

is pointed out. A simple algorithm for improving the frequency measurement accuracy is given.

Key words: power system, frequency, noise, phase derivative, measurement error, spectral density, phase steps

## REFERENCES

1. Rice S.O. Time Series Analysis/Edit. by M. Rosenblatt. — New-York: John Wiley, 1963.
2. Tikhonov V.I. *Vybrosy sluchainykh processov* (Emissions of random processes). Moscow, Publ. «Nauka», 1970, 392 p.
3. Malolepshii G.A. *Materialy Konferentsii po teorii kodirovaniya i peredachi informatsii* (Proc. of the conf. on the theory of coding and transmission of information). Moscow—Gorkii, Gor'kii Polytechnic Institute, 1972.
4. Rabinovich M.A. *Radiotekhnika — in Russ. (Radio Engineering)*, 1977, vol. 29, No. 7.
5. Andronov A.A., Rabinovich M.A. *Radiotekhnika — in Russ. (Radio Engineering)*, 1978, vol. 33, No. 8, pp. 72–75.
6. Rabinovich M., Yaroslavsky L. Results of Noise Statistics Measurements in FM Receiver. 2nd Intern. Sym. on Information Theory Akademiai, Kiado, Budapest, 1972, pp. 375–386.
7. Rabinovich M.A. *Radiotekhnika — in Russ. (Radio Engineering)*, 1975, No. 4, pp. 88–90.
8. Rice S.O. «BSTJ», 1948, vol. 27, № 1.
9. Rabinovich M.A. *Radiotekhnika — in Russ. (Radio Engineering)*, 1977, No. 5, pp. 48–52.
10. Rytov S.M. *Vvedeniye v statisticheskuyu radiofiziku* (Introduction in Statistical Radiophysics). Moscow, Publ. «Nauka», 1976, 494 p.
11. Goryainov V.T., Zhuravlev A.G., Tikhonov V.I. *Statisticheskaya radiotekhnika. Primery, zadachi* (Statistical Radio Engineering. Examples, Problems). Moscow, Publ. «Sovetskoye radio», 1980, 554 p.
12. Rosenkraft J., Jacobs I. *Teoreticheskiye osnovy tekhniki svyazi* (Theoretical Foundations of Communication Technology). Moscow, Publ. «Mir», 640 p.
13. Zhukov V.P. *Metody pomekhoustoichivogo priyema ChM i FM signalov* (The Methods of Error-Correcting Receiving). Moscow, Publ. «Sovetskoye radio», 1972
14. Mirkin L.I., Rabinovich M.A., Yaroslavskii L.P. *Zhurnal vysshei matematiki i matematicheskoi fiziki — in Russ. (Journal of Higher Mathematics and Mathematical Physics)*, 1972, vol. 12, No. 5.
15. Andronov A.A., Rabinovich M.A. *Tezisy dokladov Vsesoyuznoi konferentsii po teorii kodirovaniya i peredachi informatsii* (Abstracts of the All-Union Conf. on Coding Theory and Information Transfer). Vilnius, 1978.
16. Dorofeyev V.M. *Trudy NIIR* (Proc. of the Scientific and Research Radio Engineering Institute), 1970, iss. 3.

\* \* \*

*Электричество*, 2016, № 5, с. 27–34.

## Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС

БАХМИСОВ О.В., КУЗНЕЦОВ О.Н.

*Рассмотрено моделирование развивающегося в России типа генерации — газотурбинных и парогазовых установок. Несмотря на установленный порядок ввода генерирующих мощностей, производители оборудования не раскрывают модели газовых турбин и их регуляторов, необходимых для исследования процессов в энергосистеме. Проанализированы существующие модели газовых турбин «энергетического» класса и даны рекомендации по моделированию электрических станций с газовыми турбинами в зависимости от задач исследования.*

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** энергосистема, газотурбинная установка, парогазовая установка, динамическое моделирование

Совершенствование энергетического оборудования и видоизменения его состава требуют исследования таких процессов, как поддержание режима, повышение устойчивости и улучшение качества переходных процессов энергосистем, регулирование частоты и обеспечение резерва. Управление режимом энергосистемы тесно связано с задачами регулирования энергетических блоков.

В российской электроэнергетике возрос интерес к развитию и внедрению газотурбинных и парогазовых технологий. По данным Агенства по прогнозированию балансов в электроэнергетике в 2013 г. доля электростанций с газовыми турбинами (ГТ) составляла примерно 8% общей установленной мощности, тем не менее продолжается ввод новых мощностей на базе газотурбинных и парогазовых

установок (ГТУ, ПГУ). Использование электростанций на базе ГТ давно вышло за рамки автономной и пиковой генерации: в 26 проектах технического перевооружения ТЭС предусмотрена установка ПГУ мощностью 100–450 МВт [1].

Проблемы устойчивого функционирования ГТУ и ПГУ при возмущениях в энергосистеме показали важность тестирования регуляторов скорости ГТ для обеспечения надежной работы ГТУ и ПГУ. Несмотря на то, что применение более точных моделей больше не ограничивается вычислительной мощностью, в исследованиях и расчетах режимов ЭЭС по-прежнему применяются устаревшие модели турбин и регуляторов, а иногда их влияние на переходные процессы вообще не учитывается. При внедрении газотурбинных и парогазовых техноло-

гий существующими темпами требуются точное представление о работе этих установок в составе Единой энергетической системы (ЕЭС), разработка и выбор моделей при воспроизведении различных, в том числе аварийных ситуаций в электроэнергетической системе (ЭЭС). В то же время, наблюдается дефицит публикаций, описывающих модели ГТУ и ПГУ для использования в моделях энергосистем, а также обзорных публикаций по классификации и применению моделей.

Регулирование ЭЭС осложняется из-за негативного влияния отдельных характеристик ГТ на устойчивость работы системы. Газотурбинные установки, в том числе оснащаемые регулируемым входным направляющим аппаратом (ВНА), обладают скоростью регулирования, сравнимой или превосходящей скорость регулирования паровых блоков. Однако пониженная аккумулирующая способность ГТ отрицательно влияет на возможность быстрого регулирования мощности. Актуальность исследований структуры и возможностей регулирования генерирующих мощностей во всем мире обусловлена ухудшением управляемости энергосистемы из-за увеличения доли распределенной и возобновляемой генерации [2, 3].

Моделирование ГТУ достаточно сложно из-за взаимосвязи систем управления ГТ, синхронного генератора с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) и других систем регулирования. При моделировании ГТ могут потребоваться воспроизведение ее динамических характеристик в переходных режимах, учет снижения производительности при изменении частоты вращения, а также моделирование систем автоматического управления и защиты различных уровней. В то же время отсутствуют отработанные методики моделирования газотурбинных и парогазовых установок при дефиците исходных данных, редко предоставляемых производителями в полном объеме.

В статье рассмотрены модели газотурбинных и парогазовых установок и области применения этих моделей при расчётах режимов электроэнергетических систем, а также проведен сравнительный анализ моделей. Кроме того, приведены базовые математические модели и возможные упрощения, необходимость которых вызвана применением моделей ГТУ и ПГУ в составе гибридных и электродинамических моделей, где используются контроллеры реального времени с ограниченным объемом программируемой логики. Проанализированы существующие подходы к моделированию ПГУ.

**Характеристики ГТУ как объекта моделирования.** Любой первичный двигатель с системами регулирования, в том числе ГТУ, является комплексным нелинейным объектом. Тем не менее необходимо

обеспечить адекватное воспроизведение переходного процесса в ЭЭС.

При исследовании процессов в ЭЭС наибольший интерес представляют режимы параллельной работы электрической станции с энергосистемой. 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 и возможные упрощения модели во многом определяются задачами исследования и системными условиями, в которых работает электрическая станция.

Необходимо рассмотреть задачу моделирования первичного двигателя с трех позиций.

1. Задача исследования, исследуемый процесс, например:

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;  
то же в составе изолированной системы.

3. Конструктивные особенности и компоновка генерирующего агрегата.

Учет изменения параметров ГТУ при изменении регулируемых величин значительно влияет на ход моделируемого процесса, однако в большинстве случаев при моделировании генерирующих агрегатов не учитываются модели турбин и особенности регуляторов скорости.

Несмотря на технологическую сложность ГТ при исследовании электрической части системы требуется создать упрощенную модель ГТ, которая не приводит к появлению неприемлемой погрешности моделирования, не вызывает сложностей при реализации, но дает возможность подбора характеристик основных контуров регулирования и темпа изменения параметров, общих для ГТ и электрической части системы. Модель должна воспроизводить особенности работы турбин в составе энергосистемы – содержать функциональное представление ГТ и регулятора без привязки к конкретному оборудованию или производителю.

При проведении исследований возникает задача выбора модели для отражения требуемых характеристик моделируемого агрегата, однако из-за разнообразия моделей в зарубежных публикациях и библиотеках программных комплексов выбор становится нетривиальным. По данным WECC и Eastern Interconnection в 30–50 % случаев модель генераторного агрегата не включает модель турбины и регулятора скорости. Для представления ха-

характеристик газотурбинных агрегатов примерно в 63% случаев используется модель GAST, в 17% – GAST2A, в 20% – GGOV1 [4]. Модель GAST внесена в список разрешенных PJM для использования в задачах динамического моделирования, однако не должна использоваться при моделировании вновь вводимых установок [5].

Различные по своей структуре модели часто сравниваются на примере конкретных процессов [6, 7]. Исследователи проводят подобные эксперименты, поскольку не владеют методикой построения моделей и выбора коэффициентов, которая имеется у изготовителя. Проблемными являются не только трудоемкость построения модели, но и сложность подбора параметров для обеспечения стабильной работы модели во всем диапазоне регулирования.

Как отмечалось ранее, детализация и принцип построения модели зависит от вида и длительности протекания исследуемого процесса. Анализ спектра задач исследований позволил сделать принципиальный вывод: модели необходимо условно разделить на группы.

**Первая** группа – модели применяются в основном для исследования условий устойчивости электрической части системы, где необходимо лишь качественное функциональное отражение характеристик газотурбинной установки, которое существенно влияет на динамические свойства агрегата – что необходимо при исследовании поведения ЭЭС после различного рода возмущений.

Модели **второй** группы используются для исследования систем регулирования частоты и мощности – механической и тепловой части системы.

**Третьей** группе относятся модели для проведения стендовых и натурных испытаний.

Для того чтобы подтвердить адекватность созданной модели исходному объекту, необходимо идентифицировать характеристики исходного объекта и верифицировать модель по результатам экспериментов в статических и динамических режимах.

При наличии достаточного числа экспериментов создание моделей для конкретных процессов на основе результатов натурных испытаний более оправдано по сравнению с созданием универсальной модели. Для их построения могут быть использованы данные по динамике изменения активной мощности энергоблока, полученные при сертификации энергоблоков для участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности (АВРЧМ). В модели целесообразно включить экспериментально полученные за-

висимости параметров ГТУ, таких как зависимости мощности и температуры газов за турбиной от расхода топлива, что положительно влияет на точность. Подобные модели найдут свое применение при исследовании длительных переходных процессов и регулирования частоты в энергосистеме.

Верификация подробных моделей ГТУ и ПГУ в длительных процессах с последовательностью аварийных событий в ЭЭС достаточно сложна. Такие возмущения практически невозможно воспроизвести в энергосистеме из-за многообразия установленных систем противоаварийного управления и защит: ограничения минимального возбуждения, автоматики предотвращения нарушения устойчивости и автоматики ограничения снижения частоты. Без натурных испытаний при больших возмущениях в системе невозможно достоверно оценить точность существующих моделей ГТУ применительно к конкретной станции.

**Особенности моделирования ГТУ в ЭЭС.** Системы управления газотурбинными и парогазовыми установками имеют сложную структуру, поэтому при исследовании поведения ЭЭС подробному рассмотрению подлежат только те контуры управления, которые напрямую влияют на характеристики ГТ при изменении параметров режима электрической сети, в том числе отклонения мощности ГТ при отклонениях скорости вращения от номинальной, а также динамика паровой части – при создании модели ПГУ.

Алгоритм регулирования ГТ изменяется в зависимости от условий работы генерирующего агрегата в составе системы. Основным режимом работы регулятора ГТ после синхронизации является режим регулирования мощности турбины, в котором задающим воздействием регулятора является уставка по мощности. При работе на автономную нагрузку, а также для предотвращения недопустимого разгона турбины при сбросе нагрузки используется режим с регулированием скорости вращения. Турбина переводится в режим регулирования скорости, чтобы избежать автоматического отключения при значительных небалансах между механической мощностью на валу турбины и электрической мощностью генератора [8].

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

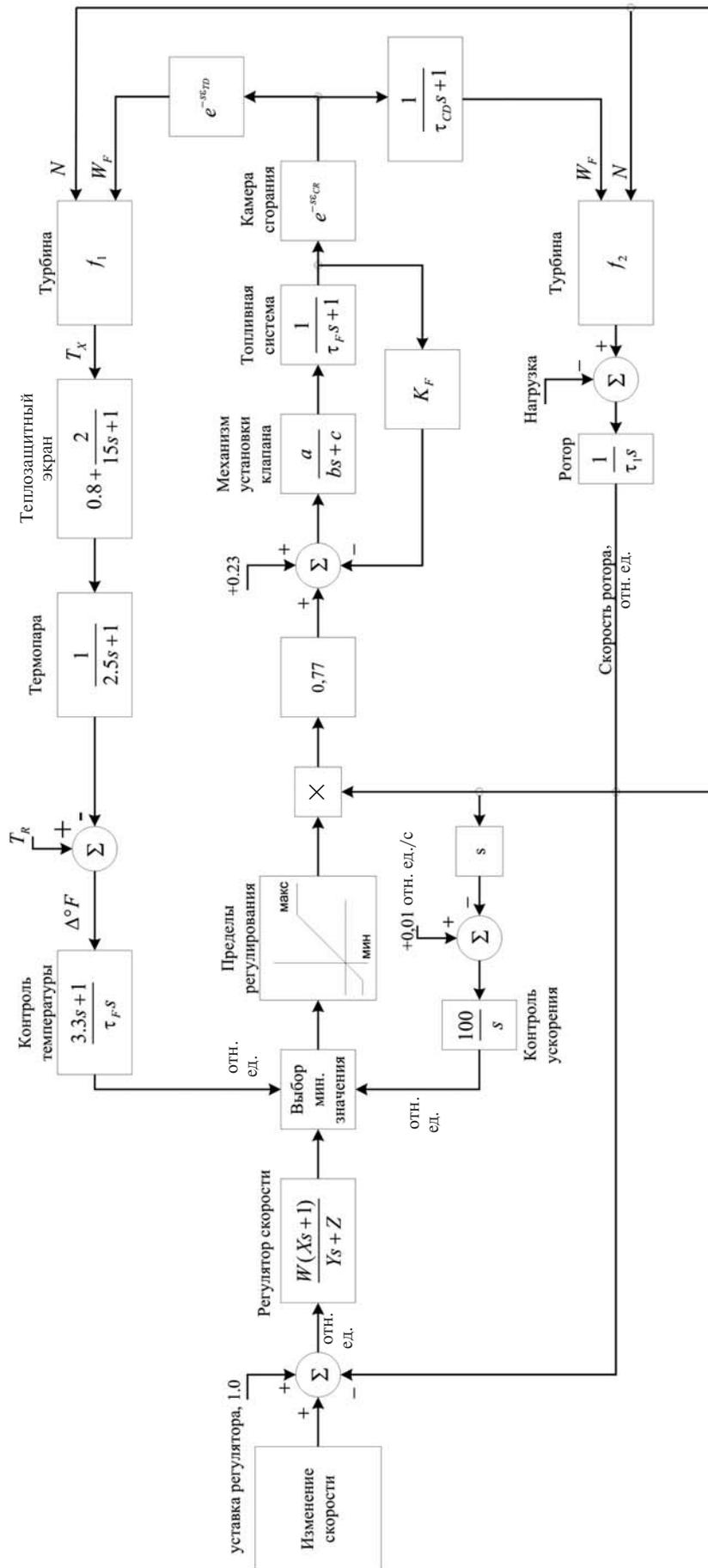


Рис. 1. Модель ГТ [12]

Системы автоматического регулирования ГТ также включают в себя частотный корректор и ограничитель скорости изменения нагрузки. Моделирование систем регулирования верхних уровней, например систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности блочного и станционного уровня, требуется только при исследовании процессов регулирования частоты в ЭЭС. При решении большинства остальных задач достаточно учесть системы регулирования агрегатного уровня.

В зависимости от режима работы ГТ темп сброса/набора нагрузки и скорости регулируется действием одного из контуров управления (регулирования):

скорости;

по температуре для ограничения мощности ГТ при заданной температуре горения;

по ускорению (используется преимущественно во время пуска и ограничивает ускорение при разгоне агрегата до номинальной частоты, снижая термическое воздействие).

Принципиальные схемы рассмотренных моделей можно найти в [4, 9–11] и материалах производителей оборудования. Отметим, что значения коэффициентов передаточных функций в модели сильно зависят от типа используемого топлива – жидкого или газообразного. В качестве примера на рис. 1 показана одна из первых моделей ГТ для исследования процессов в ЭЭС с контурами управления по температуре, ускорению и скорости вращения [12].

Модель разработана для воспроизведения характеристик одновальной ГТ большой мощности. Динамические характеристики турбины представлены функциональными блоками  $f_1$ ,  $f_2$ , блоками запаздывания, связанными с процессами течения газа и его сжигания. Блок  $f_1$  контролирует расход топлива и скорость вращения ротора, вычисляет температуру на выходе из турбины. Блок  $f_2$  кроме контроля расхода топлива и скорости вращения вычисляет крутящий момент турбины, который необходим для воспроизведения моментно-скоростной характеристики ГТ.

Модели, разработанные позднее, содержат важные отличия от модели, приведенной в [12]. Например, в модель [13] дополнительно включены функции регулируемого ВНА и определены зависимости расчетной температуры газов на выходе из турбины от температуры окружающей среды.

Модель GAST2A, в отличие от модели GAST, воспроизводит физику процесса регулирования турбины. Модель GAST не содержит контуров управления по температуре и ускорению, которые имеются в GAST2A, однако результаты работы мо-

делей при работе в мощной системе предсказуемо одинаковы. В обеих моделях может быть реализовано статическое или астатическое регулирование по скорости вращения. Отметим, что контур управления частотой вращения, 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 скорости при разгоне или отделении от системы. Таким образом, для точного моделирования требуется введение в модель дополнительных ограничительных регуляторов и контуров аварийного управления, которые установлены в современных регуляторах для предотвращения повышенного износа турбины.

При использовании модели GAST2A пренебрегают влиянием ВНА и используют постоянный предел по температуре отходящих газов, что предполагает поддержание нормальной температуры атмосферного воздуха и постоянной скорости вращения, что не всегда выполняется.

Модель CIGRE [9] отличается от модели GGOV1 учетом зависимости предела мощности от скорости вращения и параметров атмосферного воздуха. Принцип построения моделей GGOV1 и CIGRE практически одинаковый; однако для того чтобы получить преимущества в точности от использования данных моделей, требуется больший объем информации от производителя оборудования. Обе модели позволяют отразить характеристики не только пропорционально-интегральных, но и более современных пропорционально-интегрально-дифференциальных регуляторов скорости.

Газотурбинная установка работает в узком частотном диапазоне, поэтому 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 скорости вращения агрегата не превышает 5% номинальной. Более значительное отклонение скорости не может быть реализовано из-за действия ограничительных регуляторов, которые отключают генерирующий агрегат от энергосистемы при значительных отклонениях скорости вращения от номинальной. В диапазоне регулирования скорости  $\pm 5\%$  моментно-скоростная характеристика может быть линеаризована.

Основными допущениями, которые используются при построении моделей, являются:

диапазон изменения скорости вращения: 95–107% номинальной;

отсутствие модели котла-утилизатора, полностью открытый ВНА;

условия ISO: +15 °C; 101,325 кПа.

При необходимости зависимость производительности ГТ от условий окружающей среды, например температуры, может быть учтена [9]. При этом используются данные производителя оборудования. Модель [14] учитывает зависимость активной мощности ГТ от частоты вращения и вызываемое таким отклонением изменение расхода воздуха через компрессор. Пример зависимости производительности ГТ от частоты представлен на рис. 2.

**Особенности моделирования ПГУ в ЭЭС.** В России ГТУ большой мощности нашли широкое применение в составе ПГУ. Моделирование ПГУ является комплексной задачей. Для корректного моделирования ПГУ необходимо отразить динамические характеристики ГТ, в том числе при значительных отклонениях частоты, и смоделировать связь паротурбинной установки (ПТУ) и ГТУ через котёл-утилизатор (КУ) с учетом постоянных времени паровых объемов.

Системы управления ПГУ, их структура и параметры варьируются для разных станций, что требует индивидуального подхода при разработке моделей.

Создание точной модели ПГУ, в отличие от моделей ГТУ, необходимо при воспроизведении процессов регулирования частоты в ЭЭС. Очевидно, что из-за больших постоянных времени КУ изменение мощности паровой турбины будет оказывать влияние только в длительных процессах – порядка минут и десятков минут. Достаточным является отображение динамических характеристик КУ с помощью апериодического звена с соответствующей постоянной времени. Учет двухконтурных КУ может быть приближенно выполнен с помощью модели с двумя апериодическими звеньями с соответствующими постоянными времени. Не моделируют систему питательной воды или процесс регулирования уровня воды в барабанах.

При исследовании систем управления и технологических защит потребуется моделирование работы систем управления ГТ и паровой турбины локального уровня и блока в целом. В статье приведен наиболее простой для моделирования вариант работы паровой турбины в режиме скользящего

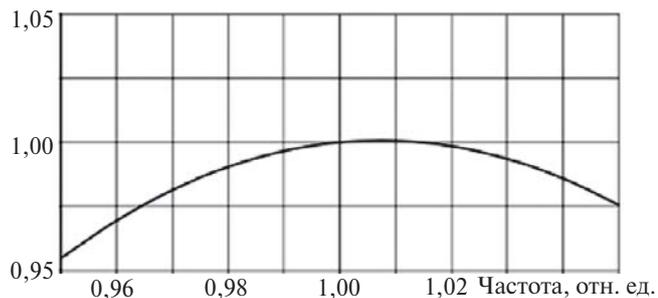


Рис. 2. Зависимость производительности ГТ от частоты вращения [3]

давления, т.е. возможность воздействия на паровые клапаны турбины не учитывается. Такой режим регулирования применяется на большинстве эксплуатируемых в России блоках ПГУ. При этом зависимость мощности ПТУ от мощности ГТУ, которая показана на рис. 3, имеет линейный характер, в том числе при работе в режиме полублока. В общем случае зависимость между энергией газов на выходе ГТ и мощностью паровой турбины является нелинейной функцией, которая может быть получена измерениями ряда установившихся режимов.

При постоянном положении клапанов паровой турбины и больших постоянных времени котла-утилизатора в диапазоне времени в несколько секунд паровая турбина не вносит значительного вклада в суммарную мощность установки даже при резком изменении мощности газовой турбины.

В авариях с быстрым изменением частоты и выделением ПГУ на автономную нагрузку важно точно оценить скорость набора или сброса мощности, необходимого для поддержания частоты, и влияние изменения частоты на крутящий момент и мощность ГТ.

Поскольку большинство моделей ПГУ используют описанные структурные схемы для моделирования газотурбинной части, основными ограничениями в применении моделей остаются узкий частотный диапазон  $\pm 5\%$  и невозможность моделирования режимов пуска и останова ПГУ. Необходимый уровень минимальной нагрузки, при котором модель точно отражает характеристики, составляет 50%, что справедливо при подключении ПГУ к мощной энергосистеме. Важно, чтобы модель точно отражала характеристики агрегатов во всем интервале рабочих частот, длительная работа в котором разрешена изготовителем турбины. Учет параметров атмосферного воздуха проводится как в [16].

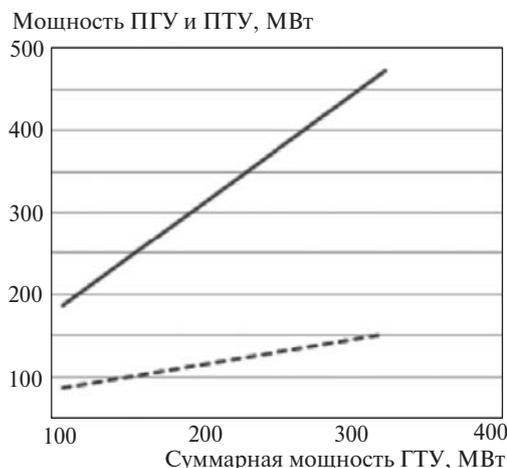


Рис. 3. Зависимость мощности ПГУ и ПТУ от суммарной мощности ГТУ при условиях ISO [15]: ---- – ПТУ; — — — ПГУ

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

Точность моделирования может быть улучшена при использовании относительно новых и широко распространенных моделей GGOV1 и CIGRE. Для исследований конкретных электростанций целесообразно дополнить данные модели известными критериями срабатывания аварийной или ограничительной автоматики.

Компромиссом между точностью и детальностью в большинстве исследований служит модель GAST2A. Дальнейшее упрощение модели оправдано при работе станции на превосходящую по мощности систему и незначительных отклонениях частоты.

Мощность ГТ может быть задана постоянной для жесткой системы с пренебрежимо малыми отклонениями частоты. Несмотря на то, что такой подход может казаться чересчур простым, он позволяет отразить характеристики ГТ в ЭЭС, значительно превосходящей по мощности.

При изучении динамической устойчивости газотурбинных установок должна оцениваться как маневренность данных установок, которая определяется быстродействием систем регулирования воздуха и топлива, так и особенностями технологической автоматики и управления ГТ. Качественный анализ осциллограмм аварийных процессов показывает, что воздействие на системы регулирования мощных одновальных ГТ не может оказать существенного влияния на динамическую устойчивость системы. Большее влияние оказывают механическая постоянная инерции агрегата и алгоритмы аварийного управления и защиты.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Lalor G., Ritchie J., Flynn D., O'Malley M. The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control. — IEEE Trans. Power Syst., 2005, vol. 20, No. 3, pp. 1456–1464.
3. Lalor G. and O'Malley M. Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines. — Proc., 2003 IEEE Vol. Power Tech. Conf., 2003, vol. 4, pp. 228–234.
4. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. IEEE PES Resource Center, 2013.
5. NERC MOD-027-1. List of Acceptable Models for Use in Dynamic Simulation. — PJM Interconnection, 2014, pp. 1–6.
6. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. — Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), 2010, pp. 970–976.
7. Meegahapola L. and Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. — IEEE Trans. Power Syst., 2014, No. 99, pp. 1–11.
8. Kunitomi K., Kurita A., Tada Y., Ihara S., Price W.W., Richardson L.M., Smith G. Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions, 2003, vol. 18, No. 2, pp. 724–729.
9. CIGRE Task Force C4.02.25. Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants. 2003, December.
10. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Parameter estimation and dynamic simulation of gas turbine model in combined cycle power plants based on actual operational data. — J. Am. Sci., 2011, vol. 7, No. 5, pp. 303–310.
11. Centeno P., Egido I., Domingo C., Fernandez F., Rouco L., Gonzalez M. Review of gas turbine models for power system stability studies. — 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.
12. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines. — J. Eng. Power, 1983, vol. 105, No. 83, p. 865.
13. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services. — Turbo Mach. Int., 1992, vol. 33, No. 5, pp. 26–32.
14. Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H. Modeling Frequency Dependency of gas turbine output. Proc. of Power Eng. Soc. Winter Meet. IEEE, 2001, vol. 2, pp. 678–683.
15. Виноградов А.Ю., Герасимов А.С., Козлов А.В., Смирнов А.Н. Моделирование систем регулирования газотурбинных установок для обеспечения их надёжной параллельной работы с ЭЭС России. — Электрические станции, 2015, № 11, с. 54–60.
16. Pourbeik P. Modeling of combined-cycle power plants for power system studies. — Proc. of the 2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., 2003, vol. 3, pp. 1308–1313.

[20.03.16]

*Авторы: Бахмисов Олег Владимирович окончил институт электроэнергетики Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ») в 2012 г. Аспирант кафедры электроэнергетических систем (ЭЭС) НИУ «МЭИ».*

*Кузнецов Олег Николаевич окончил электроэнергетический факультет МЭИ в 1999 г. В 2003 г. защитил кандидатскую диссертацию по вопросам применения накопителей электроэнергии для обеспечения динамической устойчивости электроэнергетических систем. Заведующий научно-исследовательской лабораторией кафедры ЭЭС НИУ «МЭИ», доцент.*

## Methods of Simulation of Heavy-Duty Gas Turbine Units and Combined-Cycle Power Plants for Power Systems Studies

**BAKHMISOV Oleg Vladimirovich** (*National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (NRU «MPEI»), Moscow, Russia*) – *Ph. D. Student*

**KUZNETSOV Oleg Nikolayevich** (*NRU «MPEI», Moscow, Russia*) – *Head of the Laboratory, Cand. Sci. (Eng.)*

*The present paper is dedicated to gas turbine units and combined cycle power plants that are currently developing in Russia. Despite current procedures of installation of new generation capacities, vendors do not disclose models of gas turbines and their control systems, required for power system studies. This work provides an analysis of present heavy-duty gas turbines models and recommendations for simulation of gas turbine-based power stations according to research task.*

**Key words:** *electric power system, gas turbine unit, combined-cycle power plant, dynamic simulation*

### REFERENCES

1. **Aleksandrov A.S., Zhukov V.V., Kuzmichev V.A.** *Energetik – in Russ. (Power Engineering Specialist)*, 2012, No. 12, pp. 35–39.
2. **Lalor G., Ritchie J., Flynn D., O'Malley M.** The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2005, vol. 20, No. 3, pp. 1456–1464.
3. **Lalor G. and O'Malley M.** Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines. – *Proc.*, 2003 IEEE Bol. Power Tech. Conf., 2003, vol. 4, pp. 228–234.
4. **Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies.** IEEE PES Resource Center, 2013.
5. **NERC MOD-027-1.** List of Acceptable Models for Use in Dynamic Simulation. – *PJM Interconnection*, 2014, pp. 1–6.
6. **Shalan H., Hassan M., Bahgat A.** Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. – *Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, 2010, pp. 970–976.
7. **Meegahapola L. and Flynn D.** Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. – *IEEE Trans. Power Syst.*, 2014, No. 99, pp. 1–11.
8. **Kunitomi K., Kurita A., Tada Y., Ihara S., Price W.W., Richardson L.M., Smith G.** Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions, 2003, vol. 18, No. 2, pp. 724–729.
9. **CIGRE Task Force C4.02.25.** Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants. 2003, December.
10. **Shalan H., Hassan M., Bahgat A.** Parameter estimation and dynamic simulation of gas turbine model in combined cycle power plants based on actual operational data. – *J. Am. Sci.*, 2011, vol. 7, No. 5, pp. 303–310.
11. **Centeno P., Egidio I., Domingo C., Fernandez F., Rouco L., Gonzalez M.** Review of gas turbine models for power system stability studies. – *9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering*, 2005.
12. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines. – *J. Eng. Power*, 1983, vol. 105, No. 83, p. 865.
13. **Rowen W.I.** Simplified Mathematical Representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services. – *Turbo Mach. Int.*, 1992, vol. 33, No. 5, pp. 26–32.
14. **Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H.** Modeling Frequency Dependency of gas turbine output. *Proc. of Power Eng. Soc. Winter Meet. IEEE*, 2001, vol. 2, pp. 678–683.
15. **Vinogradov A.Yu., Gerasimov A.S., Kozlov A.V., Smirnov A.N.** *Elektricheskiye Stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2015, No. pp. 54–60.
16. **Pourbeik P.** Modeling of combined-cycle power plants for power system studies. – *Proc. of the 2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, 2003, vol. 3, pp. 1308–1313.