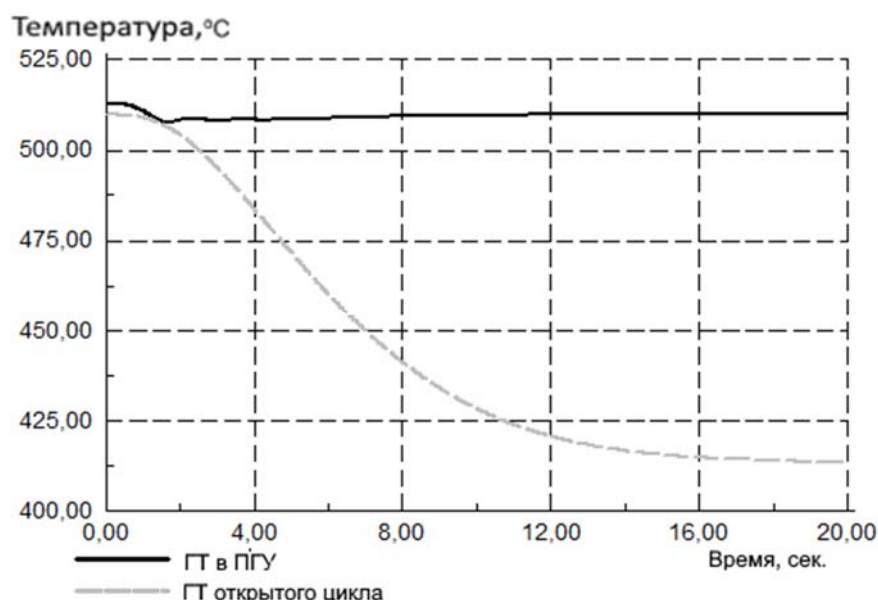


Рисунок 39. Изменение температуры выхлопных газов ГТ при повышении частоты в ЭЭС

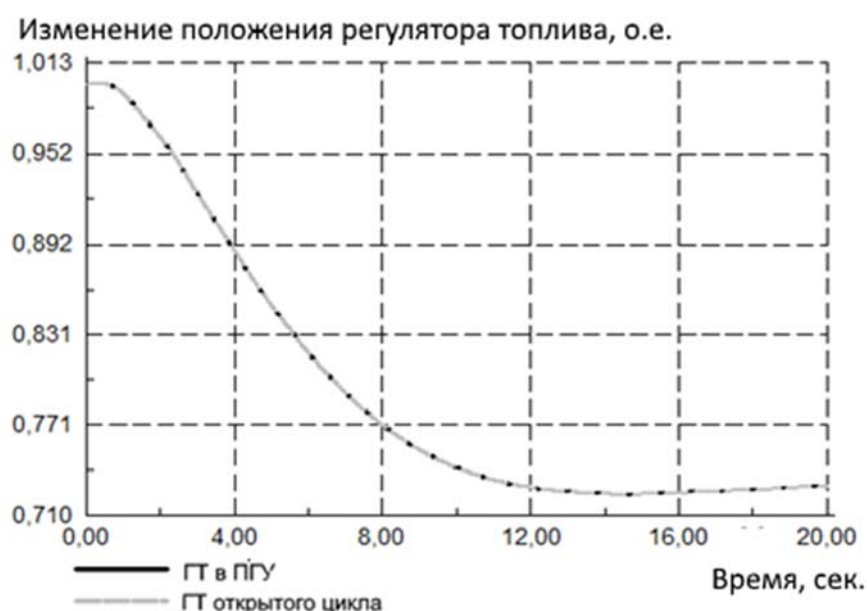


Рисунок 40. Изменение положения регулятора топлива

Переходной процесс характеризуется идентичным характером изменения электрических параметров ГТУ. Таким образом, более низкий темп возможного изменения скорости регулирования служит обоснованием для применения более простых моделей ГТ, поскольку влияние систем регулирования ГТ на ход переходного процесса снижается.

На рис. 41-44 показан характер изменения частоты вращения ротора, температуры выхлопных газов и мощности ГТ в переходном процессе при включении мощной нагрузки. Сплошной линией показано изменение мощности ГТ в

цикле ПГУ, пунктирной – в открытом цикле. Значения величин представлены в относительных единицах.

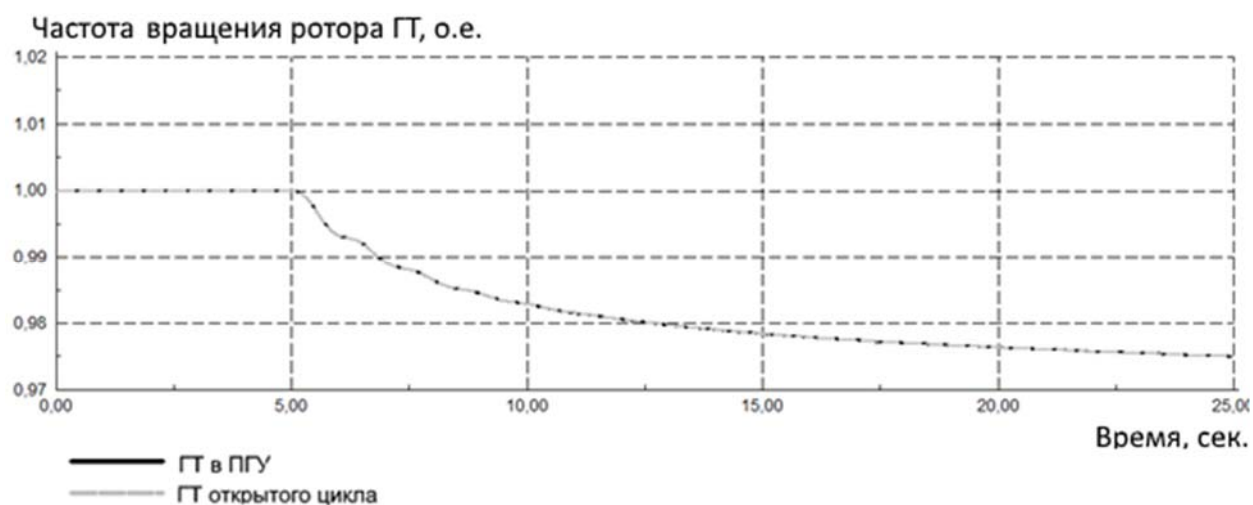


Рисунок 41. Изменение частоты вращения ротора ГТ в переходном процессе

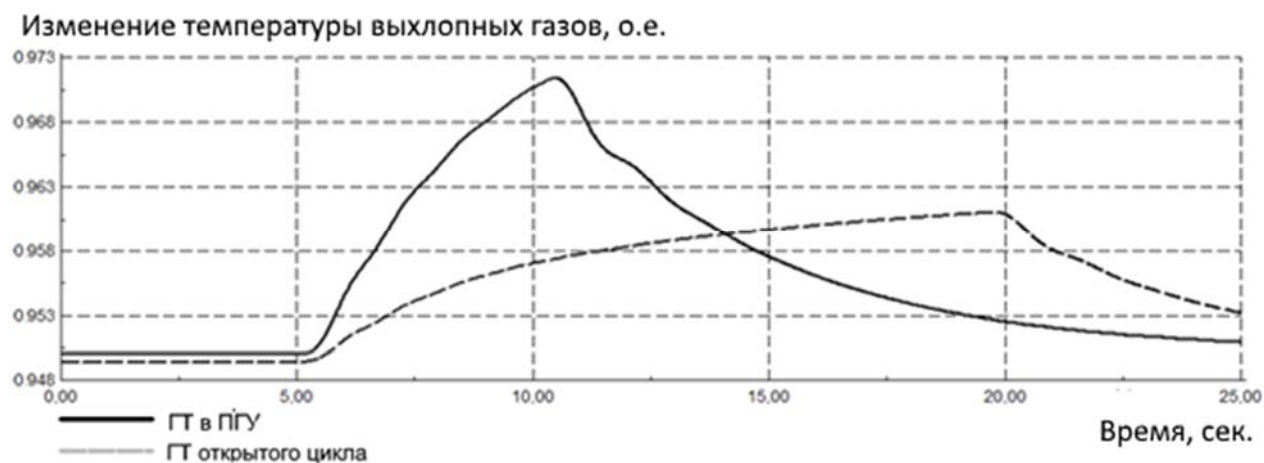


Рисунок 42. Изменение температуры газов в переходном процессе с понижением частоты

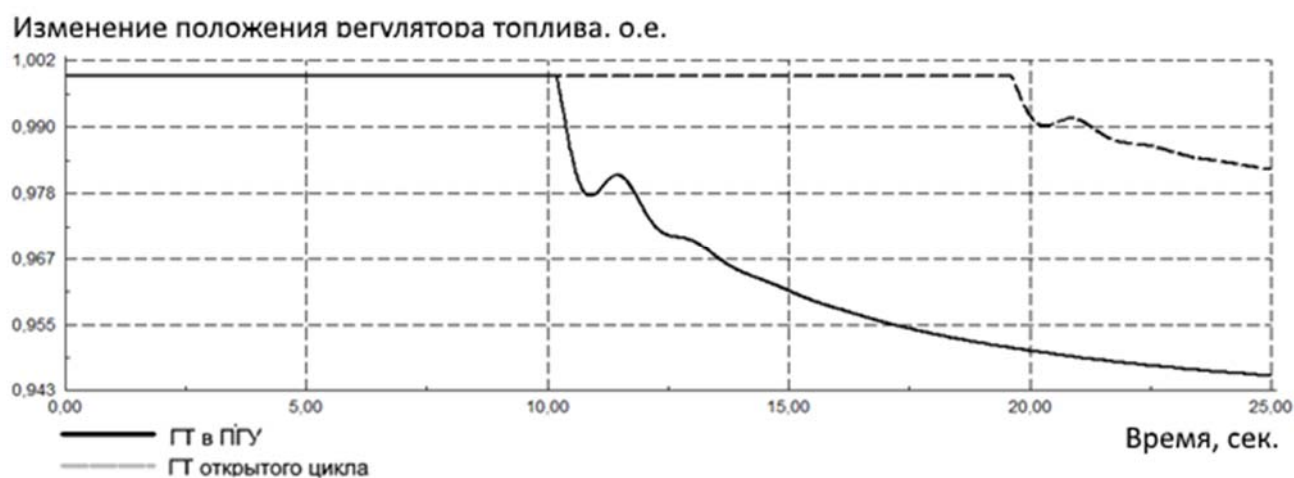


Рисунок 43. Изменение положения регулятора топлива в переходном процессе с понижением частоты

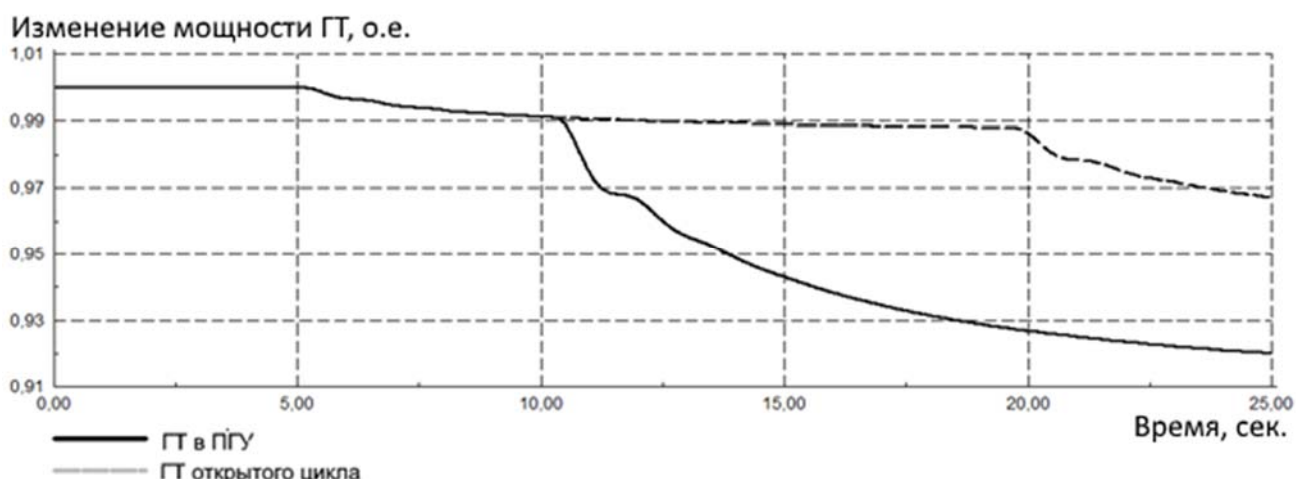


Рисунок 44. Изменение мощности ГТ в переходном процессе с понижением частоты

При понижении частоты в системе мощность ГТУ уменьшается из-за снижения частоты вращения ротора ГТУ, и, как следствие, снижения степени сжатия компрессора. Увеличение впрыска топлива в КС для поддержания мощности в рассматриваемом случае невозможно по двум причинам – из-за необходимости поддерживать соотношение газ-воздух и крайнего положения топливного клапана, поскольку турбина работает с номинальной мощностью. Поскольку ВНА турбины цикла ПГУ полностью открыт и увеличение расхода воздуха невозможно, температура выхлопных газов возрастает. В ГТУ открытого цикла поддержание постоянной температуры выхлопных газов не требуется, поэтому относительное повышение температуры меньше, чем в ГТ ПГУ.

При достижении предела по температуре в ГТ ПГУ сигнал регулятора температуры становится определяющим и ограничивает положение регулятора топлива, в результате чего мощность ГТ снижается для поддержания безопасной температуры выхлопных газов. Такая особенность ПГУ и ГТУ ухудшает условия регулирования частоты в системе и рассмотрена в разделе 3.4.

3.3 Моделирование парового контура парогазовых установок в переходных процессах в электроэнергетической системе

Особенность характеристик первичных двигателей электростанций ПГУ выражена в замедленной динамике парового контура, медленном сбросе/наборе нагрузки газовой частью, быстром цикле сжигания, возможности перехода на СН.

В ПТ цикл намного более инерционный, чем в ГТ, однако есть возможность более резкого воздействия на регулирующие клапаны для резкого сброса мощности. ПТ может принимать участие в регулировании частоты в энергосистеме, при этом используется пропорциональный закон регулирования скорости. Экстренный останов ПТ в случае превышения частоты обеспечивается электронным автоматом безопасности. Быстрое уменьшение мощности ПТ осуществляется путём частичного закрытия регулирующих паровпускных клапанов. Возможно применение импульсной разгрузки ПТ, однако ее использование ограничено из-за риска повреждения оборудования и вероятности отказа систем автоматического управления.

При моделировании ПТ в составе ПГУ необходимо отобразить связь между паровой и газовой турбинами через КУ, участие ПТ в первичном регулировании частоты, а также действия автоматических систем защиты.

Поскольку большинство ПГУ в ЕЭС России эксплуатируются с ПТ в режиме скользящего давления, динамические характеристики ПТ могут быть определены при изменении задания по мощности ГТ. Регулирующие клапаны ВД ПТ при этом находятся в постоянном положении.

Блок-схема реализованной в DIgSILENT Power Factory модели паровой турбины представлена на рис. 11. В модели ПГУ отражена приведённая на рис. 12 зависимость мощности ПТУ от суммарной мощности ГТУ, а также реализовано автоматическое ограничение максимальной мощности ПТ при отключении одной из ГТ (максимальная мощность ПТУ в этом случае составляет половину от номинальной) [24]. Зависимость выходного сигнала звена от входного задана по отдельным точкам. На интервалах между заданными точками для определения значения выходного сигнала производится автоматическая линейная интерполяция. Для регулятора скорости ПТ задана зона нечувствительности ± 75 мГц, статизм 5%.

Для изменения мощности ПТ требуется существенное время, поэтому можно принять допущение, что ПТ не оказывает влияния на ход кратковременных переходных процессов и динамику ГТ. При работе в режиме скользящего давления

мощность ПТ определяется расходом выхлопных газов ГТ, поэтому изменение мощности ПТ происходит со значительной задержкой – порядка 20-30 секунд относительно изменения подачи топлива в ГТ. Это дает основание для пренебрежения изменением мощности ПТ при исследовании электромеханических процессов длительностью менее 20-30 секунд в энергосистеме с ПГУ. Кроме того, поскольку ПТ эксплуатируется в режиме скользящего давления, возможности участия ПТ в первичном регулировании частоты ограничены.

Как показано ранее, сравнение динамики изменения мощности ПГУ в переходных процессах малой длительности возможно провести, сопоставляя модели ГТ. Стоит отметить, что такое сравнение верно при сохранении динамической устойчивости агрегатов после возмущения. На рис. 45 показано изменение мощности ГТ и ПТ в результате затяжного КЗ длительностью 0,25 секунд вблизи шин станции.

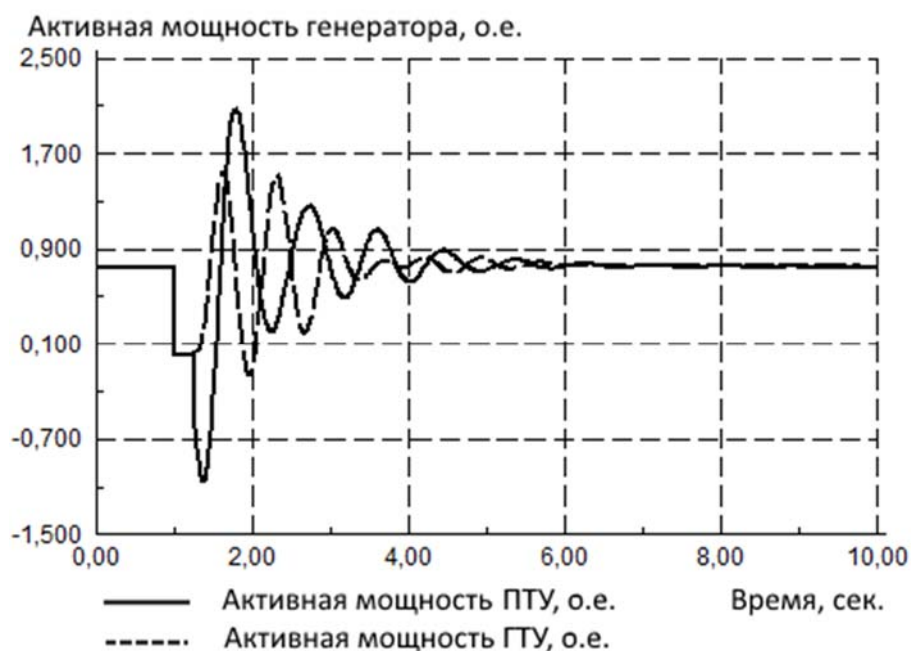


Рисунок 45. Изменение активной мощности генераторов ГТ и ПТ в результате КЗ

Анализ результатов эксперимента показывает, что показатели динамической устойчивости агрегата с ПТ хуже, чем ГТУ, что обусловлено меньшей постоянной инерции ПТУ. Например, постоянные инерции агрегатов сопоставимой

мощности энергоблока ПГУ-450 существенно различается: постоянная инерции паровой турбины составляет 8 сек., а ГТ – 12,75 сек.

Управление ПТ путем воздействия на регулирующие клапаны и поддержание дополнительного резерва мощности ПТ в энергоблоке ПГУ потенциально может быть использовано для компенсации небалансов мощности; дополнительные затраты на поддержание такого резерва могут компенсироваться через рынок системных услуг при участии в НПРЧ и АВРЧМ.

3.4 Оценка влияния характеристик газовых турбин на переходные процессы со значительными отклонениями частоты в электроэнергетической системе

Подробное отражение характеристик ГТУ и ПГУ важно для точного воспроизведения реакции агрегатов на отклонения частоты в ЭЭС. Для моделирования ГТ при значительных изменениях частоты в энергосистеме (более 1 Гц) подходит модель CIGRE [6] и модели, описанные в [57], [59], [89]. В качестве базовой модели без моделирования зависимости мощности от частоты использовалась модель GAST2A.

Как отмечалось ранее, зависимость максимальной мощности турбины от частоты вращения отражена косвенно, через снижение уставки температурного регулятора. Однако для качественных исследований, возможно провести линейную аппроксимацию зависимости, показанной на рис. 23, и реализовать функциональную зависимость от частоты путем ограничения положения топливного регулятора. Предполагается, что ГТ работает на газообразном топливе и для поддержания давления газа в магистрали не используются дополнительные средства, производительность которых зависит от частоты в системе. В дополнение к этому, поскольку производительность ГТУ и ПГУ зависит от условий окружающей среды, влияние температуры T_a и давления атмосферного воздуха P_a на сигнал регулятора скорости может быть отражена с помощью дополнительной функции $f(P_a, T_a)$. Эмпирический выбор коэффициентов в этом случае упрощен, по сравнению с корректировкой коэффициентов функций f_1 и f_2 , описанных в разделе 0. Схема модели представлена на рис. 46.

При работе на частичных нагрузках снижение мощности ГТ, обусловленное снижением частоты, может быть компенсировано большим открытием ВНА, скорость набора мощности определяется скоростью регулирования ВНА. Однако большинство ПГУ эксплуатируется с номинальной нагрузкой для обеспечения высокого значения КПД агрегата. В этом случае изменение расхода топлива для увеличения мощности ГА приведет к росту температуры выхлопных газов, и сигнал регулятора температуры превысит сигнал регулятора скорости в устройстве выбора минимального значения управляющего воздействия. Таким образом, расход топлива будет уменьшен, так же, как и вырабатываемая мощность. Этот факт может влиять на регулирование частоты в системе с энергоблоками ГТУ и ПГУ, которые работают с нагрузками, близкими к номинальным.

Исследование влияния увеличения доли ПГУ на характер изменения частоты в системе проводилось на тестовой 14-узловой 5-ти генераторной схеме IEEE, показанной на рис. 47. Параметры схемы и результаты расчета установившегося режима приведены в приложении В.

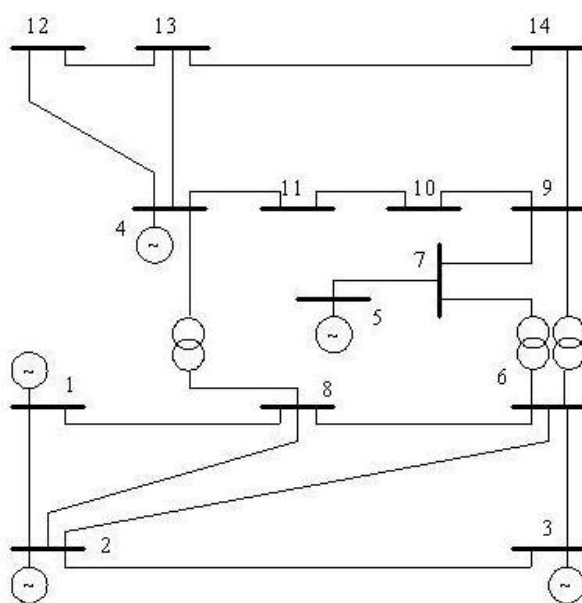


Рисунок 47. 14-ти узловая тестовая схема IEEE

Все генераторы в расчётной схеме представлены математической моделью на основе уравнений Парка-Горева, с системами возбуждения, АРВ и регуляторами турбин. Отсутствующая и недостающая информация о динамических свой-

ствах и параметрах моделей генераторов, турбин и блоков автоматики исследуемой энергосистемы принималась на основании экспертных оценок и исходных данных схемы.

В исследованиях динамической устойчивости принято допущение о постоянном значении мощности нагрузки в ходе рассматриваемого переходного процесса.

В узлах 1, 2 и 3 расположены электрические станции одинаковой мощности. Данные ГА приведены в таблице 7.

Таблица 7. Параметры генераторов в узлах 1,2,3 тестовой схемы IEEE

$P_{\text{ГНОМ}}, \text{МВт}$	$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{ГНОМ}}, \text{кВ}$	$N_{\text{Г}}$	$X''_d \text{ о.е.}$	$X'_d \text{ о.е.}$	$X_d \text{ о.е.}$	$T_J, \text{сек}$
63	0,8	10,5	1	0,153	0,224	1,199	10

Постоянная инерции ГА электростанций в узлах 1, 2, 3 принята одинаковой и равной 10 секундам, чтобы исключить эффект демпфирования снижения частоты за счет большей постоянной инерции ГТ по сравнению с ПТ, что было показано на рис. 27. В исходном режиме агрегаты в узлах 1, 2 и 3 представлены простейшей моделью ПТ – TGOV1, которая показана на рис. 48.

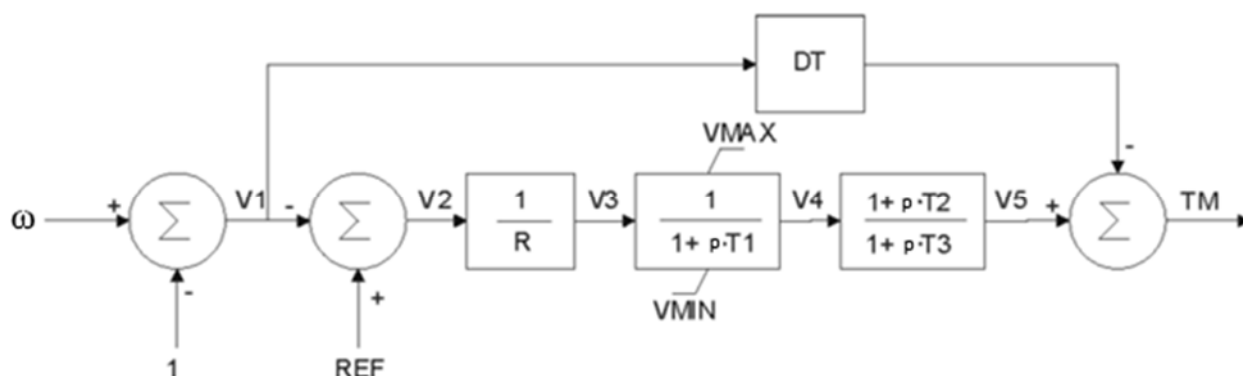


Рисунок 48. Модель ПТ TGOV1 [72]

На рисунке 48 ω – скорость вращения, R – коэффициент статизма, REF – уставка по мощности, T_1 – постоянная времени котла, T_2, T_3 – постоянные времени паровых объемов ПТ, V_{MAX} – максимальное значение нагрузки турбины, V_{MIN} – минимальное значение нагрузки турбины, DT – коэффициент демпфирования, T_M – механический момент на валу турбины. Переменными $V_{1...5}$ обозначены выходы соответствующих звеньев модели.

Коэффициент статизма регуляторов скорости ПТ и ГТ принят равным 5%.

При последующих расчетах модели ПТ агрегатов в узлах 2 и 3 заменялись на модели ПГУ, таким образом, доля ПГУ в составе генерирующих мощностей ЭЭС возрастала с 27,5 до 82,5%.

Были проведены численные эксперименты, которые показывают влияние учета зависимости мощности ГТ от частоты в ЭЭС. Возмущением, приводящим к дефициту генерирующей мощности, служило отключение энергоблока в системе.

На рис. 49 показано изменение частоты в системе при отключении станции мощностью 20 МВт в узле 5.

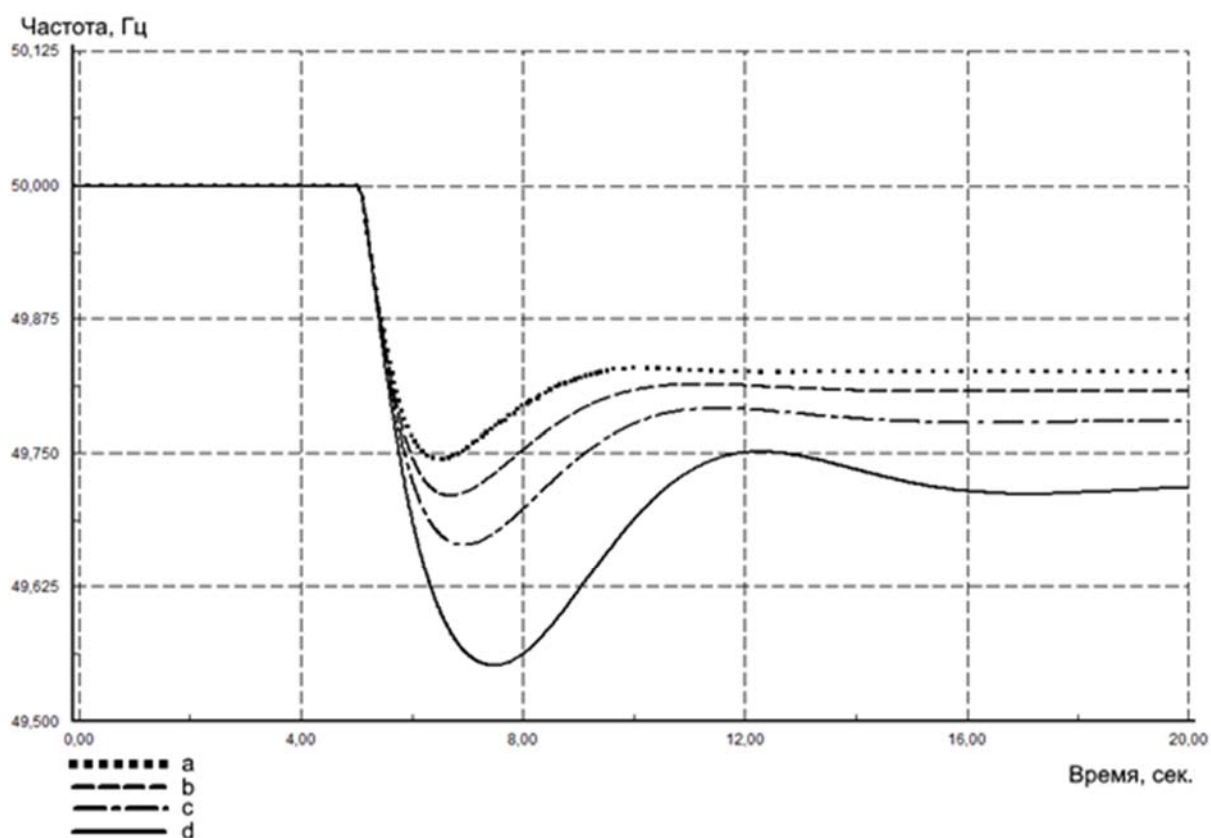


Рисунок 49. Снижение частоты в системе при отключении ГА в узле 5. а – нет установок ПГУ в системе, b – одна ПГУ, c – две ПГУ, d – три ПГУ.

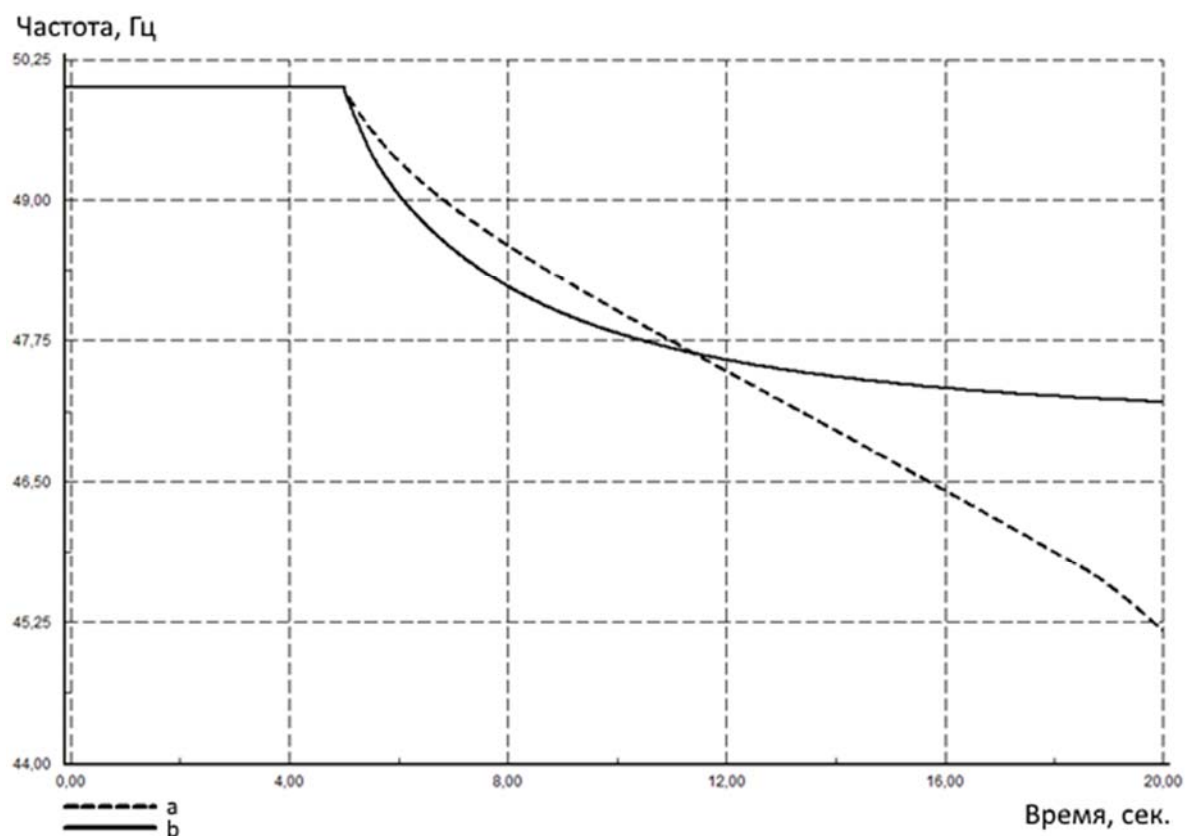


Рисунок 50. Снижение частоты в системе при отключении ГА в узле 2, а – одна ПГУ в системе, б – две ПГУ.

На рис. 51 показано изменение мощности ПГУ в узле 1, изменение мощности ПТ в узле 3 и температура выхлопных газов ГТ ПГУ, все в относительных единицах. Видно, что со снижением частоты снижается мощность ПГУ и повышается температура выхлопных газов. При повышении температуры на 10 % от номинальной, мощность ГТ резко снижается под действием ограничения температурного режима, что снижает резерв мощности в ЭЭС, необходимый для восстановления частоты.

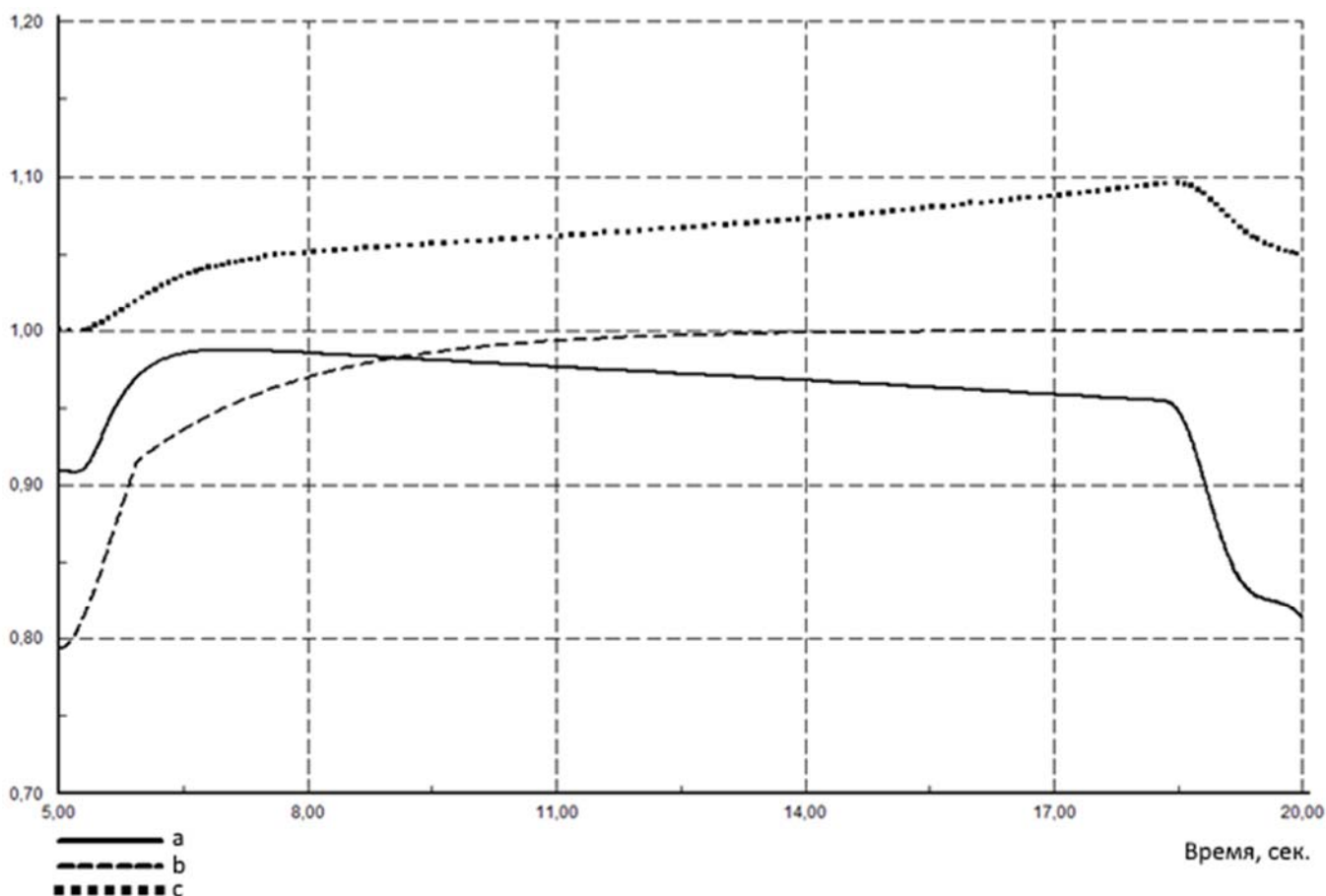


Рисунок 51. Изменение мощности электростанций при отключении ГА в узле 2, а – мощность ПГУ в узле 1, b – мощность ПТ в узле 3, c – температура выходных газов.

В экспериментах, показанных на рис. 52, зависимость от частоты в первом случае учитывалась упрощенно и принималась линейно-пропорциональной, а во втором случае использовалась зависимость, показанная на рис. 23.

Как показано на рис. 52, амплитуда снижения частоты при учете зависимости мощности ГТ от частоты увеличивается на 5%. Вместе с провалом частоты при увеличении доли энергоблоков ПГУ в ЭЭС возрастает вероятность срабатывания систем АЧР. Это может служить сигналом для переоценки существующих объемов резерва мощности и методических рекомендаций АО «СО ЕЭС» в энергорайонах с высокой долей ПГУ после проведения дополнительных расчетов с учетом фактических режимов ЭЭС. Аналогичные результаты были получены в [64] при моделировании ПГУ в системе с суммарной установленной мощностью генерации равной 3300 МВт. При увеличении количества установок ПГУ в ЭЭС, установленная мощность каждой из которых составляет 300 МВт, максимальное снижение частоты в системе увеличивалось, как показано на рис. 53.

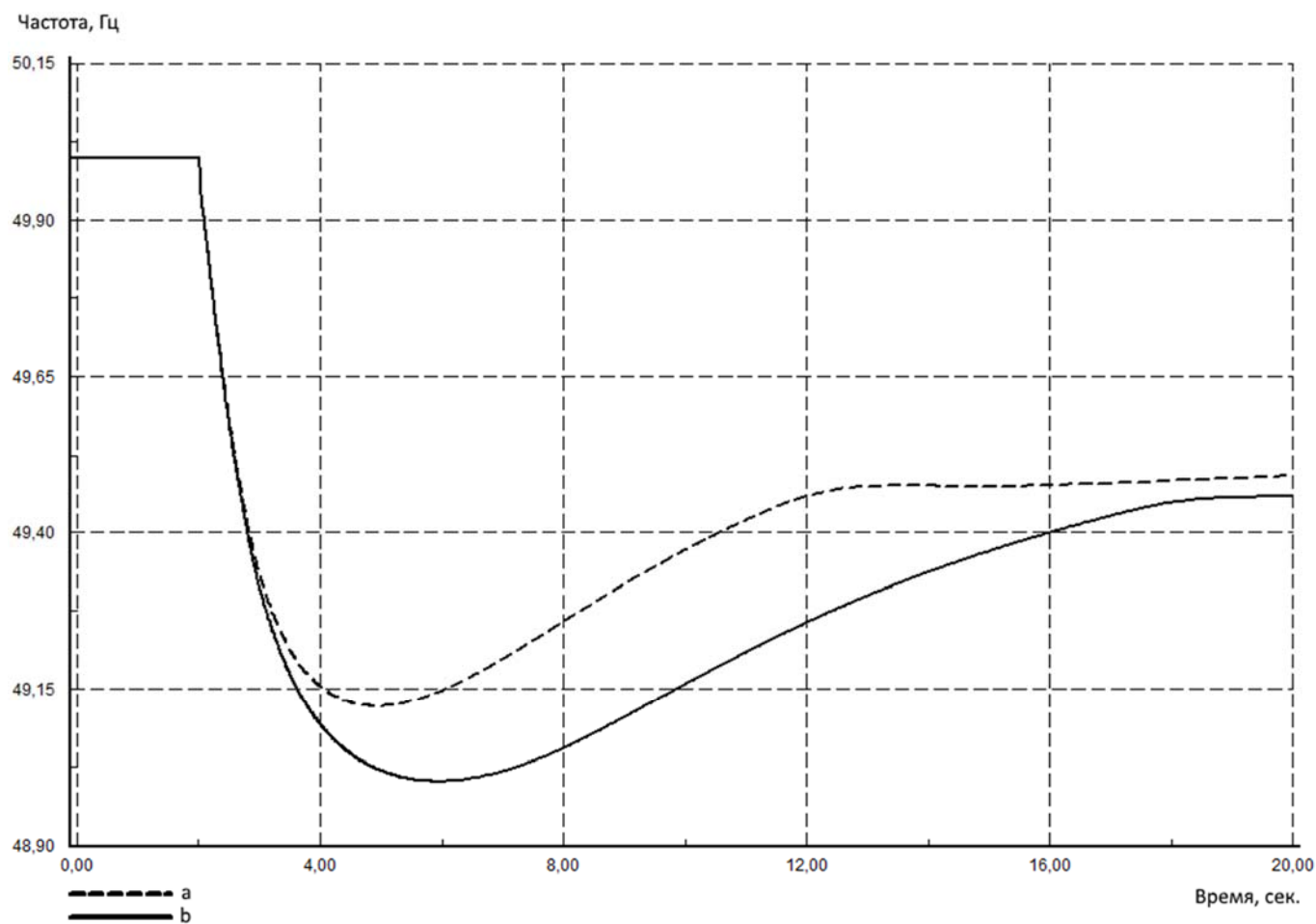


Рисунок 52. Изменение частоты в системе при отключении станции. а - линейная зависимость мощности ГТ от частоты. b - нелинейная зависимость мощности ГТ от частоты.

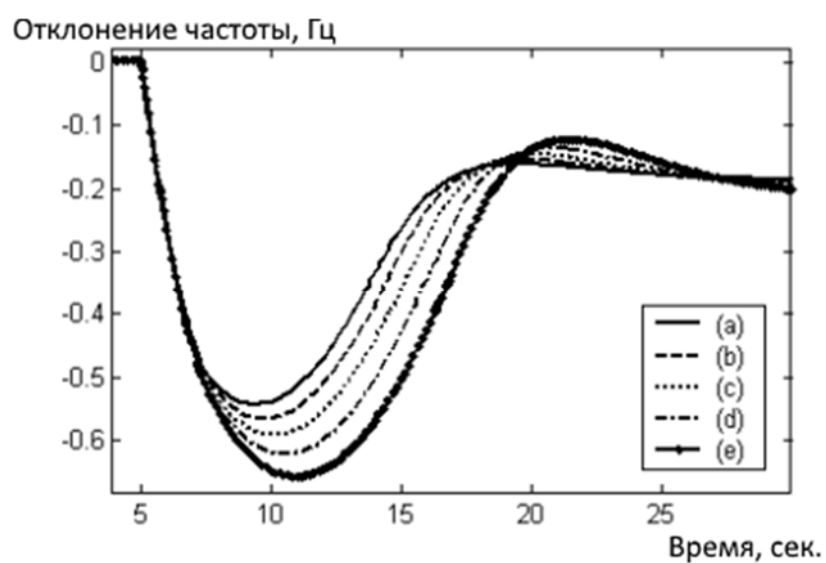


Рисунок 53. Снижение частоты в системе при скачкообразном увеличении нагрузки на 10 %. а – нет установок ПГУ в системе, b – одна ПГУ, c – две ПГУ, d – три ПГУ, e – четыре ПГУ.

В работе [32] моделировалась реакция различных типов электростанций на КЗ. Для моделирования использовалась 39 узловая схема Новой Англии (New England-39). Как показано на рис. 54, мощность паровой турбины снижается на 6%, в то время как мощность ПГУ снижается на 12 %. Это объясняется тем фактом, что при повышении частоты действие регулятора температуры ГТ становится определяющим, что приводит к снижению расхода топлива и последующему снижению мощности ГТ.

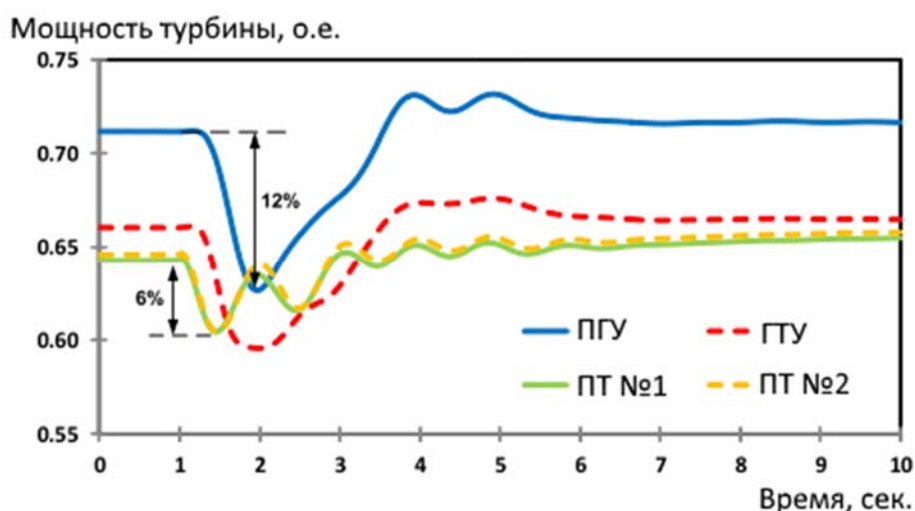


Рисунок 54. Изменение мощности турбины при КЗ.

Таким образом, для моделирования ГТ при значительных изменениях частоты в энергосистеме должны применяться модели, учитывающие зависимость мощности ГТ от частоты: модель, разработанная CIGRE [6] и модели, описанные в [57], [89]. Такое требование обусловлено влиянием характеристик ГТ на устойчивую работу ЭЭС при пониженных частотах.

Величина отклонения частоты определяется нагрузкой электростанций в доаварийном режиме и конфигурацией системы, в том числе объемом резерва мощности в системе. Несмотря на существующие в реальной энергосистеме различия уровней загрузки электростанций на базе ПГУ, в условиях рыночной необходимости увеличения выработки электроэнергии и увеличения КПД, генерирующие компании преимущественно эксплуатируют энергоблоки в режиме, близком к номинальной нагрузке. Эксперимент показывает, что увеличение доли ПГУ, работающих с номинальной нагрузкой, негативно сказывается на возможности регулирования частоты в системе. В энергосистемах с высокой долей ПГУ и ГТУ

увеличивается вероятность отключения потребителей при срабатывании устройств АЧР и чувствительных к изменениям частоты агрегатов из-за уменьшенного резерва регулирования, если к ГТУ и ПГУ не предъявляются дополнительные системные требования.

3.5 Оценка влияния систем защитной автоматики газовых турбин на устойчивость и надежность работы газотурбинных и парогазовых установок в электроэнергетической системе

Различия моделей ГТ наиболее явно проявляются при исследовании переходных процессов в ЭЭС при больших возмущениях. В малых энергосистемах и системах с недостаточной пропускной способностью связей провалы частоты могут быть значительными и способность первичных двигателей ликвидировать возникший небаланс мощности является важной особенностью, которая должна быть отражена в моделях.

Регулирование мощности и числа оборотов в современных агрегатах осуществляется ПИ- или ПИД- регулятором непрерывного действия, который работает в комбинации с другими регуляторами.

Принципиальная схема регулятора мощности / частоты вращения в системе регулирования ГТ показана на рис. 55.

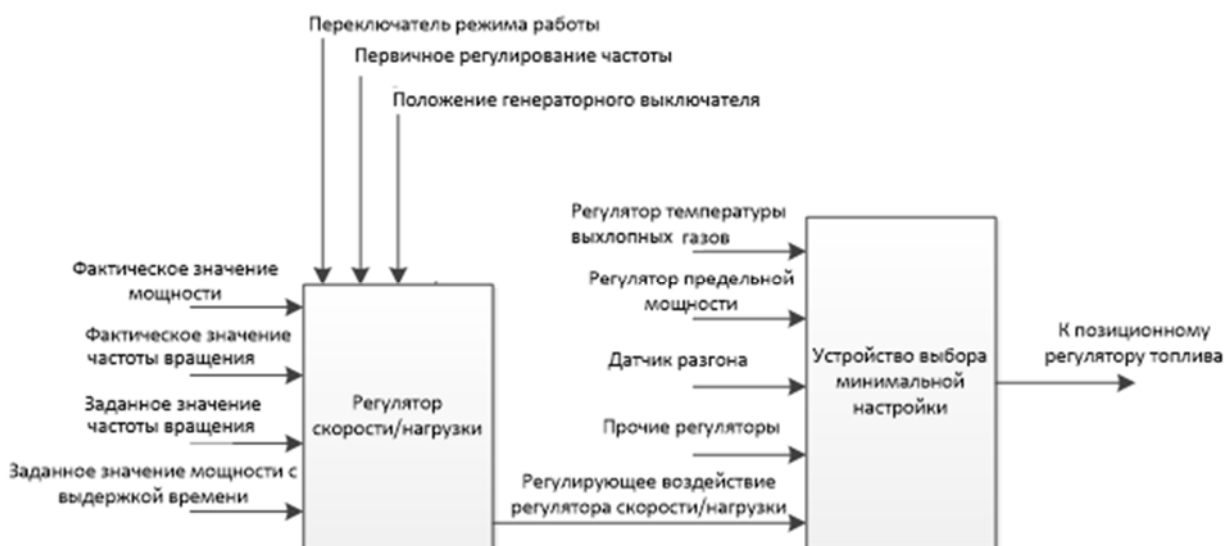


Рисунок 55. Принципиальная схема регулятора мощности/частоты вращения в системе регулирования ГТ

Задача регулятора мощности заключается в поддержании заданного уровня мощности через изменение расхода топлива. Управление набором и сбросом мощности, в том числе в аварийных ситуациях, осуществляется с заданным темпом. Подача топлива регулируется посредством топливных клапанов в соответствии с режимами работы ГТ.

Основным режимом работы регулятора ГТ является нагрузочный режим с регулированием мощности. В этом режиме задающим воздействием является уставка по мощности, регулирование по частоте вращения может быть не активно. При неисправностях или сбоях действуют предварительно установленные на регуляторе значения.

Если система поддержания частоты разблокирована, изменение частоты в сети ведет к соответствующему повышению или понижению расхода топлива, таким образом значение выдаваемой мощности регулируется в зависимости от текущего значения частоты вращения.

Дополнительное управление по отклонению частоты позволяет быстрее изменять расход топлива при изменениях частоты даже при работе в режиме поддержания постоянной мощности.

Отразить такой режим регулирования в модели наиболее просто путем изменения величины зоны нечувствительности по частоте в режиме поддержания мощности:

$$P_{\text{факт.}} = P_{\text{задан.}} + \frac{n_{\text{задан.}} - n_{\text{факт.}}}{\sigma} \cdot \frac{P_{\text{ном.}}}{n_{\text{ном.}}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{задан.}}$ – заданное значение мощности, $P_{\text{ном.}}$ – номинальная мощность, $n_{\text{факт.}}$ – фактическое значение частоты, $\omega_{\text{задан.}}$ – заданное значение частоты, $\omega_{\text{ном.}}$ – номинальная частота вращения, σ – коэффициент статизма.

Принимая во внимание принципы изменения режима регулирования ГТ, можно утверждать, что при работе в режиме поддержания мощности не требуется учёт систем регулирования ГТ для исследования электромеханических переходных процессов. При работе ГТ в режиме поддержания мощности с разблокиро-

ванной системой регулирования по частоте может применяться модель CIGRE с добавлением и настройкой зоны нечувствительности по частоте.

Для оценки работы технологической автоматики ГТУ рассмотрены переходные процессы, возникающие в результате наиболее тяжёлых нормативных возмущений.

Устройства автоматики и защиты должны действовать в следующем порядке:

1. Автоматическое ограничение повышения и снижения частоты (АОПЧ и АОСЧ);

2. технологическая автоматика перевода газовых турбин из режима поддержания мощности с коррекцией по частоте в режим регулирования частоты вращения с воздействием на отключение генератора от сети (при неэффективности АОПЧ и АОСЧ);

3. технологическая защита от повышения частоты с воздействием на закрытие стопорных клапанов турбин;

4. электрический автомат безопасности (ЭАБ).

Технологическая защита турбины от понижения частоты действует на отключение ГТ от сети при частоте 46 Гц и ниже. ЭАБ срабатывает без выдержки времени при увеличении частоты до 54 Гц и выше.

Каждый из уровней защиты срабатывает при неэффективности работы или отказе защиты предыдущего уровня. Таким образом, рассматривая возможность изменения режима регулирования ГТ, предполагается, что устройства автоматики первого уровня не отработали, или эффект их срабатывания оказался недостаточным.

При понижении частоты защита турбины действует на отключение ГТУ от сети с выдержками времени, установленными производителем. При работе в ЕЭС России такая защита должна обеспечивать необходимую продолжительность работы турбины без отключения от сети в соответствии с СТО 59012820.29.240.001-2010 [87]. Пример ограничения времени эксплуатации одновальной ГТ на пониженных частотах приведен в разделе 2.3, таблице 1.

В переходных процессах ЭЭС возникает необходимость быстрого изменения мощности ГТУ/ПГУ, поэтому ГТ может быть переведена в режим регулирования частоты вращения. Перевод ГТУ из режима поддержания мощности с коррекцией по частоте в режим регулирования частоты вращения осуществляется технологической автоматикой. В качестве факторов, по которым происходит перевод ГТУ в режим регулирования частоты вращения, используются следующие величины [24]:

- текущая величина загрузки генератора;
- скорость снижения мощности генератора;
- скорость увеличения частоты вращения.

Автоматика перевода ГТ из режима поддержания мощности с коррекцией по частоте в режим регулирования частоты вращения играет важную роль в обеспечении надёжности работы электростанции, даже если станция оснащена защитой от повышения частоты. Преимуществом данной автоматики над технологической защитой от повышения частоты является сохранение генератора в работе при необходимости резкого снижения мощности, что исключает необходимость осуществления длительной процедуры запуска энергоблока после его отключения технологической защитой. Автоматика перевода ГТ в режим регулирования частоты вращения может быть реализована совместно с воздействием на отключение генераторного выключателя, что также позволяет избежать действия защитной автоматики и сократить время восстановления.

Настройки автоматики перевода ГТ в режим регулирования частоты вращения должны обеспечивать корректное выделение блока на нагрузку СН или нагрузку изолированного района без недопустимого увеличения частоты вращения ротора.

При настройке автоматики ГТ может потребоваться разработка и настройка дополнительных критериев срабатывания технологической автоматики изменения режима ГТ для предотвращения ее избыточного срабатывания или снижения чувствительности существующих систем защиты.

Режим регулирования частоты вращения является стандартным режимом работы, реализованным в большинстве моделей ГТ. Поскольку критерии идентификации перевода в режим регулирования частоты вращения должны выбираться изготовителем оборудования с учетом режимной ситуации, моделирование изменения режима регулирования без взаимодействия с производителем оборудования не целесообразно. В качестве допущения можно принять, что переход в режим регулирования частоты вращения происходит мгновенно. Процесс перехода может быть отражен с помощью стандартных моделей с верно выбранными настройками. В реальности идентификация условий перехода может занимать 1-2 секунды, поскольку процедура включает измерение частоты вращения, которая в силу инерционности агрегата изменяется более медленно по сравнению с электрическими параметрами. Такое допущение оправдано, поскольку в переходных процессах малой длительности системы регулирования ГТ слабо влияют на ход процесса, а в длительных процессах принятое в допущении время мало по сравнению с общей длительностью процесса.

При изучении динамической устойчивости ГТУ следует принять во внимание как частоту изменения мощности ГТ, которая определяется быстродействием их систем регулирования расхода воздуха и топлива, так и особенностями технологической автоматики и управления ГТ.

Современные ГТ имеют несколько режимов горения, которые используются, в том числе, для увеличения надежности работы ГТ в ЭЭС. Перевод ГТ из режима поддержания мощности в режим регулирования частоты вращения может сопровождаться изменением режима горения в КС с режима предварительного смешивания на диффузионный [60], что помогает предотвратить отключение ГТ за счет повышения стабильности горения.

При исследовании работы конкретной станции необходимо рассматривать нормативные возмущения в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем. В рамках данной работы целесообразным по сравнению с моделированием спектра возмущений или детальным исследованием конкретных регуляторов является воссоздание характерных сочетаний электрических пара-

метров, в которых проявляются значительные признаки моделей. Таким образом, для того, чтобы выявить интересующие нас свойства ГТ достаточно создать соответствующий режим в ЭЭС. Действия ПА ЭЭС, в т.ч. автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ) не моделировались, чтобы создать условия для срабатывания технологической автоматики ГТ, которая является предметом изучения в данной работе.

Моделирование аварийных возмущений выполнено с использованием следующих характеристик устройств РЗА и ПА:

- время отключения КЗ основными защитами – 0,11 с;
- время работы устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) – 0,25 с;

Для сравнения моделей при больших возмущениях было рассмотрено отключение воздушной линии (ВЛ) действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю с отказом выключателя. Динамика изменения мощности ГТ в переходном процессе представлена на рис. 56.

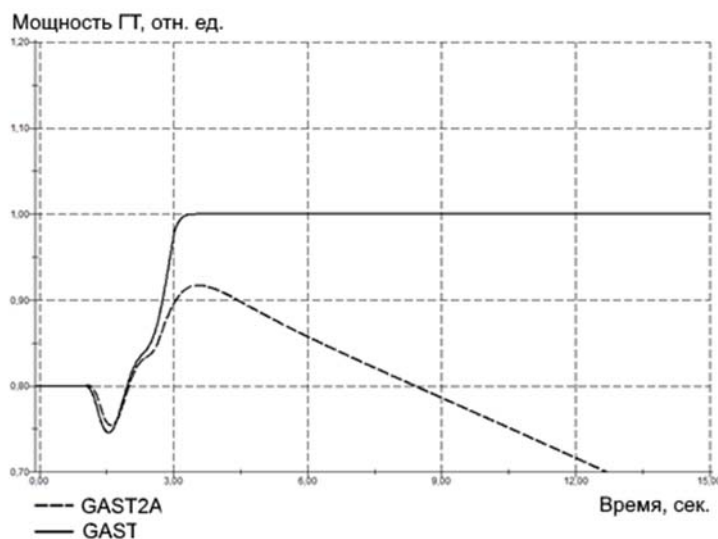


Рисунок 56. Изменение мощности ГТ при КЗ с УРОВ

Более простая модель GAST не отражает возрастание температуры турбины, которое возникает при быстром наборе нагрузки. Модель GAST2A учитывает изменение температуры, однако не отражает алгоритмы работы регуляторов большинства современных ГТ, которые осуществляют перевод ГТ в режим регулирования частоты вращения с одновременным отключением от сети или перевод в режим работы на изолированный район. Такой перевод позволяет избежать от-

ключения ГТ средствами защиты, что уменьшает период восстановления нормальной работы станции, поскольку аварийный останов оборудования требует открытия продувочных газопроводов и трубопроводов безопасности, а также проведения регламентных работ по устранению причин отказа [96]. Следует отметить, что изменение режима горения и быстрое снижение величины выдаваемой мощности не всегда выполняется успешно, и такая статистика, полученная от производителя или в результате натурных испытаний должна использоваться при оценке надежности нормальной работы станции при больших возмущениях, сопровождающихся таким переходом.

При анализе переходных процессов длительностью более 1 сек. необходимо принимать во внимание особенности работы технологической автоматики и защиты ГТ, а именно критерии перевода ГТ из режима поддержания мощности в режим регулирования частоты вращения, которые не отражены в рассматриваемых моделях. Изменение частоты в системе в широких пределах, а также значительный темп изменения частоты вращения агрегата может привести к срабатыванию защитной автоматики ГТ, уставки срабатывания которой предоставляются производителем оборудования. Принцип работы такой защиты от повреждения турбины при повышении частоты, вызванной сбросом нагрузки, изложен в [76].

При изолированной работе автономной энергосистемы значительно возрастает вероятность возникновения аварий, которые сопровождаются глубокими снижениями частоты. Поскольку энергоблоки на базе одновальных ГТ большой мощности могут составлять значительную часть установленной мощности автономной энергосистемы, их отключение приводит к значительному дефициту активной мощности, который невозможно компенсировать с помощью существующего вращающегося резерва.

В указанной схемно-режимной ситуации предполагается, что автоматика АЧР не сработала. Эксперименты проводились в двухмашинной тестовой схеме, описание которой приведено в разделе 3. Было воспроизведено действие второй ступени ЧДА с уставкой 47,5 Гц – выделение станции на изолированную работу с небалансом активной мощности. Срабатывание ЧДА и выделение ГТ на изолиро-

ванный энергорайон со сбалансированной нагрузкой приводит к возрастанию частоты в энергорайоне до 53 Гц. Изменение частоты электрического тока в системе в переходном процессе показано на рис. 57.

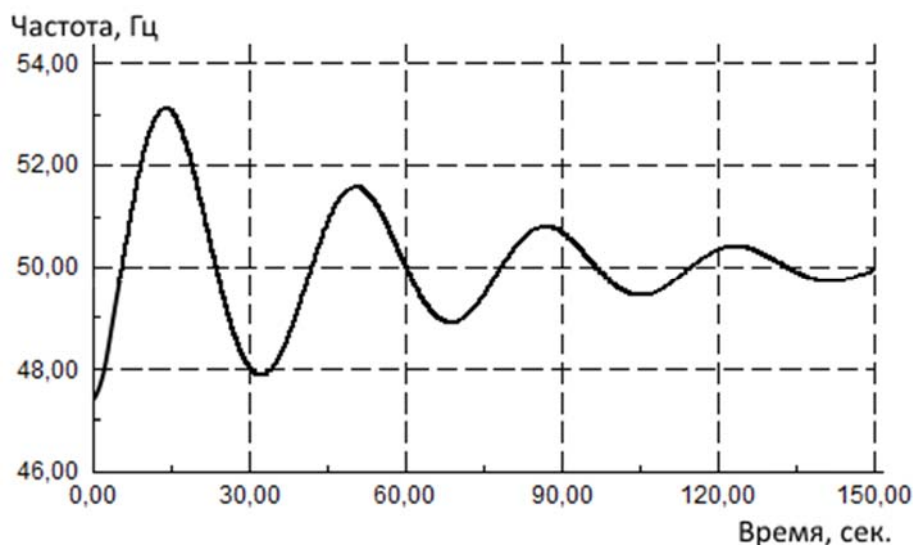


Рисунок 57. Частота вращения ротора генератора ГТ при выделении на изолированный район

Технологическая защита ГТ построена таким образом, что действует на отключение станции от сети при превышении частоты уставки с выдержкой времени. Например, анализ аварийных ситуаций, происходивших в энергосистеме Калининградской области в 2011 и 2013 годах показал, что технологическая защита от повышения частоты срабатывает при частоте большей 52 Гц с выдержкой 10 секунд, а при частоте большей 51,5 Гц с выдержкой 30 секунд. Конкретные значения уставок должны уточняться производителем оборудования. Таким образом, в данном случае высока вероятность срабатывания технологической защиты блока от повышения частоты, которая действует на отключение генератора.

3.6 Нарушение стабильного горения в камере сгорания газовой турбины при резком увеличении частоты в электроэнергетической системе или смене режима регулирования.

По сравнению с исследованием динамики ГТ при снижении частоты меньшее внимание уделено исследованию переходных процессов с агрегатами на базе одновальных ГТ большой мощности при резком повышении частоты, возникающем в результате длительного КЗ и срабатывании УРОВ.

В результате КЗ возникает большое по амплитуде и скорости возрастания отклонение частоты, которое сопровождается резким ускорением ротора ГТ, поскольку компрессор, силовая турбина и ротор генератора расположены на одном валу. Увеличение расхода воздуха, создаваемого компрессором, может привести к нарушению стабильного горения факела в КС. Вероятность такого события увеличивается из-за колебаний частоты вращения и воздействия на регуляторы ГТ в ходе переходного процесса для демпфирования данных колебаний. В установках ПГУ данный эффект еще более вероятен, поскольку системы регулирования ПГУ действует также на поддержание стабильной температуры выхлопных газов. Такое регулирование может вызывать дополнительные изменения положения топливного регулятора, что ведет к снижению устойчивости горения из-за уменьшения соотношения газ-воздух ниже предела воспламеняемости.

Для подтверждения возможности нарушения стабильного горения при возмущениях в энергосистеме в работе проведены расчетные эксперименты.

Эксперименты проводились в двухмашинной тестовой схеме, описание которой приведено в разделе 3. На рис. 58 показано изменение частоты вращения ротора в переходном процессе, вызванном отключением мощной нагрузки в системе. Возмущение вызывает резкий рост частоты вращения агрегата с последующей стабилизацией.

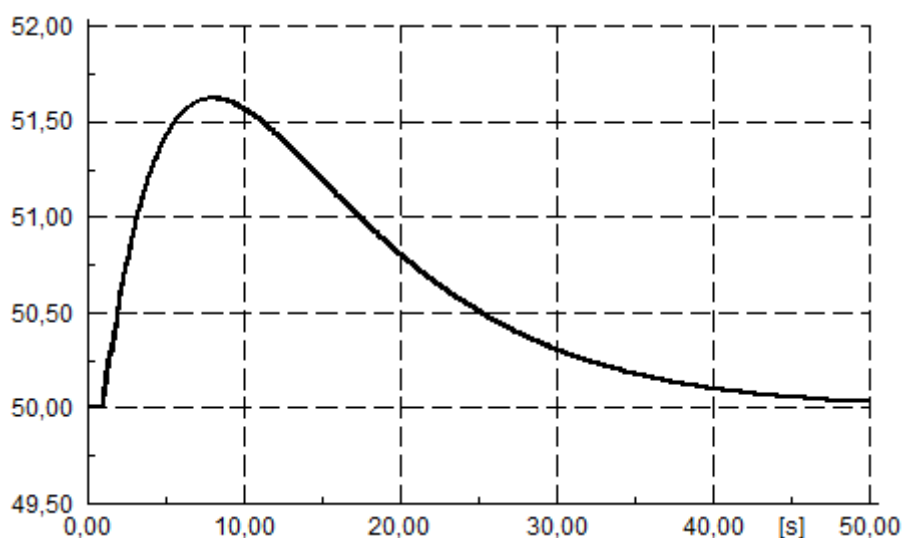


Рисунок 58. Изменение частоты вращения ротора турбины в переходном процессе, вызванном отключением нагрузки

На рис. 59 представлено изменение частоты агрегата в переходном процессе, вызванном длительным коротким замыканием. КЗ вызывает меньшее по абсолютной величине отклонение частоты, чем при отключении нагрузки, однако скорость возрастания частоты в этом случае выше.

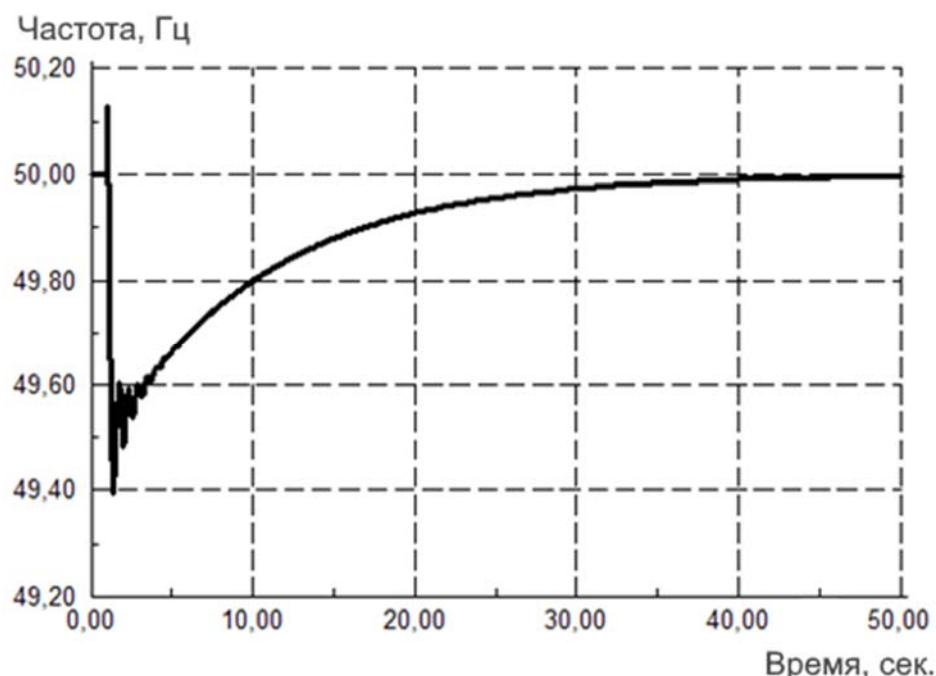


Рисунок 59. Изменение частоты вращения ротора турбины в переходном процессе, вызванном КЗ

Несмотря на то, что ГТ ПГУ сохраняет устойчивость в обоих процессах, для оценки вероятности нарушения стабильного горения в КС ГТ требуется количественный анализ амплитуды и скорости изменения частоты в переходном процессе, с последующими консультациями с производителем оборудования.

После снятия возмущения, частота быстро восстанавливается до номинального значения, при этом подача топлива в КС возрастает. Однако ограничение регулировочного диапазона ВНА приводят к уменьшению соотношения газ-воздух, сопровождающемуся быстрым увеличением температуры. Зависимость изменения температуры выхлопных газов ГТ при КЗ показана на рис. 60.

Большой перепад температуры выхлопных газов в течение короткого отрезка времени может приводить к срабатыванию защиты ГТ, поскольку такое изменение температуры свидетельствует о неустойчивом горении [97].

Отметим, что данные эффекты, безусловно влияющие на показатели надежности работы ГТ, вызваны процессами в ЭЭС, а не ошибками эксплуатации ГТ или неисправностью систем измерений.

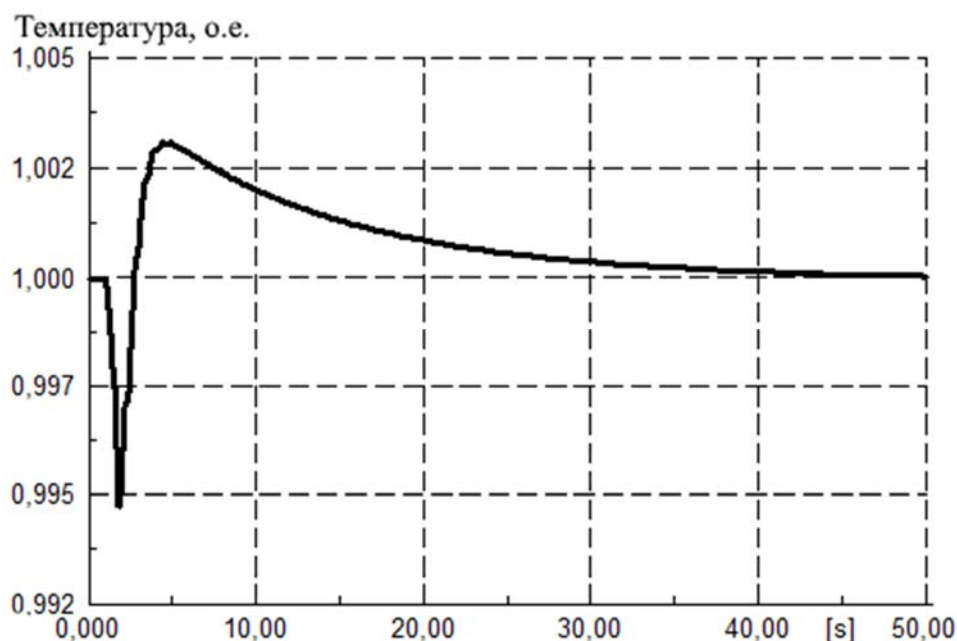


Рисунок 60. Изменение температуры выхлопных газов ГТ при КЗ

3.7 Алгоритм выбора модели газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в электроэнергетической системе и рекомендации по оценке надежности работы электрических станций с газовыми турбинами.

Результаты моделирования электромеханических переходных процессов при больших возмущениях, полученные в настоящей работе, подтверждают необходимость уточнения модели ГТ для точного отражения свойств объекта в рассматриваемой схеме ЭЭС.

Однако подробное моделирование всех без исключения систем регулирования ГТ не подходит для исследования процессов в ЭЭС по двум причинам. Во-первых, подбор всех необходимых для такого моделирования параметров модели чрезвычайно трудоемок. Во-вторых, контуры управления, регулирующие внутренние параметры газотурбинного двигателя, относительно мало влияют на процессы в системе.

Выбор модели ГТУ и ПГУ является многоступенчатым процессом и требует не только учета конфигурации ГТ и алгоритмов работы регулятора, но и количественного анализа результатов расчетов переходных процессов в ЭЭС.

Предварительным этапом моделирования является проверка соответствия основных характеристик модели каталожным данным объекта. Основным преимуществом последовательного подхода к увеличению степени детализации модели является сокращение требуемого объема исходных данных; уточнять настройки и увеличивать количество рассматриваемых алгоритмов работы систем регулирования требуется только в отдельных случаях. Это сокращает время, необходимое для проверки устойчивости работы станции при всех нормативных возмущениях. В процессе создания модели необходимо формировать список рабочих режимов, которые, в свою очередь, определяют используемые алгоритмы регулирования и их параметры.

Алгоритм выбора модели ГТ сводится к последовательному выполнению следующих операций:

- Ввод массива исходных данных, включающий в себя характеристики объекта моделирования по каталожным данным, а также параметры исследуемой электроэнергетической системы. Необходимые данные включают в себя номинальную мощность агрегата, номинальные скорости изменения основных режимных параметров ГТ, мощность и электрическую схему замещения приемной системы;
- Определение степени возможного упрощения модели по результатам оценки соотношения мощности приемной системы и мощности исследуемого агрегата, пропускной способности связи, длительности исследуемого переходного процесса, необходимости моделирования режимов пуска/останова, постоянной инерции системы;
- Предварительный выбор модели ГТ на основе качественного анализа параметров;
- Верификация основных характеристики модели при подаче тестовых управляющих воздействий. Настройки модели должны совпадать с соответствующими настройками систем регулирования моделируемого объекта;

- Тестовое моделирование работы агрегата в ЭЭС с учетом наиболее характерных возмущений, которые включают возмущения первой, второй и третьей группы согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем. Для проверки соответствия модели при воспроизведении нормативного возмущения требуется создать значительное отклонение частоты. Желательно провести сравнение соответствия модели и объекта по результатам осциллографирования с возможной последующей коррекцией настроек модели. Такое моделирование позволяет количественно оценить границы отклонений режимных параметров, что необходимо для режимной адаптации характеристик модели. Длительность моделирования процесса должна составлять не менее 30 секунд, при более медленном изменении мощности ГТ может потребоваться моделирование процесса в течение 100 секунд и более;
- Оценка результатов тестового моделирования и анализ дополнительных особенностей ГТ и характеристик системы, требований регионального системного оператора;
- Формирование новой модели объекта с учетом дополнительных характеристик, выбранных на предыдущем этапе. Моделирование режима ЭЭС с использованием детализированной модели служит достаточным основанием для запроса о необходимости предоставления верифицированной модели производителем оборудования или вывода о сохранении надежной работы электростанции на базе ГТ при всех нормативных возмущениях;
- Верификация характеристик выбранной модели.

Список используемых в алгоритме моделей приведены в приложении Г. Структурная схема алгоритма выбора модели ГТ в виде блок-схемы приведена в приложении Д.

Для проведения полной проверки корректности моделирования регуляторов и технологической автоматики ГТУ и ПГУ требуется воспроизведение всего спектра возможных аварийных возмущений в соответствии с рекомендациями по устойчивости энергосистем.

Увеличения соответствия модели и объекта достигается проведением ряда экспериментов с воспроизведением аварийных возмущений и последующим сопоставлением результатов цифрового моделирования с осциллограммами аварийных процессов по данным регистраторов на станции или устройств СМНР. Результаты таких экспериментов должны утверждаться АО «СО ЕЭС» при оценке достоверности модели.

Возможность гарантированной работы станции ставится в соответствие доле ситуаций, возникающих в результате воздействия нормативных и ненормативных аварийных возмущений на станцию, находящуюся в состоянии выполнения своей основной задачи, развитием которых является переход в установившийся режим и продолжением выполнения основной задачи станцией. Большинство нарушений нормальной работы ГТ приводит к ее отключению от системы и прекращению выполнения основной задачи – выдачи электроэнергии в сеть.

Большая вероятность нарушения устойчивой работы ГТ из-за неправильного действия автоматики или нарушения устойчивого горения в КС ГТ при больших возмущениях в ЭЭС требует особого подхода к оценке надежности систем с генерирующими агрегатами на базе ГТУ и ПГУ.

Требуется не только оценивать устойчивость работы ГТ в составе ЭЭС по результатам воспроизведения нормативных возмущений в соответствии с методическими рекомендациями по устойчивости энергосистем, но и проводить оценку риска нарушения устойчивой работы электростанции, обусловленные особенностями регулирования ГТ. Это имеет особую значимость, поскольку нормативные статистические данные по аварийности энергетического оборудования, используемые в расчетах в настоящее время, устарели, а для новых типов оборудования, таких как ГТУ и ПГУ статистика еще не наработана. При анализе влияющих на оценку надежности факторов необходим также учет того, что оборудование в разные периоды эксплуатации имеет различные характеристики надежности.

Проверка надежности функционирования и определение требований к установкам на базе ГТ должно происходить с учетом характеристик ГТ и количественного анализа режимных параметров в переходном процессе. Особое внимание следует уделять моделированию процессов, сопровождающихся быстрым из-

менением частоты агрегата в результате КЗ, даже при сохранении динамической устойчивости агрегата, а также процессам со значительными отклонениями частоты в ЭЭС или изолированных энергосистемах, где требуется учет зависимости мощности ГТ от частоты и переоценка объемов резерва генерирующих мощностей.

3.8 Особенности программно-аппаратной реализации моделей газотурбинных и парогазовых установок

Воспроизведение реальной режимной ситуации для проверки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) согласно Стандарта организации АО «СО ЕЭС» [98], воспроизведение аварийных ситуаций, проверка работы станций, оснащенных ПГУ и ГТУ, при слабой связи с системой или в изолированном режиме невозможна без корректного отображения динамических характеристик ГТ и их регуляторов на электродинамических и гибридных моделях. Необходимым требованием к разработке модели ГТ на базе программируемых контроллеров является возможность функционирования в реальном времени, так как модель должна отражать характеристики реальной турбины в составе гибридной или электродинамической модели генераторного агрегата.

Предпочтение аппаратному моделированию системы управления обусловлено большим быстродействием и надежностью по сравнению с программной реализацией. Системный подход к реализации цифровой модели требует использования современных платформ, например, NI CompactRIO. Данная платформа содержит три основных составляющих: процессор, обеспечивающий работу операционной системы реального времени, программируемая логическая интегральная схема (ПЛИС) и взаимозаменяемые модули ввода/вывода. Процессор обработки данных в реальном времени обеспечивает надежную работу и постоянную производительность, поддерживает математические операции с плавающей запятой, в то время как ПЛИС обеспечивает работу быстродействующих логических схем и точную синхронизацию сбора и обработки данных.

Для реализации алгоритмов управления была выбрана ПЛИС, которая является распространенным типом реконфигурируемой платформы, объединяющей

операционную гибкость, распараллеливание вычислений и скорость аппаратной платформы. Гибкость программируемой логики позволяет использовать выбираемую ширину бита, которая не привязана к 8-, 16-, или 32 битным границам процессора для обработки данных с фиксированной запятой.

В соответствии с принятыми подходами к моделированию, модели турбины и регулятора рассматриваются отдельно. Модель регулятора, реализованная на ПЛИС, может быть заменена на натурный регулятор ГТ для целей тестирования.

Отдельным вопросом при создании моделей первичных двигателей является моделирование звена чистого запаздывания, которое в ГТ отражает процесс сжигания топлива. Звенья чистого запаздывания ухудшают устойчивость регулирования. Для решения данной проблемы используются различные подходы, например, схема Смита и аппроксимационные методы [99]. Эффективным способом является разложение функции в ряд Пада или Маклорена или использовании аппроксимации H -на-бесконечности. Порядок аппроксимации выбирается исходя из задачи исследования и необходимой точности [100]. Разложение функции в ряд не работает, когда при разложении сохраняются отрицательные члены ряда. В этом случае, согласно критерию Гурвица, система считается неустойчивой, хотя на самом деле сохраняет устойчивость.

Созданный комплекс использует три отдельных процессора – на компьютере под управлением операционной системы (ОС) Windows, контроллере ОС реального времени и на ПЛИС. В связи с этим, рационально разделить общую задачу моделирования на подзадачи и распределить их по разным процессорам, в соответствии с характеристиками каждого из процессоров и требованиями конкретной подзадачи. Программные блоки (виртуальные инструменты, VI) были разработаны для каждого процессора в среде Labview. Таким образом, генерация и обработка сигналов, как основная задача приложения, осуществляется на ПЛИС, в то время как модуль реального времени используется для определения начальных условий, контроля работы и сбора данных. Верхний уровень программы на платформе Windows используется для ввода настроек и задач мониторинга. Каждый программный блок является независимым и выполняемым асинхронно и цикли-

чески сегментом исходного кода. Поэтому необходимо уделять внимание синхронной работе программных блоков и передаче данных между ними.

Переход от аналоговых к цифровым моделям требует дискретизации сигнала, которое ведет к неизбежной потере данных. Однако потери пренебрежимо малы, поскольку современные микроконтроллеры реального времени обладают чрезвычайно высокой частотой дискретизации, например, в ПЛИС CompactRIO используется квантовый генератор с частотой 40 МГц.

Тем не менее, для дискретизации требуется переход к дискретной шкале времени, т.е. преобразования передаточных функций (линейных отображений преобразований по Лапласу) к дискретным функциям, используя Z-преобразование:

$$H(z) = Z\{L^{-1}\{H\}(t)\}, \quad (8)$$

Использование точных методов для создания дискретных передаточных функций второго и выше порядков представляет сложности и увеличивает объем использованных вычислительных ресурсов. Поэтому в практических расчетах используют приближенные методы преобразования непрерывной формы функции $H(p)$ в дискретную $H(z)$. Данные методы обычно основаны на замене производной по времени на первую разность. Например, билинейное преобразование (метод Тастина) представляет собой функцию, аппроксимирующую натуральный логарифм, который является точным отображением z-плоскости на p-плоскость:

$$H(z) = H(p) \Big|_{p = \frac{2}{T} \frac{z-1}{z+1}}, \quad (9)$$

где T – период квантования (обратная к частоте дискретизации величина). Поскольку данный параметр непостоянный, при разработке модели должен учитываться пересчет дискретных передаточных функций. Одним из методов является использование виртуальных инструментов из дополнительных библиотек LabVIEW. Данный подход был использован на этапе тестирования модели. Тем не менее, из-за проблем стандартных инструментов, таких как отсутствие гибкости, высокая потребность в вычислительных ресурсах и избыточность доступных ме-

тодов аппроксимации, потребовалась реализация собственного программного блока в финальной версии программы.

Вычисление параметров уравнений проводится на ПЛИС, что позволяет поддерживать необходимую точность модели и сократить объем приложения. Полученные результаты позволяют использовать приложение для моделирования первичных двигателей, в том числе ГТ, в составе гибридных и электродинамических моделей энергосистем.

3.9 Выводы по главе

Выявлено, что точное отражение хода переходного процесса в ЭЭС с ГТУ и ПГУ становится невозможным без применения моделей данных установок в связи с неуклонным повышением скорости регулирования мощных одновальных ГТ. Турбины и их регуляторы играют менее значительную роль в исследованиях динамической устойчивости, однако их правильное моделирование является важной задачей при моделировании длительных переходных процессов, особенно при изменении частоты.

Анализ электромеханических переходных процессов, проведенный на основе представленных экспериментов, позволил сформулировать следующие выводы, важные при моделировании ГТ:

- ГТ может быть представлена постоянной мощностью только при параллельной работе со значительно превосходящей по мощности системой, причем отклонение частоты вращения не должны превышать 1% от номинальной;
- в переходных процессах с большими возмущениями и изменением нагрузки агрегата должно учитываться изменение температуры выхлопных газов ГТ;
- модель должна точно отражать характеристики ГТ во всем интервале рабочих частот вращения, длительная работа в котором разрешена изготовителем турбины;

- при исследованиях процессов при низкой частоте, необходимо точное воспроизведение скорости изменения мощности ГТ и зависимости вырабатываемой активной мощности от частоты;
- при моделировании ПГУ важно отразить динамические характеристики КУ, возможно в упрощенной форме, и режим работы ПТ, например, скользящего давления или управления давлением на входе в турбину.

Таким образом, точные модели ГТУ и ПГУ требуются при исследовании:

- длительных переходных процессов;
- возмущений в ЭЭС, приводящих к значительным отклонениям частоты
- воспроизведении тяжелых аварий и восстановления энергосистемы;
- выделении системы на изолированный район системами ЧДА и последующей работе в островном режиме.

Показаны различия в динамике регулирования ГТУ открытого цикла и ГТ, работающих в составе ПГУ. Выявлено, что отличия в способе регулирования данных агрегатов влияют на характер изменения мощности в переходном процессе.

Показано, что характеристики ГТ должны учитываться при планировании развития энергосистемы и влияют на необходимый объем резервов.

Определены условия, при которых требуется использование более точных моделей турбин, представлен алгоритм выбора модели ГТУ и ПГУ в зависимости от задачи исследования. Показаны особенности программно-аппаратной реализации модели ГТ: необходимые вычислительные методы, архитектура приложения, которая позволяет оптимально использовать вычислительные ресурсы.

Заключение

В диссертационной работе достигнута цель исследования.

Для достижения цели решен ряд поставленных задач и получены следующие результаты.

1. Выявлены значимые для моделирования характеристики ГТУ и ПГУ, по результатам анализа конфигурации ГТУ и ПГУ, переходных процессов в ЭЭС определены необходимые для моделирования ГТУ и ПГУ параметры.
2. Реализованы цифровые модели ГТУ и ПГУ, в которых учитывается ограничение скорости расхода топлива и изменения нагрузки ГТ, динамика и программы изменения положения направляющего аппарата компрессора, влияние температуры и давления атмосферного воздуха, зависимость мощности ГТ от частоты в ЭЭС; выявлено влияние установок ГТУ и ПГУ на динамику изменения и регулирование частоты в ЭЭС при изменении нагрузки в системе и отключениях части генерирующих мощностей.
3. Показано, что маневренность ГТ в установке ГТУ открытого цикла выше, чем в составе ПГУ.
4. На основании результатов сравнения существующих моделей выявлены значимые для моделирования характеристики ГТУ и ПГУ.
5. Разработан алгоритм выбора модели ГТУ и ПГУ для исследования переходных процессов в ЭЭС, которая позволяет в условиях недостатка исходных данных получить необходимую для конкретных расчётов степень детализации модели ГТУ и ПГУ для достижения рационального соотношения между точностью и временем выполнения расчетов.
6. Показано, что увеличение доли ПГУ и ГТУ в структуре составе генерирующей генерирующих мощностей ЭЭС приводят к увеличению значения величины провала частоты в ЭЭС.
7. Определено, что в энергосистемах с высокой долей ПГУ и ГТУ в структуре составе генерирующих мощностей увеличивается вероятность отключения потребителей устройствами АЧР и отключения чувствитель-

ных к изменениям частоты агрегатов из-за сниженного объема резерва регулирования.

Для проведения более подробных исследований влияния ГТУ и ПГУ на условия регулирования частоты в ЭЭС требуется не только учет изменения мощности ГТ при изменении частоты, но и характеристик нагрузки, а также верификации полученных расчетов переходных процессов по данным СМНР.

Наряду с более точным моделированием вызывает интерес развитие новых подходов к определению степени влияния условий эксплуатации оборудования на динамические характеристики ЭЭС, в том числе вероятностного подхода к оценке устойчивости ЭЭС с учетом характеристик оборудования. Новые характеристики генерирующих агрегатов энергосистемы могут влиять на существующую модель расчета объема первичного резерва регулирования в условиях энергетического рынка. Целесообразно провести анализ возможности использования ГТУ и ПГУ в рамках рынка услуг по поддержанию системной надежности. В частности, требуется экономическая оценка дополнительного увеличения маневренности ГТУ и ПГУ, а также поддержания частоты в ЭЭС с помощью впрыска пара или воды в тракт ГТ, пережога топлива, использования регулировочных возможностей ПТ или эксплуатации ПГУ и ГТУ при нагрузках, сниженных относительно номинальных значений.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применяются следующие обозначения и сокращения:

АИР – аварийная импульсная разгрузка;

АЛАР – автоматическая ликвидация асинхронного режима;

АОПЧ – автоматическое ограничение повышения частоты;

АОСЧ – автоматическое ограничение снижения частоты;

АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АРС – автоматический регулятор скорости;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

АВРЧМ – автоматическое вторичное регулирование частоты и активной мощности;

БОМ – быстродействующий ограничитель мощности;

БРОУ - быстродействующая редуционно-охладительная установка;

ВД – высокое давление;

ВНА – входной направляющий аппарат;

ГА – генерирующий агрегат;

ГДК – газодожимной компрессор;

ГТ – газовая турбина;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДР – диффузионный режим;

ЕЭС – единая энергетическая система (России);

ЕНЭС – единая национальная энергетическая сеть;

КС – камера сгорания;

КУ – котёл-утилизатор;

ЛЭП – линия электропередачи

НД – низкое давление;

НТД – нормативно-технический документ;

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты;

ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты;
ОТЗ – ограничитель темпа задания;
ПИ – пропорционально-интегральный;
ПИД – пропорционально-интегрально-дифференциальный;
ПНА – поворотный направляющий аппарат;
ПТ – паровая турбина;
ПГУ – парогазовая установка;
ПТУ – паротурбинная установка;
ПСМ – предварительное смешивание;
РК – регулирующий клапан;
РС – регулятор скорости;
САР – система автоматического регулирования;
САРЧМ – система автоматического регулирования частоты и мощности;
СМНР – система мониторинга переходных режимов;
СН – собственные нужды;
СТО – стандарт организации;
ТК – турбинный контроллер;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
ФЧХ – фазочастотная характеристика;
ЧДА – частотная делительная автоматика
ЧК – частотный корректор;
ЭАБ – электронный автомат безопасности;

Список литературы

- [1] PJM defends market structure, cautions against state intervention in new report.” [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.utilitydive.com/news/pjm-defends-market-structure-cautions-against-state-intervention-in-new-re/419014/>. [Дата обращения: 12.05.2016 г.].
- [2] Зысин Л. В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учеб. пособие. – СПб. : Изд.-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.
- [3] Лебедев А. С. Разработка отечественной энергетической газотурбинной установки среднего класса мощности с применением комплекса современных расчетно-экспериментальных методов: дис. на соиск. уч. ст. докт. техн. наук / А.С. Лебедев, Филиал ОАО «Силовые машины», 2007. – 321 с.
- [4] Александров А.С., Жуков В.В., Кузьмичев В.А. О некоторых проблемах надежности и живучести электростанций с парогазовыми установками. – Энергетик, 2012, №12.
- [5] Efficiency, gas plants push PJM capacity auction prices below expectations.” [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.utilitydive.com/news/efficiency-gas-plants-push-pjm-capacity-auction-prices-below-expectations/419806/>. [Дата обращения: 28.05.2016 г.].
- [6] CIGRE Task Force C4.02.25, "Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants", December, 2003.
- [7] IEEE Working Group on Prime Mover, «Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies’, IEEE Trans. on PAS, Vol PAS-92, Nov-Dec 1973, pp. 1904-1915.
- [8] IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, «Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies», in IEEE Trans. Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 167-179, Feb. 1992.
- [9] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, “Dynamic models for combined cycle plants in power system studies,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, no. 3, pp. 1698–1708, 1994.

- [10] Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, “Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, IEEE PES Resource Center,” 2013.
- [11] New-technical-reports [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ieee-pes.org/featured-pes-news/634-new-technical-reports>. [Дата обращения: 01.01.2016 г.].
- [12] Давыдов А. В. Исследование переменных режимов бинарных ПГУ с целью повышения маневренности, дис. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / А.В. Давыдов, ОАО «ВТИ». – Москва, 2009. – 127 с.
- [13] Радин Ю. А. Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок, дис. на соиск. уч. ст. докт. техн. наук / Ю.А. Радин, ОАО «ВТИ». – Москва, 2013. – 209 с.
- [14] Радин Ю. А. Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок, автореферат дис. на соиск. уч. ст. докт. техн. наук / Ю.А. Радин, ОАО «ВТИ». – Москва, 2013. – 54 с.
- [15] Малахов С.В. Разработка тепловых характеристик современных энергетических ГТУ при комбинированном производстве электроэнергии и тепла, дис. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / С.В. Малахов, ОАО «ВТИ». – Москва, 2012. – 126 с.
- [16] Березинец П. А. Разработка и исследование циклов, схем и режимов работы парогазовых установок: дис. на соиск. уч. ст. докт. техн. наук / П.А. Березинец, ОАО «ВТИ». – Москва, 2012. – 238 с.
- [17] Александров А.С. Разработка способов пуска газотурбинных и парогазовых установок в аварийных условиях: автореф. дисс. канд. техн. наук: 05.14.02 / А.С. Александров; НИУ «МЭИ». – Москва, 2013. – 20 с.
- [18] Хуршудян С.Р. Оптимизация режимов ПГУ при участии ее в регулировании мощности и частоты в энергосистеме (на примере ПГУ-450): автореф. дисс. канд. техн. наук: 05.13.06 / С.Р. Хуршудян; НИУ «МЭИ». – Москва, 2014. – 20 с.
- [19] Неуймин В.М. Состояние энергетического оборудования ТЭС и возможные направления его обновления. – Новое в российской электроэнергетике, 2003, № 9.
- [20] Карачев А.И., Будаков И.В., Рабенко В.С. О некоторых итогах эксплуатации современных отечественных ПГУ. – Новое в российской электроэнергети-

ке, 2007, № 12.

[21] Б.В. Кавалеров, В.П. Казанцев, Математическое моделирование электрической системы в задачах испытания и настройки средств управления газотурбинных энергетических установок, «Электротехнические комплексы и системы управления», № 1/2011.

[22] Лисовин И.Г. Повышение качества управления газотурбинной энергетической установкой на базе авиадвигателя при работе в локальной сети: дис. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / И.Г. Лисовин, ОАО «Авиадвигатель» – Пермь, 2011. – 131 с.

[23] Кавалеров Б. В. Методологические и теоретические основы автоматизации испытаний систем управления электроэнергетическими газотурбинными установками с учетом динамики электроэнергетической системы, дис. на соиск. уч. ст. докт. техн. наук / Б.В Кавалеров; ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» – Пермь, 2012. – 416 с.

[24] А. Ю. Виноградов, А. С. Герасимов, А. В. Козлов, А. Н. Смирнов, «Моделирование систем регулирования газотурбинных установок для обеспечения их надёжной параллельной работы с ЕЭС России», Электрические станции, №11, 2015 г.

[25] А. С. Герасимов, А. Н. Смирнов, Моделирование газотурбинных установок при анализе электромеханических переходных процессов, Известия НТЦ ЕЭС, 2013 г.

[26] NERC Industry Advisory: “Turbine combustor lean blowout”, Jun. 2008.

[27] Цанев С.В. «Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций» / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов . – 2-е изд., стер . – М. : Изд-во МЭИ, 2006 . – 584 с.

[28] О. В. Бахмисов, О. Н. Кузнецов, «Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС», Электричество, № 5, 2016.

[29] О. В. Бахмисов, О. Н. Кузнецов, «Экспериментальное сравнение и выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в

ЭЭС», Электричество, № 9, 2016.

- [30] О. В. Бахмисов, О. Н. Кузнецов, «Особенности представления газотурбинных и парогазовых установок в расчётах переходных процессов в электроэнергетической системе», Вестник МЭИ, №6, 2017
- [31] H. Shalan, M. Hassan, and A. Bahgat, “Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants”, in Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON’10), 2010, pp. 970–976.
- [32] L. Meegahapola and D. Flynn, “Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks”, IEEE Trans. Power Syst., vol. PP, no. 99, pp. 1–11, 2014.
- [33] M. R. Bank Tavakoli, B. Vahidi, and W. Gawlik, “An educational guide to extract the parameters of heavy duty gas turbines model in dynamic studies based on operational data,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1366–1374, 2009.
- [34] H. Asgari, X. Chen, M. B. Menhaj, and R. Sainudiin, “Artificial Neural Network–Based System Identification for a Single-Shaft Gas Turbine,” J. Eng. Gas Turbines Power, vol. 135, no. September, p. 92601, 2013.
- [35] A. Lazzaretto and A. Toffolo, “Analytical and neural network models for gas turbine design and off-design simulation,” Int. J. Appl. Thermodyn., vol. 4, no. 4, pp. 173–182, 2001.
- [36] H. Asgari, X. Chen and R. Sainudiin, “Modelling and simulation of gas turbines,” Int. J. Model. Identif. Control, vol. 20, p. 253, 2013.
- [37] H. Asgari, X. Chen and R. Sainudiin, “Considerations in Modelling and Control of Gas Turbines – a Review”, 2nd International Conference on Control, Instrumentation and Automation (ICCIA), 2011.
- [38] VII ежегодная конференция газеты ВЕДОМОСТИ. ЗАО «АПБЭ»: Перспективы развития тепловой энергетики России. Москва, 18 марта 2013 г.
- [39] “Отчет о функционировании ЕЭС России в 2013 году Подготовлен в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823).”

- [40] Карташев И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г. и др. / Под ред. Ю. В. Шарова. Управление качеством электроэнергии. — М.: ИД МЭИ, 2006.”
- [41] Калентионюк Е.В., Прокопенко В.Г., Федин В.Т. / Под общ. ред. В. Т. Федина. Оперативное управление в энергосистемах. — Минск : Вышэйшая школа, 2007.”
- [42] СТО 59012820.27.100.004-2012 Стандарт СО-ЦДУ ЕЭС. Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.”
- [43] СО 34.30.741-96 Технические требования к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций.”
- [44] С. Рычков, “Рынок системных услуг в российской электроэнергетике,” vol. 1, pp. 11–18, 2010.
- [45] Корпоративный портал «Томский политехнический университет». [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/>. [Дата обращения: 01.01.2015 г.]
- [46] Давыдов, Н.И. «Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС» / Н.И. Давыдов, Н.В. Зорченко, А.В. Давыдов, Ю.А. Радин // «Теплоэнергетика» – 2009. – №10.”
- [47] S. Bahrami, A. Ghaffari, M. Thern, C. Aurora, P. Colombo, F. Prelatoni, R. Scatoloni, and M. Brown, “Supervisory and dynamic control optimisation of Combined Cycle Power Plants,” *Energies*, vol. 44, May, pp. 633–641, 2013.
- [48] О применении турбогенераторов различных типов на парогазовых и газотурбинных электростанциях. / Ю.Е. Гуревич, Э.А. Каспаров, И.А. Лабунец, З.Г. Хвощинская, Ю.Г. Шакарян.// *Электричество*. 1996. № 6. С. 2 – 7.
- [49] Dynamic Models Package „Standard-1“, GMB Dynamic Models for PSS® Software Product Suite, Revision 1.7 / October 2012, [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/BOSL_Controllers_Standard-1.pdf, [Дата обращения: 01.01.2016 г.].

- [50] Anisha M. C. Fernandes, “Gas turbine control and load sharing of a shipboard power system”, West Virginia University, 2006.
- [51] W. I. Rowen, “Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines,” J. Eng. Power, vol. 105, no. 83, p. 865, 1983.
- [52] L.N. Hannett and Afzal Khan, “Combustion Turbine Dynamic Model Validation from Tests”, IEEE Trans, February 1993, Vol. 8, pp 152-158.”
- [53] H. Cohen, G. F. C. Rogers and H. I. H. Saravanamuttoo, Gas Turbine Theory, Longman, 4th Edition, 1996.
- [54] W. I. Rowen, “Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services,” Turbo Mach. Int., vol. 33, no. 5, pp. 26–32, 1992.
- [55] L. N. Hannett and J. W. Feltes, “Testing and Model Validation for Combined-Cycle Power Plants”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001.
- [56] Основы современной энергетики: в 2 т.: учебник для вузов по направлениям “Теплоэнергетика”, “Электроэнергетика”, “Энергомашиностроение” / Общ. ред. Е.В. Аметистов. – 5-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
- [57] K. Kunitomi, A. Kurita, Y. Tada, S. Ihara, W. W. Price, L. M. Richardson, and G. Smith, “Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions,” vol. 18, no. 2, pp. 724–729, 2003.
- [58] F.P. de Mello, «Boiler Models for System Dynamic Performance Studies’, IEEE Trans, PWRS, February 91, pp. 66-74.”
- [59] P. Pourbeik, “Modeling of combined-cycle power plants for power system studies,” 2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. (IEEE Cat. No.03CH37491), vol. 3, pp. 1308–1313, 2003.
- [60] H. Balaghi Enalou and E. Abbasi Soreshjani, “A Detailed Governor-Turbine Model for Heavy-Duty Gas Turbines With a Careful Scrutiny of Governor Features,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 30, no. 3, pp. 1435–1441, 2015.
- [61] Ольховский Г.Г. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях. Энергорынок №5, 2004 г.
- [62] Актуализированная стратегия развития Группы Интер РАО на период до 2020 года, Интер РАО, г. Москва, 13 марта 2014 г.

- [63] G. Lalor and M. O'Malley, "Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines," 2003 IEEE Bol. PowerTech - Conf. Proc., vol. 4, pp. 228–234, 2003.
- [64] G. Lalor, J. Ritchie, D. Flynn, and M. J. O'Malley, "The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 3, pp. 1456–1464, 2005.
- [65] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем М., Энергия, 1979. - 456 с.
- [66] Веников В.А. Теория подобия и моделирования, Учебное пособие для вузов. — 2-е изд., доп. и перераб.— М.: Высшая школа, 1976. — 479 с.
- [67] Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1985. — 536 с, ил.
- [68] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, "Power system stability and control." p. 1202, 1994.
- [69] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, Power System Dynamics: Stability and Control. 2008.
- [70] P. Centeno, I. Egido, and C. Domingo, "Review of gas turbine models for power system stability studies," 9th Spanish Port. Congr. Electr. Eng., pp. 1–6, 2005.
- [71] NERC MOD-027-1 – List of Acceptable Models for Use in Dynamic Simulation, PJM Interconnection," pp. 1–6, 2014.
- [72] Turbine-Governor Models, Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool.
- [73] S. K. Yee, J. V. Milanovic, and F. M. Hughes, "Overview and comparative analysis of gas turbine models for system stability studies," IEEE Trans. Power Syst., vol. 23, no. 1, pp. 108–118, 2008.
- [74] A. Bagnasco, B. Delfino, G. B. Denegri, and S. Massucco, "Management and dynamic performance of combined cycle power plants during parallel and islanding operation," IEEE Trans. Energy Convers., vol.13, no. 2, pp. 194–201, Jun. 1998."
- [75] Q. Zhang and P. L. So, «Dynamic modelling of a combined cycle plant for power

system stability studies», presented at the IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Jan. 22–27, 2000, vol. 2.

[76] US Patent #7457688 «Method and system for detection and transfer to electrical island operation», 2012.

[77] I.M. Chilvers and J.V.Milanovic. Transient analysis of a combined cycle power plant (CCGT) connected directly to the distribution network. In Power System Management and Control, 2002. Fifth International Conference on (Conf. Publ. No. 488), pages 461–46.

[78] Ольховский Г.Г. Перспективные газотурбинные и парогазовые установки для энергетики, Всероссийский теплотехнический институт, 2013 г.

[79] Robb D. Combined cycles of the future // Turbomachinery Intern. 2011. Jan._Febr. P. 24–25.

[80] Franco and C. Casarosa. On some perspectives for increasing the efficiency of combined cycle power plants. Applied Thermal Engineering, 22:1501–1518, 2002.

[81] T.S. Kim. Comparative analysis on the part load performance of combined cycle plants considering design performance and power control strategy. Energy, 29:71–85, 2004.

[82] T. Akiyama, H. Matsumoto, and K. Asakura. Dynamic simulation and its applications to optimum operation support for advanced combined cycle plants. Energy Conversion & Management, 38(15-17):1709–1723, 1997.

[83] Performance of thermal plant at low frequencies. Transpower, Frequency Standards Working Group preliminary report to the Grid Security Committee. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.gsp.co.nz/.

[84] Системный оператор Единой энергетической системы: Интервью Первого заместителя Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н.Г.Шульгинова о разработанных Правилах технологического функционирования электроэнергетических систем.” [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=press_view&tx_ttnews%5Btt_news%5D=5435. [Дата обращения: 19.05.2016].

- [85] Режимно-балансовая ситуация в ЕЭС России в ОЗП 2013/2014 г., задачи по подготовке к ОЗП 2014/2015 г.” [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/presentation/ozp_2014_04__18.pdf. [Дата обращения: 19.05.2016].
- [86] L. M. Hajagos and G. R. Berube, “Utility Experience with Gas Turbine Testing and Modeling”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001.
- [87] СТО 59012820.29.240.001-2010 «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)».
- [88] СТО 59012820.29.240.001-2010 «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_59012820.pdf. [Дата обращения: 19.05.2016].
- [89] K. Kunitomi, A. Kurita, and H. Okamoto, “Modeling Frequency Dependency of gas turbine output,” Power Eng. Soc. Winter Meet. 2001. IEEE, vol. 00, no. C, pp. 678–683, 2001.
- [90] J. M. Undrill and A. Garmendia, “Combined Cycle Plant Modeling For Grid System Simulation”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001.
- [91] K. Karoui and J-L. Vandesteene, “Simulation and Testing of the Dynamic Behavior of a 40 MW Aero-derivative Gas Turbine Genset in Islanding Situation”, Powergen 2001 Europe conference, May 2001, Brussels.
- [92] L. Balling, “Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants,” Mod. Power Syst., no. January, pp. 35–41, 2011.
- [93] A. G. Fallis, “Grid requirements on CCGT plants.” [Электронный ресурс]. <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/2a65278599fd0774f23cd0377c2b3809.pdf>. [Дата обращения: 01.01.2016].
- [94] NERC, “Balancing and frequency control,” p. 53, 2011.

- [95] Combined & Simple Cycle Power Plant Solutions | GE Power.” [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://powergen.gepower.com/products/power-plants.html>. [Дата обращения: 12.05.2016 г.].
- [96] СТО 17230282.27.040.002-2008 Газотурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Дата введения - 2008-10-01.
- [97] Exhaust Temperature Spreads - MDA Turbines.” [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.mdaturbines.com/resources/exhaust-temperature-spreads/>. [Дата обращения: 04.06.2016].
- [98] СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения синхронных генераторов».
- [99] M. a. R. AboShady, M. a. Hindy, H. Shatla, R. Elsagher, and M. S. Abdel-Moteleb, “Novel transport delay problem solutions for gas plant inlet pressure control,” J. Electr. Syst. Inf. Technol., vol. 1, no. 2, pp. 150–165, 2014.
- [100] N.Kishor, S.P. Singh, and A.S. Raghuvanshi, Dynamic simulations of hydro turbine and its state estimation based LQ control. Energy Conversion and Management, 47(18-19): pp. 3119-3137, 2006.

Приложение А. Список параметров и констант, использованных в моделях

f	текущая скорость вращения;
f_0	номинальное значение частоты вращения;
$f_{l \max}$	максимальное положение топливного регулятора;
$f_{l \min}$	минимальное положение топливного регулятора;
F_D	уровень нагрузки;
ECR	транспортная задержка на сжигание топлива в КС;
ETD	транспортная задержка выходного патрубка;
$i_{g \max}$	максимальное положение открытия ВНА;
$i_{g \min}$	минимальное положение открытия ВНА;
K_F	коэффициент обратной связи;
K_i	коэффициент усиления регулятора ВНА;
K_{drp}	коэффициент статизма регулятора скорости;
K_i	коэффициент усиления регулятора ВНА;
K_{tc}	коэффициент усиления регулятора температуры;
K_{rs}	коэффициент распространения защитного кожуха;
K_{ri}	коэффициент интегрирования защитного кожуха;
L_{igv}	текущее положение ВНА;
$n_{\text{факт}}$	фактическое значение частоты;
$n_{\text{задан}}$	заданное значение частоты;
n	номинальная скорость вращения;
P_A	атмосферное давление;
P, P_{EL}	активная мощность генератора;
P_{GT}, P_{MGT}	мощность газовой турбины;
$P_{\text{задан.}}$	заданное значение мощности;
P_n	номинальная мощность;
T_f	температура на входе турбины;
T_E	измеренное значение температуры выхлопных газов;
T_A	температура окружающей среды;
T_C, T_x	расчетное значение температуры выхлопных газов;
T_{ISO}	температура по ISO;
T_R	предельное значение температуры выхлопных газов;
T_{RA}	значение T_R с учетом текущего значения температуры наружного воздуха;
τ_{drp}	постоянная времени регулятора скорости;
τ_{fd}	постоянная времени топливного регулятора;
τ_f	постоянная времени системы топливоподачи;
τ_v	постоянная времени позиционера топливного клапана;
τ_{CD}	постоянная времени нагнетания компрессора;
τ_T	постоянная времени регулятора температуры;
T_I	постоянная инерции ротора турбины;
T_J	постоянная инерции эквивалентного генератора;
T_{tr}	постоянная времени термопары;
T_{rs}	постоянная времени защитного кожуха;
T_v	постоянная времени регулятора ВНА;
T_i	постоянная времени привода ВНА;
T_{tr}	постоянная времени термопары;
T_{rs}	постоянная времени защитного кожуха;
T_v	постоянная времени регулятора ВНА;
T_i	постоянная времени привода ВНА;
W	расход воздуха;

W_x	расход выхлопных газов;
W_D	расход продуктов сгорания;
ω	скорость вращения ротора;
ω_0	уставка по частоте вращения;
$\omega_{ном}$	номинальная частота вращения ротора;
Y_P	выходной сигнал регулятора мощности;
Y_N	выходной сигнал регулятора частоты вращения;
Y_{MIN}	выходной сигнал регулятора частоты вращения
a, b, c	коэффициенты передаточной функции топливного регулятора
X, Y, Z, W	коэффициенты передаточной функции регулятора скорости

модель GGOV1 [72]	
R	коэффициент статизма
TPELEC	постоянная времени датчика измерения электрической мощности
MAXERR	ограничение сверху значения сигнала рассогласования по скорости
MINERR	ограничение снизу значения сигнала рассогласования по скорости
KPGOV	коэффициент усиления пропорционального канала регулятора скорости
KIGOV	коэффициент усиления интегрального канала регулятора скорости
KDGOV	коэффициент усиления дифференциального канала регулятора скорости
TDGOG	постоянная времени дифференцирующего канала регулятора скорости
VMAX	максимальное значение открытия регулирующего клапана
VMIN	минимальное значение открытия регулирующего клапана
TACT	постоянная времени сервомотора
KTURB	коэффициент демпфирования турбины
WFNL	расход топлива в режиме холостого хода
TB, TC	постоянные времени передаточной функции турбины
TENG	постоянная времени звена чистого запаздывания (для дизельного двигателя)
TFLOAD	постоянная времени ограничителя нагрузки
KPLOAD	пропорциональный коэффициент усиления ограничителя нагрузки (для пропорционально-интегрального регулятора)
KILOAD	интегральный коэффициент усиления ограничителя нагрузки (для пропорционально-интегрального регулятора)
LDREF	уставка ограничителя нагрузки
DM	коэффициент чувствительности к изменению скорости
ROPEN	максимальная скорость открытия регулирующего клапана
RCLOSE	минимальная скорость открытия регулирующего клапана
KIMW	коэффициент усиления регулятора мощности
PMWSET	уставка по мощности
ASET	уставка ограничителя ускорения
KA	коэффициент усиления ограничителя ускорения
TA	постоянная времени ограничителя ускорения
TRATE	базисное значение мощности
DB	зона нечувствительности регулятора скорости
TSA, TSB	постоянные времени звена измерения температуры
RUP	максимальное значение превышения нагрузки относительно допустимой
RDOWN	максимальное значение снижения нагрузки относительно допустимой

модель CIGRE [6]	
Rp	коэффициент обратной связи по электрической мощности
Tr	постоянная времени регулятора электрической мощности
Rv	коэффициент обратной связи по скорости
Kmwp	коэффициент усиления пропорционального канала основного контура регулирования по мощности
Kmwi	коэффициент усиления интегрального канала основного контура регулирования по мощности
rfmax	ограничение максимального значения сигнала регулятора мощности
rfmin	ограничение минимального значения сигнала регулятора мощности
MWset	задание по мощности в относительных единицах, в случае если регулятор мощности находится в работе
Lset	уставка по нагрузке/скорости
Dbd	ширина зоны нечувствительности регулятора скорости
Err	ограничение в случае ошибки
Ta	постоянная времени дифференцирующего канала регулятора ускорения
aset	ограничение по ускорению
Kpg	коэффициент усиления пропорционального канала регулятора скорости
Kig	коэффициент усиления интегрального канала регулятора скорости
Kdg	коэффициент усиления дифференциального канала регулятора скорости
Tdg	постоянная времени дифференцирующего канала регулятора скорости
Kpa	коэффициент усиления пропорционального канала регулятора ускорения
Kia	коэффициент усиления интегрального канала регулятора ускорения
Kpt	коэффициент усиления пропорционального канала регулятора температуры
Kit	коэффициент усиления интегрального канала регулятора температуры
max	максимальное значение открытия регулирующего клапана
min	минимальное значение открытия регулирующего клапана
Tlimit	уставка ограничения по температуре
Tthcp	постоянная времени термопары;
Tn	постоянные времени передаточной функции защитного кожуха
Td	постоянные времени передаточной функции выходного патрубка
Tv	постоянная времени топливной системы
Vmax	максимальное значение открытия регулирующего клапана
Vmin	минимальное значение открытия регулирующего клапана
Fm	коэффициент расхода топлива, равен 1.0 или пропорционален скорости
Wfo	расход топлива при работе с номинальной скоростью в режиме холостого хода
Kt	коэффициент демпфирования турбины
Ttn1, Ttn2, Ttd1, Ttd2	постоянные времени передаточной функции турбины
F(x)	характеристическая зависимость турбины

Приложение Б. Параметры модели газотурбинной установки

Параметр	Величина	Ед. измерения
T_{fd}	0,0625	сек.
K_3	0,77	отн.ед.
T_f	0,4	сек.
T_{cd}	0,1	сек.
K_{drp}	25	отн.ед.
T_{drp}	0,05	сек.
T_t	232,22	сек.
T_s	3,3	отн.ед.
E_{td}	0,01	сек.
T_r	510	°C
afl	371,11	отн.ед.
bfl	287,78	отн.ед.
T_v	0,05	отн.ед.
T_c	510	°C
T_{igv}	3	сек.
T_i	20	сек.
K_i	4	отн.ед.
E_{cr}	0,01	сек.
$f_{l\ min}$	0,15	отн.ед.
igv_{min}	0,095	отн.ед.
$f_{l\ max}$	0,77	отн.ед.
igv_{max}	1	отн.ед.

Приложение В. Исходные данные и параметры режима четырнадцатиузловой схемы

Данные по узлам

№уз	тип	Uном	Вш (смк+ мСм инд-)	Напряжение фаза,град	Мощность нагрузки Р,МВт Q,МВар	Мощность генерации Р,МВт Q,МВар	Пределы генерации Qmax,МВар Qmin,МВар
1	3	230.0	—	0.000	243.800	100.39 -16.55	
2	2	230.0	—	-4.983	240.350	21.70 12.70	60.00 43.56 50.00 -40.00
3	2	230.0	—	-12.725	232.300	94.20 19.00	120.00 25.08 40.00 0.00
4	1	230.0	—	-10.313	234.064	47.80 -3.90	
5	1	230.0	—	-8.774	234.488	7.60 1.60	
6	2	115.0	—	-14.221	123.050	11.20 7.50	20.00 12.73 24.00 -6.00
7	1	115.0	—	-13.360	122.075		
8	2	115.0	—	-13.360	125.350	100.00 17.62	24.00 -6.00
9	1	115.0	1.437	-14.939	121.432	29.50 16.60	
10	1	115.0	—	-15.097	120.863	9.00 5.80	
11	1	115.0	—	-14.791	121.544	3.50 1.80	
12	1	115.0	—	-15.076	121.347	6.10 1.60	
13	1	115.0	—	-15.156	120.794	13.50 5.80	
14	1	115.0	—	-16.034	119.086	14.90 5.00	

Данные по ветвям

нач	кон	R, Ом	X, Ом	B, мСм	Ктр
(смк+ инд-)					
1	2	10.2520	31.3009	0.0998	-
1	5	28.5819	117.9882	0.0930	-
2	3	24.8577	104.7261	0.0828	-
2	4	30.7402	93.2733	0.0643	-
2	5	30.1266	91.9825	0.0654	-
3	4	35.4483	90.4749	0.0242	-
4	5	7.0622	22.2762	0.0000	-
4	7	0.0000	105.8105	0.0000	0.511247
4	9	0.0000	276.2604	0.0000	0.515996
5	6	0.0000	115.8037	0.0000	0.536481
6	11	12.5611	26.3045	0.0000	-
6	12	16.2548	33.8309	0.0000	-
6	13	8.7483	17.2282	0.0000	-
7	8	0.0000	23.2958	0.0000	-
7	9	0.0000	14.5488	0.0000	-
9	10	4.2069	11.1751	0.0000	-
9	14	16.8103	35.7578	0.0000	-
10	11	10.8511	25.4013	0.0000	-
12	13	29.2167	26.4341	0.0000	-
13	14	22.6055	46.0256	0.0000	-

Параметры режима сети

	нач	кон	R _{нач} ,МВт	Q _{нач} ,МВар	I _{нач} ,А	R _{кон} ,МВт	Q _{кон} ,МВар	I _{кон} ,А
--	-----	-----	-----------------------	------------------------	---------------------	-----------------------	------------------------	---------------------

1	2	156.88	-20.40	374.65	-152.59	27.68	372.51	
1	5	75.51	3.85	179.05	-72.75	2.23	179.20	
2	3	73.24	3.56	176.13	-70.91	1.60	176.29	
2	4	56.13	-1.55	134.89	-54.45	3.02	134.53	
2	5	41.52	1.17	99.77	-40.61	-2.10	100.13	
3	4	-23.29	4.47	58.93	23.66	-4.84	59.56	
4	5	-61.16	15.82	155.82	61.67	-14.20	155.82	
4	7	28.07	-9.68	73.25	-28.07	11.38	143.28	
4	9	16.08	-0.43	39.68	-16.08	1.73	76.89	
5	6	44.09	12.47	112.81	-44.09	-8.05	210.28	
6	11	7.35	3.56	38.33	-7.30	-3.44	38.33	
6	12	7.79	2.50	38.37	-7.71	-2.35	38.37	
6	13	17.75	7.22	89.89	-17.54	-6.80	89.89	
7	8	0.00	-17.16	81.17	-0.00	17.62	81.17	
7	9	28.07	5.78	135.56	-28.07	-4.98	135.56	
9	10	5.23	4.22	31.94	-5.21	-4.18	31.94	
9	14	9.43	3.61	47.99	-9.31	-3.36	47.99	
10	11	-3.79	-1.62	19.66	3.80	1.64	19.66	
12	13	1.61	0.75	8.48	-1.61	-0.75	8.48	
13	14	5.64	1.75	28.24	-5.59	-1.64	28.24	

Приложение Г. Список используемых в работе моделей газовых турбин

Номер модели	Название	Номер рисунка	Источник
1	GAST	Рисунок 61	[72]
2	GAST2A	Рисунок 62	[51]
3	-	Рисунок 63	[54]
4	GGOV1	Рисунок 64	[72]
5	CIGRE	Рисунок 65	[6]
6	-	Рисунок 66	-
7	-	Рисунок 67	-
8	-	Рисунок 68	-

Приложение Д. Алгоритм выбора модели газовой турбины для исследования процессов в электроэнергетической системе

