

УДК 621.311.001.57

DOI: 10.24160/1993-6982-2017-5-15-24

Особенности представления газотурбинных и парогазовых установок в расчетах переходных процессов в электроэнергетической системе

О.В. Бахмисов, О.Н. Кузнецов

Газотурбинные и парогазовые установки составляют значительную долю в составе генерирующих мощностей. Новые условия энергетического рынка влияют на свойства электроэнергетической системы, причем в отдельных странах газовые турбины являются основным резервом регулирования частоты. В подобных условиях точное моделирование газовых турбин с учетом их особенностей становится значимой задачей. Детальное представление газовой турбины невозможно без тщательного анализа действий систем регулирования в ходе переходного процесса.

Описаны характерные особенности газотурбинных и парогазовых установок, учет которых необходим при исследовании электромеханических переходных процессов и регулирования частоты в энергосистеме. К ним относятся: снижение максимальной мощности газовой турбины при отклонениях частоты относительно номинальной, неустойчивая работа систем регулирования и срыв факела при больших возмущениях, вызванных короткими замыканиями или резкими изменениями нагрузки. Дан сравнительный анализ и представлены рекомендации по выбору моделей газотурбинных установок, используемых в современных программных комплексах, в зависимости от задач исследования и режимов работы электростанции. Приведены расчеты электромеханических переходных процессов в электроэнергетической системе с использованием различных моделей газовых турбин. Показаны различия в действии систем регулирования газотурбинных и парогазовых установок в переходных процессах. Рассмотрены проблемы влияния газотурбинных установок на электроэнергетическую систему с большой долей возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: газотурбинные и парогазовые установки, динамическое моделирование, возобновляемые источники энергии.

Для цитирования: Бахмисов О.В., Кузнецов О.Н. Особенности представления газотурбинных и парогазовых установок в расчетах переходных процессов в электроэнергетической системе // Вестник МЭИ. 2017. № 5. С. 15—24. DOI: 10.24160/1993-6982-2017-5-15-24.

Consideration of Gas-Turbine and Combined-Cycle Plants in an Analysis of Transients in an Electric Power System

O.V. Bakhmisov, O.N. Kuznetsov

Gas turbine units and combined-cycle plants account for a significant share in the mix of generating capacities. New conditions of the energy market have an effect on the electric power system features. In some countries, gas turbines have become the main reserve for frequency control in the grid. Under such conditions, accurate modeling of gas turbines with due regard to their specific features is becoming of significant importance. A detailed gas turbine model cannot be constructed without carefully analyzing the behavior of the gas turbine unit control systems during transients.

The article describes the specific features of gas turbine units and combined-cycle plants that have to be taken into account in studying electromechanical transients and frequency control matters in the grid. These features include, in particular, a drop of the gas turbine maximum power output during frequency excursions with respect to its nominal level, unstable operation of control systems, and blowout under the conditions of large disturbances caused by short-circuit faults or abrupt changes of load. The gas turbine models used in the modern software systems are subjected to a comparative analysis, and recommendations on selecting the gas turbine model are given depending on the study objectives and power plant operating modes. Calculations of electromechanical transients in an electric power system carried out using different gas turbine models are presented. Differences between the behavior of gas turbine unit and combined-cycle plant control systems during transients are shown. Some problems concerned with the influence of gas turbine units on the performance of a power system containing a large fraction of renewable sources of energy are discussed.

Key words: gas turbine units, combined-cycle plants, dynamic simulation, renewable sources of energy.

For citation: Bakhmisov O.V., Kuznetsov O.N. Consideration of Gas-Turbine and Combined-Cycle Plants in an Analysis of Transients in an Electric Power System. MPEI Vestnik. 2017; 5:15—24. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2017-5-15-24.

Введение

В условиях рыночной энергетики высокий коэффициент полезного действия (КПД) крупных газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ, ПГУ) является стимулом строительства энергоблоков данного типа для генерирующих компаний [1]. Более половины вновь сооружаемых энергетических мощностей используют ГТУ и ПГУ, а в некоторых странах эта величина к 2005 г. достигла 90 % [2]. Процесс увеличения доли газовых турбин (ГТ) происходит и в ЕЭС России, где выработавшие ресурс тепловые электростанции (ТЭС) с паровыми турбинами заменяются на ГТУ и ПГУ. Сооружение ПГУ мощностью 100...450 МВт предусмотрено в 26 проектах технического перевооружения ТЭС [3]. Введенный механизм сокращения мощности вынужденной генерации значительно увеличит долю новых электростанций в составе генерирующей мощности, большую часть которых составляют ГТУ и ПГУ [4].

Особенности современного энергетического рынка заставляют рассматривать резервы регулирования как ресурс, ценный с технической и экономической точек зрения. Дефицит установленной мощности в энергосистемах европейских стран вместе с избытком мощности возобновляемых источников энергии (ВИЭ) приводит к необходимости применения дополнительных мер по поддержанию системной надежности. Значение электростанций с ГТ в поддержании частоты в энергосистеме возрастает, а в некоторых странах ГТУ и ПГУ становятся основным ресурсом регулирования частоты.

Увеличивающаяся доля генерирующих агрегатов на базе ГТ обуславливает необходимость повышения точности моделирования ГТ в переходных процессах электроэнергетической системы (ЭЭС), а также учета значимых особенностей данного типа генерации, что позволит корректно оценить влияние генерирующих агрегатов этого типа на устойчивую работу системы в целом.

Особенности моделирования газотурбинных и парогазовых установок в электроэнергетической системе

Системы управления ГТУ и ПГУ достаточно сложны, поэтому при исследовании поведения ЭЭС целесообразно рассматривать только те регуляторы, которые влияют на характеристики ГТ при изменении параметров режима электрической сети.

В зависимости от режима работы ГТ скорость изменения мощности ограничивается регуляторами с заданными ограничениями темпа и пределами изменения параметров:

- регулятором скорости;
- регулятором температуры, необходимым для ограничения мощности ГТ при заданной температуре горения;
- регулятором ускорения, который используется преимущественно во время пуска и ограничивает ускорение при разгоне агрегата, снижая термическое воздействие.

В исследованиях ЭЭС наибольший интерес представляют режимы параллельной работы электрической станции с энергосистемой. Таким образом, появляется возможность упростить модель ГТ и системы регулирования, исключив из модели регулятора алгоритмы, связанные с пуском и работой ГТ до синхронизации агрегата с энергосистемой. Такое упрощение возможно, поскольку основным режимом работы системы регулирования ГТ после синхронизации с ЭЭС является режим поддержания мощности с коррекцией по частоте, дополнительным — режим регулирования скорости вращения [5].

Структурные схемы и описания моделей ГТУ и ПГУ, используемые в данной работе, приведены в [6—10]. В научных публикациях и библиотеках программных комплексов представлен широкий ряд моделей ГТ, в силу чего выбор подходящей для исследования модели ГТ осложняется. По данным Western Electricity Coordinating Council и Eastern Interconnection, в 30...50 % случаев модель генерирующего агрегата не включает модели турбины и регулятора скорости. Для представления характеристик газотурбинных агрегатов примерно в 63 % случаев используется модель GAST, в 17 % — GAST2A, в 20 % — GGOV1 [11]. Модель GAST внесена в список разрешенных PJM для использования при динамическом моделировании ЭЭС в силу распространенности, однако не должна использоваться при моделировании вновь вводимых установок [12]. Подробное описание и анализ моделей GAST, GAST2A, CIGRE, GGOV1 представлены в [13—16].

Подробное моделирование ГТ не подходит для исследования процессов в ЭЭС по двум причинам. Во-первых, подбор всех необходимых параметров для такого моделирования чрезвычайно трудоемок. Во-вторых, контуры управления, связанные с внутренними параметрами газотурбинного двигателя, относительно мало влияют на процессы в системе.

Принцип построения и степень детализации модели ГТУ зависят от вида и длительности протекания исследуемого процесса ЭЭС. Модели, анализируемые в статье, применяются в основном для исследования условий устойчивости электрической части системы, где необходимо лишь качественное функциональное отражение характеристик газотурбинной установки, которые существенно влияют на динамические свойства агрегата, что и требуется для исследования электро-механических переходных процессов в ЭЭС [16]. Моделирование процессов в ЭЭС с помощью расчетных программ позволяет выявить различия в функциональных характеристиках моделей [17].

Основные модели, применяемые для моделирования газотурбинной установки в составе электроэнергетической системы

Расчеты переходных процессов различной длительности в ЭЭС с ПГУ и ГТУ при изменениях нагрузки и

приложении нормативных аварийных возмущений проводились в программном комплексе DIgSILENT Power Factory. Была взята модель синхронного генератора с регулятором возбуждения сильного действия. Модель системы возбуждения построена на базе модели типа EXELI. Модели ГТ устанавливаются на генерирующий агрегат в тестовой схеме поочередно, чтобы избежать взаимного влияния на динамические характеристики. Настройки регуляторов выбраны идентичными.

Исследование проведено на примере двухмашинной тестовой схемы станция – приемная система, показанной на рис. 1. На станции установлен ГА мощностью 178,5 МВт, мощность которого передавалась 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 использовано включение/отключение от системы дополнительной нагрузки мощностью 200 МВт или короткое замыкание (КЗ) вблизи шин станции.

Для сравнения характеристик моделей GAST и GAST2A проведено сопоставление динамики регулирования ГТ при изменении нагрузки агрегата. Модель GAST является одной из самых простых моделей и не содержит регуляторов температуры и ускорения, которые имеются в GAST2A. При использовании модели

GAST2A пренебрегают влиянием выключателя нагрузки (ВНА) и принимают постоянной уставку температурного регулятора.

На рис. 2 приведено сравнение изменения механической мощности ГТ для моделей GAST и GAST2A в переходном процессе при проходящем КЗ длительностью 0,25 с.

Наиболее простые модели могут применяться для моделирования ГТУ, работающей на ЭЭС, значительно превосходящей электростанцию по мощности, при этом влияние отдельной ГТ на отклонение частоты в системе минимально. В кратковременных электро-механических переходных процессах возможно задать мощность ГТ постоянной, т. е. не включать модель турбины и регулятора скорости в динамическую модель агрегата. Динамические характеристики ГТ не могут оказать существенного влияния на переходный процесс, поскольку обладают малой скоростью регулирования. Основным сигналом регулирования является рассогласование по скорости вращения, которая значительно отклоняется от номинального значения только при затяжных КЗ, возникающих при отказах коммутационного оборудования или неправильной работе релейной защиты и автоматики. Больше влияние на динамическую устойчивость оказывают механическая постоянная инерции агрегата, алгоритмы аварийного

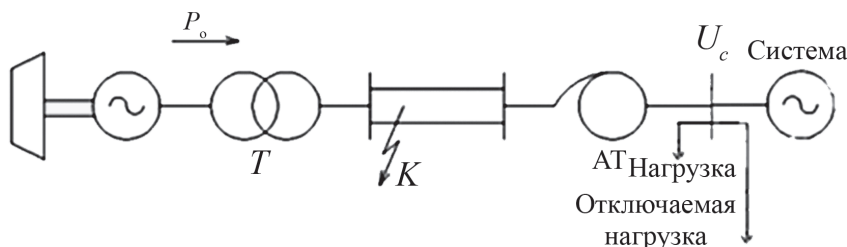


Рис. 1. Двухмашинная тестовая схема

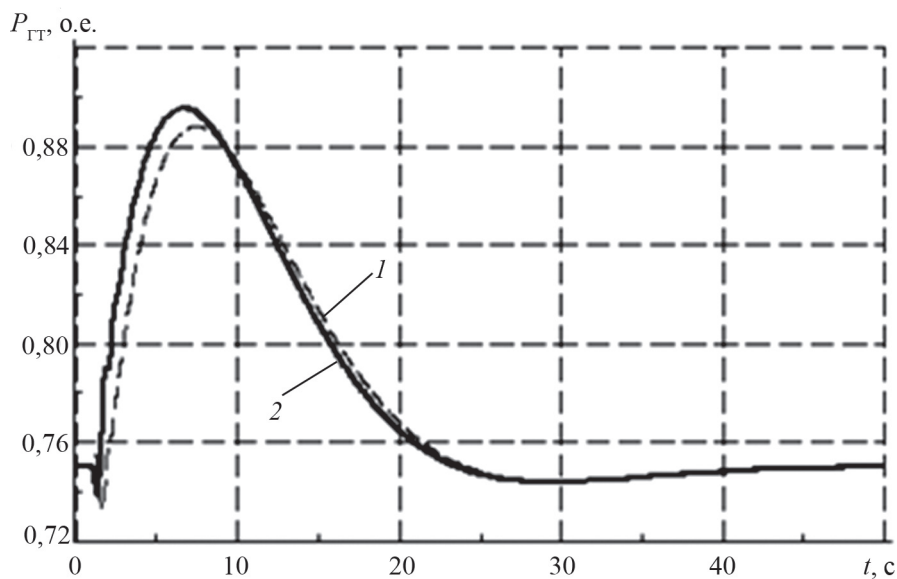


Рис. 2. Изменение активной мощности $P_{ГТ}$ в моделях турбин GAST (2) и GAST2A (1) при проходящем КЗ длительностью 0,25 с

управления и защиты, в том числе и критерии перевода газовой турбины из режима поддержания мощности в режим регулирования скорости вращения.

Для моделирования ГТ в ЭЭС при проведении исследования режимов работы электрических станций при их параллельной работе с большой системой, где учет влияния отклонений частоты не требуется, подходят модели GAST, GAST2A и GGOV1. Они описывают нормальный режим работы ГТ с приемлемой точностью, хотя и не отражают характеристики конкретного агрегата. Модель GGOV1 применяется, когда нужно отразить действие современных регуляторов скорости ГТ, при этом отражения процессов в газотурбинном двигателе в моделях GAST, GAST2A и GGOV1 принципиально не отличаются. 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 подходит модель CIGRE [8] и модели, описанные в [18—21].

При необходимости моделирования пропорционально-интегральных (ПИ) и пропорционально-интегрально-дифференциальных (ПИД) регуляторов скорости следует применять модели GGOV1 и CIGRE или более поздние, либо ввести дополнительные каналы регулирования в регулятор скорости моделей GAST/GAST2A. Модель GGOV1 также позволяет учитывать зависимость максимальной мощности ГТ от параметров атмосферного воздуха, влияющих на максимальную мощность ГТ [8].

Простейшие модели ГТ отражают линейную зависимость мощности ГТ от частоты вращения. При отклонении частоты от номинальной более чем на 1 Гц отличия действительной и линеаризованной характеристики становятся значительными, что служит ограничением в применении подобных моделей. Отметим, что моделирование генерирующего агрегата без учета модели турбины становится менее точным в связи с неуклонным повышением скорости регулирования мощных одновальных газовых турбин [22].

Точность представления ГТУ должна возрастать с увеличением длительности исследуемого процесса и приложенных возмущений, при этом решающее значение имеет адекватное моделирование системы автоматического регулирования ГТ.

Моделирование электромеханических переходных процессов при больших возмущениях подтверждает необходимость уточнения модели ГТ для точного отражения свойств объекта в рассматриваемой схеме ЭЭС, а для учета влияния систем автоматического управления энергоблоков требуется количественный анализ изменения режимных параметров в переходном процессе.

В России ГТУ большой мощности нашли широкое применение в составе ПГУ. Для корректного моделирования ПГУ следует отразить динамические харак-

теристики ГТ, в том числе при значительных отклонениях частоты, и смоделировать связь паротурбинной установки (ПТУ) и ГТУ через котел-утилизатор (КУ) с учетом постоянных времени паровых объемов. Из-за большой постоянной времени КУ изменение мощности ПТ при работе в режиме скользящего давления будет оказывать влияние только в процессах длительностью порядка минут и десятков минут. Для отображения динамических характеристик КУ достаточно апериодического звена с соответствующей постоянной времени.

Для выбора конкретной модели необходим дальнейший анализ характеристик исследуемых переходных процессов, однако общая методика такого выбора модели не разработана. Кроме того, отдельного анализа заслуживают особенности систем регулирования и защиты ГТ, которые оказывают влияние на процессы в ЭЭС.

Для систематизации описания различных моделей ГТ в таблице приведено сравнение основных моделей, выполненное на основе [14].

Характерные особенности газовых турбин, влияющие на ход электромеханических переходных процессов

К характерным особенностям ГТУ и ПГУ, требующим внимания при исследовании электромеханических переходных процессов, относятся:

- снижение мощности ГТ при работе с частотой вращения, отличной от номинальной, и особенности работы технологических систем ГТ при отклонении частоты в ЭЭС;
- отличия регулировочной способности ГТ открытого цикла и цикла ПГУ;
- снижение устойчивости горения при резком изменении нагрузки ГТ, вызванном возмущениями в ЭЭС;
- ограниченный регулировочный диапазон и повышение уровня выбросов и снижение КПД ГТ при частичных нагрузках.

Рассмотрим более подробно каждую из особенностей.

В энергосистемах с дефицитом активной мощности и вероятностью значительных снижений частоты требуется моделирование зависимости максимальной мощности ГТ от частоты в ЭЭС.

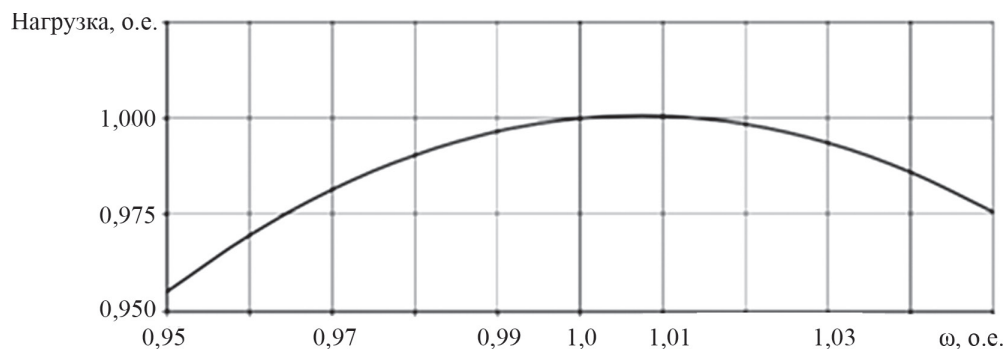
Исследованию зависимости характеристик ГТ от частоты посвящены работы [18—21]. При понижении частоты в энергосистеме производительность ГТ падает из-за уменьшения потока воздуха, создаваемого компрессором. Эта особенность ГТ усиливает начальное снижение частоты в ЭЭС и может служить причиной развития аварийной ситуации.

Пример зависимости максимальной мощности ГТ от частоты представлен на рис. 3.

В большинстве случаев ГТУ работает в узком частотном диапазоне, поэтому не требуется воспроизведе-

Сравнение основных параметров различных моделей газовых турбин

Параметр	GAST	GAST2A	Rowen	IEEE	С зависимостью от частоты	CIGRE	GGOV1
Источник	[23]	[23]	[6]	[10]	[24]	[8]	[24]
Конфигурация установки	Модель одновальной ГТ					Модель ПГУ	Может использоваться для моделирования ГТ или любой тепловой станции
Возможность использования в составе модели ПГУ	Нет		Да			Нет	
Моделирование ГТ и регуляторов	Совмещенное			Раздельное		Совмещенное	
Представление ГТ	Упрощенное, два алгебраических уравнения и звена чистого запаздывания	Упрощенное, три алгебраических уравнения и звена чистого запаздывания	Упрощенное, три алгебраических уравнения и звена чистого запаздывания	Подробное, с учетом термодинамики	Упрощенное, пять алгебраических уравнений и одно звено чистого запаздывания	Передающая функция второго порядка	Линейные передающие функции без подробного термодинамического представления
Моделирование ВНА	Нет		Да			Нет	
Моделирование регулятора ускорения	Нет	Да		Нет	Да		
Расчет теплоты расхода выходных газов W_x	Нет		Да			Нет	
Расчет давления на выходе из компрессора	Нет				Да	Нет	

Рис. 3. Зависимость производительности ГТ от частоты вращения ω

дение статической характеристики момента турбины от скорости во всем скоростном диапазоне, как она представляется для нерегулируемой машины. Однако при глубоких снижениях частоты (более 1 Гц) зависимость максимальной мощности от частоты отличается от линейно-пропорциональной и не может быть смоделирована путем умножения сигнала открытия топливного клапана на текущее значение скорости в относительных единицах, как это сделано в большинстве моделей — GAST, GAST2A, CIGRE, GGOV1. Значительное отклонение скорости вращения (более 5 % от номинальной) не может быть реализовано из-за действия ограничительных регуляторов, отключающих генерирующий агрегат от энергосистемы.

Для увеличения уровня надежности работы ЭЭС существует практика определения нормативных требований к установкам на базе ГТ. Они заключаются в поддержании более высокой мощности ГТ при по-

ниженных частотах по сравнению с естественной характеристикой мощности. Производители улучшают маневренные характеристики оборудования для соответствия этим требованиям [22]. Необходимое для соответствия требованиям энергосистемы увеличение мощности ГТ при сниженных частотах показано на рис. 4 как дополнительная мощность ГТ. Номинальная мощность ГТ рассчитывается как отношение номинальной мощности при номинальной частоте к номинальной мощности ГТ при сниженной частоте. При отсутствии установленных требований генерирующие компании не стремятся улучшать маневренные характеристики ГТ, если дополнительные вложения не компенсируются при оказании услуг по поддержанию системной надежности [23 — 25].

Возможность срабатывания технологических защит ГТ показана на примере эксперимента в тестовой схеме. С целью обеспечения условий срабатывания

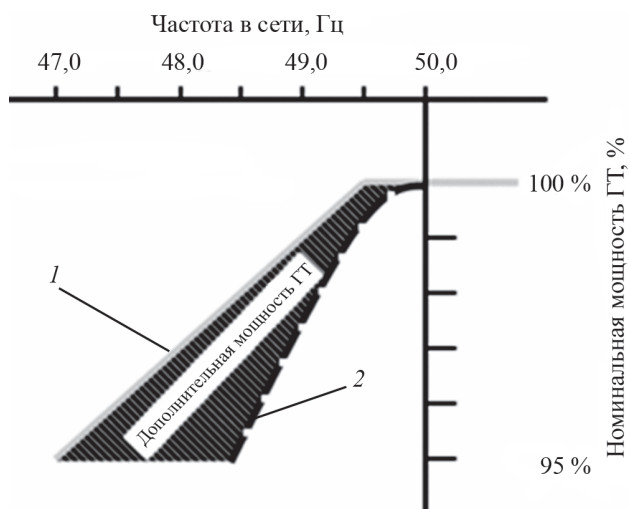


Рис. 4. Требования к работе ГТ в ЭЭС [25]:

1 — требование; 2 — характеристика

технологической автоматики ГТ в модельных экспериментах предполагается, что автоматика автоматической частотной разгрузки (АЧР) не сработала. Было воспроизведено действие второй ступени частотной делительной автоматики (ЧДА); с уставкой 47,5 Гц — выделение станции для изолированной работы с небалансом активной мощности. Срабатывание ЧДА и выделение ГТ на изолированный энергорайон со сбалансированной нагрузкой приводит к возрастанию частоты до 53 Гц. Изменение частоты электрического тока системы в переходном процессе показано на рис. 5.

Технологическая защита ГТ действует на отключение агрегата от сети при превышении значения частоты уставки с учетом выдержки времени. Таким образом, в данном случае высока вероятность срабатывания технологической защиты блока от повышения частоты, действующей на отключение генератора. При анализе переходных процессов длительностью более 1 с следует принимать во внимание особенности технологической автоматики и защиты ГТ, которые не отражены в рассматриваемых моделях. Такими крите-

риями обычно являются текущая величина загрузки и скорость снижения мощности генератора, а также скорость увеличения частоты вращения [26].

При значительной доле ГТУ и ПГУ в ЭЭС следует обращать внимание как на особенности работы ГТ при сниженных частотах, так и на различия процесса регулирования ГТ открытого цикла и ГТ в составе ПГУ.

Представлено сравнение моделей ГТ, работающих в открытом цикле и в составе ПГУ. Изменение мощности турбины в переходном процессе при повышении частоты показано на рис. 6, изменение температуры — на рис. 7.

При моделировании ПГУ требуется учет влияния ВНА. Регулирование расхода воздуха позволяет поддерживать температуру на выходе из ГТ для увеличения эффективности цикла при частичных нагрузках, несмотря на то что характер изменения мощности идентичен, величина изменения температуры отходящих газов ПГУ меняется под воздействием регулируемого ВНА.

Анализ осциллограмм аварийных процессов показывает, что воздействие на системы регулирования мощных одновальных ГТ не может оказать существенного влияния на динамическую устойчивость системы, что обусловлено сравнительно низкой скоростью изменения мощности большинства ГТ, установленных в ЭЭС России. Основным влияющим фактором на условия динамической устойчивости системы является инерционная постоянная агрегата.

Интересной особенностью ГТ, которая была отмечена в [27], является нарушение режима нормального горения при резком изменении нагрузки ГТ или сильных возмущениях в ЭЭС, например длительных КЗ. 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 скорости вращения — к его гашению из-за резкого закрытия топливного клапана и недостаточной степени устойчивости горения.

На рис. 8 представлено изменение частоты агрегата в переходном процессе, вызванном длительным

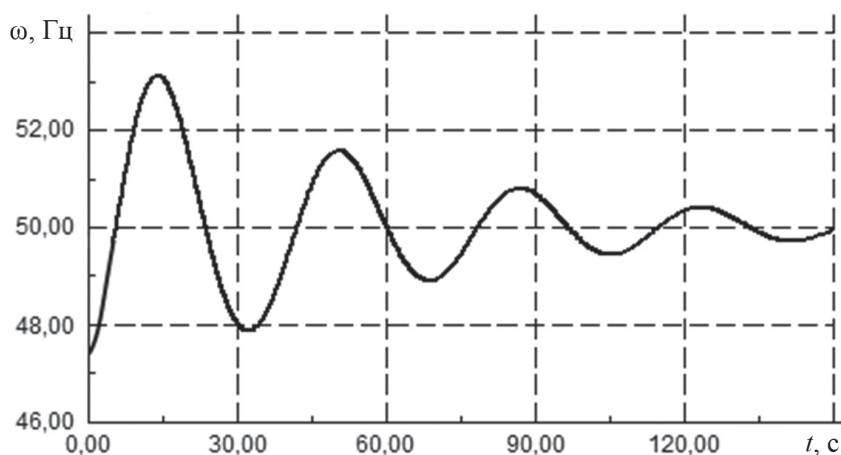


Рис. 5. Скорость вращения ротора генератора ГТ при выделении на изолированный район

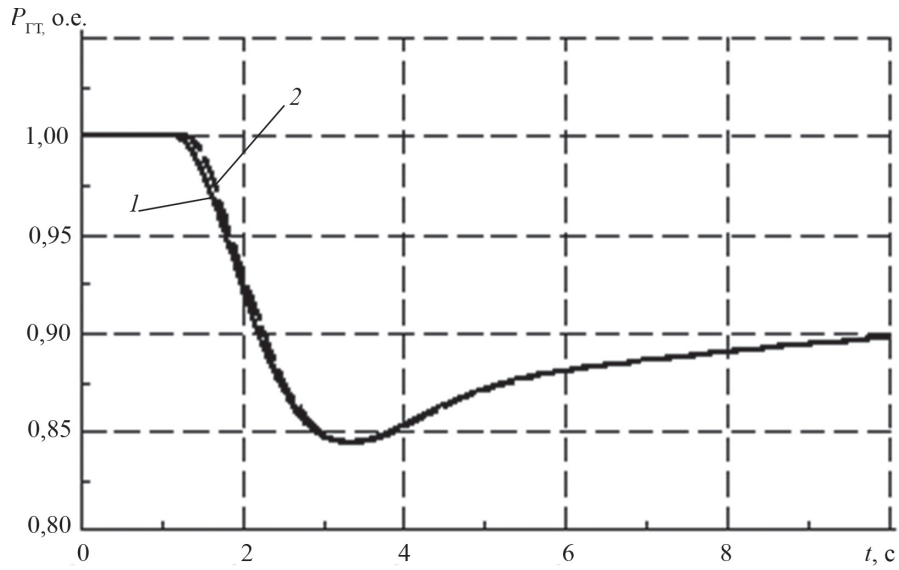


Рис. 6. Изменение мощности газовой турбины при повышении частоты в ЭЭС:

1 — ГТ открытого цикла; 2 — ГТ в ПГУ

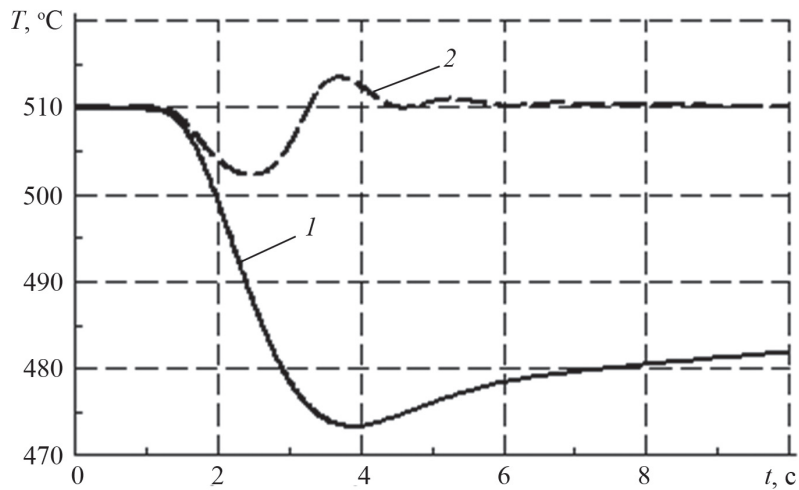


Рис. 7. Изменение температуры на выходе из ГТ при повышении частоты в ЭЭС:

1 — ГТ открытого цикла; 2 — ГТ в ПГУ

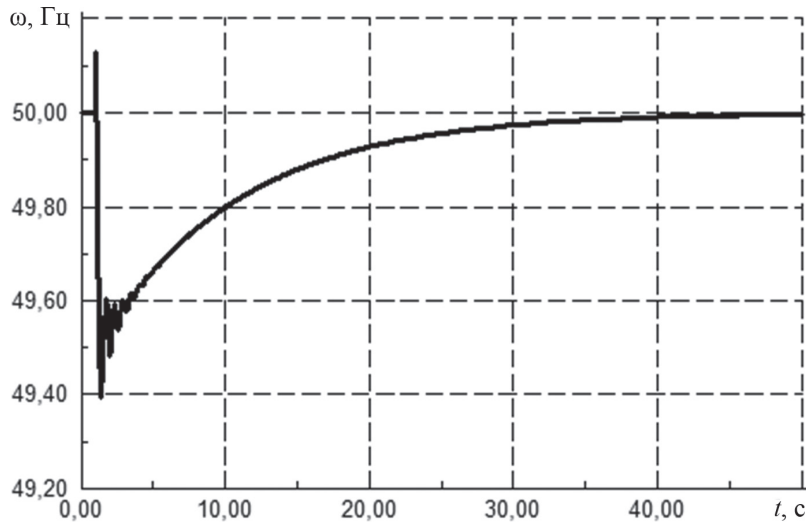


Рис. 8. Изменение скорости вращения ротора турбины в переходном процессе, вызванном КЗ

коротким замыканием. Замыкание вызывает меньшее по абсолютной величине отклонение частоты, чем при отключении нагрузки, однако скорость возрастания частоты в этом случае выше.

Несмотря на то что ГТ ПГУ сохраняет устойчивость, 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 приводит к уменьшению соотношения газ/воздух, сопровождающемуся быстрым ростом температуры. Большой перепад температуры выхлопных газов в течение короткого отрезка времени может привести к срабатыванию защиты ГТ, поскольку свидетельствует о неустойчивом горении [28].

Заключение

Выбор модели ГТУ и ПГУ является многоступенчатым процессом и требует не только учета конструкции ГТ и алгоритмов работы регулятора, но и количественного анализа результатов расчетов переходных процессов в ЭЭС. Предварительным этапом расчета является проверка соответствия основных характеристик модели каталожным данным объекта. Основным преимуществом последовательного подхода к созданию модели считается сокращение требуемого объема исходных данных. Уточнять настройки и увеличивать количество задействованных в модели алгоритмов систем регулирования требуется только в отдельных случаях.

Рассмотренный подход при выборе модели позволяет уменьшить трудоемкость и сократить время, необходимое для проверки условий устойчивости станции при нормативных возмущениях.

Литература

1. PJM defends Market Structure, Cautions Against State Intervention in New Report [Электрон. ресурс] <http://www.utilitydive.com/news/pjm-defends-market-structure-cautions-against-state-intervention-in-new-re/419014/> (дата обращения 12.05.2016)
2. Зысин Л.В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции. СПб.: Изд.-во Политехн. ун-та, 2010.
3. Александров А.С., Жуков В.В., Кузьмичев В.А. О некоторых проблемах надежности и живучести электростанций с парогазовыми установками // Энергетик. 2012. № 12. С. 35—39.
4. Катаев А., Опадчий Ф. Рынок мощности. Изменение модели при переходе от дефицита к избытку // ЭнергоРынок. 2016. № 7. С. 34—41.
5. Balaghi Enalou H., Abbasi Soreshjani E. A Detailed Governor-Turbine Model for Heavy-Duty Gas Turbines with a Careful Scrutiny of Governor Features // IEEE Trans. Power Syst. 2015. V. 30. No. 3. Pp. 1435—1441.
6. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines // J. Eng. Power. 1983. V. 105. No. 83. P. 865.
7. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of Single-Shaft Gas Turbines in Mechanical Drive Services // Turbo Mach. Int. 1992. V. 33. No. 5. Pp. 26—32.
8. CIGRE Task Force C4.02.25. Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants. 2003.
9. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee // Proc. IEEE Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies PES Resource Center. 2013.
10. Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies // IEEE Trans. Power Syst. 1994. V. 9. No. 3. Pp. 1698—1708.
11. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee // IEEE PES Resource Center. 2013.
12. NERC MOD-027-1. List of Acceptable Models for Use in Dynamic Simulation. PJM Interconnection. 2014. Pp. 1—6.
13. Yee S.K., Milanovic J.V., Hughes F.M. Overview and Comparative Analysis of Gas Turbine Models for System Stability Studies // IEEE Trans. Power Syst. 2008. V. 23. No. 1. Pp. 108—118.
14. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants // Proc. 14th Intern. Middle East Power Syst. Conf. 2010. Pp. 970—976.
15. Centeno P., Egido I., Domingo C. Review of Gas Turbine Models for Power System Stability Studies // Proc. 9th Spanish Port. Congr. Electr. Eng. 2005. Pp. 1—6.
16. Бахмисов О.В., Кузнецов О.Н. Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС // Электричество. 2016. № 5. С. 27—34.
17. Бахмисов О.В., Кузнецов О.Н. Выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в ЭЭС // Электричество. 2016. № 9. С. 15—22.
18. Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H. Modeling Frequency Dependency of Gas Turbine Output // Power Eng. Soc. Winter Meet. 2001. V. 2. Pp. 678—683.
19. Kunitomi K. e. a. Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions // IEEE Trans. on Power Syst. 2003. V. 18. No. 2. Pp. 724—729.
20. Pourbeik P. Modeling of Combined-Cycle Power Plants for Power System Studies // IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2003. V. 3. Pp. 1308—1313.

21. **Dynamic Models Package Standard-1**, GMB Dynamic Models for PSS® Software Product Suite, Revision 1.7 [Электрон. ресурс] 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)

22. **Neplan**. Turbine-Governor Models, Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool [Офф. сайт] http://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Неп_TURBINES_GOV.pdf (дата обращения 01.08.2017)

23. **Balling L.** Fast Cycling and Rapid Start-Up: New Generation of Plants // *Mod. Power Syst.* 2011. No. 1. Pp. 35–41.

24. **Fallis A.G.** Grid requirements on CCGT plants [Электрон. ресурс] <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/2a65278599fd0774f23cd0377c2b3809.pdf> (дата обращения 01.04.2016)

25. **Виноградов А.Ю., Герасимов А.С., Козлов А.В., Смирнов А.Н.** Моделирование систем регулирования газотурбинных установок для обеспечения их надежной параллельной работы с ЕЭС России // *Электрические станции.* 2015. № 11. С. 54–60.

26. **Meegahapola L., Flynn D.** Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks // *IEEE Trans. Power Syst.* 2014. No. 99. Pp. 1–11.

27. **Exhaust Temperature Spreads — MDA Turbines** [Электрон. ресурс] <https://www.mdaturbines.com/resources/exhaust-temperature-spreads/> (дата обращения 04.06.2016)

28. **Цанев С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Изд-во МЭИ, 2006.

References

1. **PJM defends Market Structure, Cautions Against State Intervention in New Report** [Elektron. Resurs] <http://www.utilitydive.com/news/pjm-defends-market-structure-cautions-against-state-intervention-in-new-re/419014/> (Data Obrashcheniya 12.05.2016)

2. **Zysin L.V.** Parogazovye i Gazoturbinnye Teplovye Elektrostantsii. SPb.: Izd.-vo Politekhn. un-ta, 2010.

3. **Aleksandrov A.S., Zhukov V.V., Kuz'michev V.A.** O Nekotoryh Problemah Nadezhnosti i Zhivuchesti Elektrostantsiy s Parogazovymi Ustanovkami. *Energetik.* 2012;12:35–39. (in Russian).

4. **Kataev A., Opadchiy F.** Rynok Moshchnosti. Izmenenie Modeli pri Perekhode ot Defitsita k Izbytku. *EnergoRynok.* 2016;7:34–41. (in Russian).

5. **Balaghi Enalou H., Abbasi Soreshjani E.** A Detailed Governor-Turbine Model for Heavy-Duty Gas Turbines with a Careful Scrutiny of Governor Features. *IEEE Trans. Power Syst.* 2015;30;3:1435–1441.

6. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines. *J. Eng. Power.* 1983;105;83:865.

7. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of Single-Shaft Gas Turbines in Mechanical Drive Services. *Turbo Mach. Int.* 1992;33;5:26–32.

8. **CIGRE Task Force C4.02.25.** Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants. 2003.

9. **Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee.** Proc. IEEE Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies PES Resource Center. 2013.

10. **Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies.** *IEEE Trans. Power Syst.* 1994;9;3:1698–1708.

11. **Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee.** IEEE PES Resource Center. 2013.

12. **NERC MOD-027-1.** List of Acceptable Models for Use in Dynamic Simulation. PJM Interconnection. 2014:1–6.

13. **Yee S.K., Milanovic J.V., Hughes F.M.** Overview and Comparative Analysis of Gas Turbine Models for System Stability Studies. *IEEE Trans. Power Syst.* 2008;23;1:108–118.

14. **Shalan H., Hassan M., Bahgat A.** Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. Proc. 14th Intern. Middle East Power Syst. Conf. 2010:970–976.

15. **Centeno P., Egido I., Domingo C.** Review of Gas Turbine Models for Power System Stability Studies. Proc. 9th Spanish Port. Congr. Electr. Eng. 2005:1–6.

16. **Bahmisov O.V., Kuznetsov O.N.** Metodika Modelirovaniya Gazoturbinnih i Parogazovyh Ustanovok Bol'shoy Moshchnosti pri Issledovanii Protseessov v EES. *Elektrichestvo.* 2016;5:27–34. (in Russian).

17. **Bahmisov O.V., Kuznetsov O.N.** Vybory Modeley Gazoturbinnih i Parogazovyh Ustanovok dlya Issledovaniya Protseessov v EES. *Elektrichestvo.* 2016;9:15–22. (in Russian).

18. **Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H.** Modeling Frequency Dependency of Gas Turbine Output. *Power Eng. Soc. Winter Meet.* 2001;2:678–683.

19. **Kunitomi K. e. a.** Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions. *IEEE Trans. on Power Syst.* 2003;18;2:724–729.

20. **Pourbeik P.** Modeling of Combined-Cycle Power Plants for Power System Studies. *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.* 2003;3:1308–1313.

21. **Dynamic Models Package Standard-1**, GMB Dynamic Models for PSS® Software Product Suite, Revision 1.7 [Elektron. Resurs] http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/BOSL_Controllers_Standard-1.pdf (Data Obrashcheniya 01.01.2016)

22. **Neplan**. Turbine-Governor Models, Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power

System Analysis Tool [Ofits. Sayt] http://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep_TURBINES_GOV.pdf (Data Obrashcheniya 01.08.2017)

23. **Balling L.** Fast Cycling and Rapid Start-Up: New Generation of Plants. *Mod. Power Syst.* 2011;1:35–41.

24. **Fallis A.G.** Grid requirements on CCGT plants [Elektron. Resurs] <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/2a65278599fd0774f23cd0377c2b3809.pdf> (Data Obrashcheniya 01.04.2016)

25. **Vinogradov A.YU., Gerasimov A.S., Kozlov A.V., Smirnov A.N.** Modelirovanie Sistem Regulirovaniya Gazoturbinnnyh Ustanovok dlya Obespecheniya Ih Nadezhnoy Parallel'noy Raboty s EES Rossii. *Elektricheskie Stantsii.* 2015;11:54–60. (in Russian).

26. **Meegahapola L., Flynn D.** Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. *IEEE Trans. Power Syst.* 2014;99:1–11.

27. **Exhaust** Temperature Spreads — MDA Turbines [Elektron. Resurs] <https://www.mdaturbines.com/resources/exhaust-temperature-spreads/> (Data Obrashcheniya 04.06.2016)

28. **Tsanev S.V., Burov V.D., Remezov A.N.** Gazoturbinnnye i Parogazovyye Ustanovki Teplovyh Elektrostantsiy. M.: Izd-vo MPEI, 2006. (in Russian).

Сведения об авторах

Бахмисов Олег Владимирович — аспирант кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: bakhmisor@gmail.com

Кузнецов Олег Николаевич — кандидат технических наук, доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: KuznetsovON@mpei.ru

Information about authors

Bakhmisor Oleg V. — Ph.D.-student of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: bakhmisor@gmail.com

Kuznetsov Oleg N. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor, Head of Research Laboratory of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: KuznetsovON@mpei.ru

Статья поступила в редакцию 18.01.2017