

Е.Н. Попков, Б. Андранович, А.И. Курилкин

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ
С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ И УЧЕТОМ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

E.N. Popkov, B. Andranovich, A.I. Kurilkin

**MATHEMATICAL MODEL OF A STEAM TURBINE BACK PRESSURE
AND INTO ACCOUNT THE THERMAL LOAD
OF ELECTRIC POWER STATIONS**

Проведен анализ влияния паровых турбин с противодавлением на характер протекания электро-механических переходных процессов с учетом изменения частоты в электроэнергетических системах (ЭЭС). Разработаны рекомендации по математическому моделированию паровых турбин с противодавлением для выполнения расчетов переходных процессов в ЭЭС.

ПАРОВАЯ ТУРБИНА С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ; ТЕПЛОВОЙ ПОТРЕБИТЕЛЬ; ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ; ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ; ДЕФИЦИТНАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА.

Presented is the detailed analysis of the effect the back-pressure turbine has on the electromechanical transient processes with regard to the frequency variation in deficient areas at heat power plants and other heavy users of thermal energy. Developed are the recommendations for mathematical modeling of the back-pressure turbines for the electric power system and grids transient calculations.

BACK-PRESSURE TURBINE, HEAT ENERGY CONSUMER, ELECTROMECHANICAL TRANSIENT PROCESSES CONSIDERING FREQUENCY VARIATION, SIMULATION MODEL, DEFICIT POWER SYSTEM.

Введение

Длительное время математическое моделирование электро-механических переходных процессов (ЭМПП) с учетом изменения частоты ($f_{ЭС}$) в электроэнергетических системах (ЭЭС) России предполагало использование упрощенных математических моделей теплового и турбинного оборудования электростанций, устройств регулирования частоты и активной мощности, узлов нагрузки, а также динамических моделей тепловой сети (ТС). Данное обстоя-

тельство обусловлено физическим отсутствием мощных программно-вычислительных комплексов российского производства, позволяющих использовать при проведении исследований подробные математические модели отдельных элементов ЭЭС и ТС. В связи с этим многие научные и проектные организации при разработке динамических моделей энергосистем не уделяют должного внимания типам теплосилового и турбинного оборудования тепловых электростанций (ТЭС) и принимают в качестве расчетных моделей либо обобщенные модели теплосило-

вого оборудования либо имитационные модели конденсационных электростанций. В настоящее время на технической базе Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого разрабатываются новые программно-вычислительные средства, позволяющие выполнять расчеты электромеханических переходных процессов в ЭЭС с высокой точностью и за небольшое время.

Исследование ЭМПП с учетом изменения $f_{\text{ЭС}}$ в ЭЭС, в составе которых присутствуют тепловые электростанции (ТЭС), имеющие паровые турбины с противодавлением (ПТД), — весьма актуальная задача для промышленных энергообъединений, работающих параллельно с крупными ЭЭС через слабые электрические связи или изолированно от них. Яркий пример таких ЭЭС — энергосистема Архангельской области.

С точки зрения регулирования режима ЭЭС наиболее важным отличием паровых турбин типа «Р»* от паровых турбин типов «К», «ПТ», «Т» и др. при работе по тепловому графику нагрузок является то, что ПТД имеют всего два параметра управления: угловую скорость вращения ротора и противодавление. Поддержание указанных параметров в допустимых диапазонах осуществляется соответственно регулятором частоты вращения ротора (РЧВ) и регулятором противодействия (РПД) [2].

При работе ПТД «в сети» механизм управления турбиной изначально выставляют в положение, соответствующее максимальному пропуску пара через турбину. Поскольку расход пара через турбину определяется давлением пара, подаваемого потребителю, то при изменении потребления тепловой энергии изменяется и давление на выходе турбины. Для того чтобы восстановить заданную величину давления, регулятор противодействия воздействует на открытие/закрытие регулировочных клапанов. При нормальной работе ПТД по тепловому графику нагрузок «в сети» необходимость в использовании РЧВ отсутствует. Рассматриваемый регулятор применяется только в пусковых и аварийных режимах сброса мощности, а после синхронизации генератора с сетью выводится из работы [3, 4].

При работе турбины по электрическому графику регулирование числа оборотов турбины

* Паровая стационарная турбина, отработавший пар которой полезно используется [1]

производится центробежным регулятором скорости так же, как и у конденсационной турбины, при этом постоянство давления пара в линии противодействия поддерживается быстродействующей редуциционно-охладительной установкой (БРОУ). РПД в этом случае выводится из работы [5]. Однако в большинстве случаев данный режим работы ПТД не применяется ввиду существенного снижения коэффициента полезного действия энергоустановки.

С точки зрения протекания электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты паровые турбины с противодавлением, работающие по тепловому графику нагрузок, практически не оказывают влияния на показатели качества рассматриваемого переходного явления. Из-за особенностей производства электроэнергии паровые турбины типов «Р», «ТР» и «ПР» не принимают участия в первичном регулировании частоты, т. е. мощность ПТД в течение рассматриваемого процесса остается постоянной. Однако в случае недопустимого отклонения частоты в ЭЭС от номинальных значений может произойти нарушение нормального производственного процесса потребителя тепловой нагрузки в результате отключения механизмов, подключенных к устройствам автоматической частотной разгрузки, с последующим сбросом тепловой нагрузки. Последнее обстоятельство может приводить к усугублению дефицита активной мощности энергорайона в результате действия РПД, срабатыванию технологических защит котлоагрегатов и останову ПТД. Анализ сценариев развития подобных аварий в отечественных и зарубежных энергосистемах показывает, что время от момента срабатывания устройств автоматической частотной разгрузки до полного сброса тепловой нагрузки крупных промышленных предприятий может составлять от 100 до 600 секунд. При этом снижение активной мощности паровых турбин типа «Р», «ТР» и «ПР» в результате таких аварийных возмущений может превышать объем отключаемой тепловой нагрузки в 2–3 раза [6, 7].

Имитационное моделирование паровых турбин с противодавлением при расчете ЭМПП с учетом изменения частоты

С целью проведения сравнительного анализа различных вариантов имитационных моделей ПТД, были рассмотрены следующие способы

моделирования паровых турбин с противодействием, работающих по тепловому графику на грузов:

1) ПТД представляются математическими моделями конденсационных турбин с подробным учетом тепловой части и главного регулятора давления пара (имитационная модель TURBOIL) [8, 9];

2) выдача мощности ПТД при протекании ЭМПП с учетом изменения частоты остается постоянной (имитационная модель PCONST);

3) выдача мощности ПТД определяется величиной противодействия турбины (имитационные модели ТЕРЛО и ТЕРЛО', различающиеся учетом технологических защит котлоагрегатов).

Подробная математическая модель паровой турбины с противодействием (цифровая модель ТЕРЛО) включает следующие блоки уравнений [6]:

1) уравнения системы регулирования ПТД

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_c} (K_{РПД} \Delta P'_{кол} - \mu + \mu_{зд}); \quad (1)$$

$$\mu_{\min} \leq \mu \leq \mu_{\max}; \quad (2)$$

$$K_{РПД} = K_d + \frac{1}{\sigma_{РПД}}; \quad (3)$$

$$\Delta P_{кол} = P_{кол0} - P_{кол}; \quad (4)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta P'_{кол} &= \Delta P_{кол} - P_{1РПД} \text{ при } \Delta P_{кол} > P_{1РПД}; \\ \Delta P'_{кол} &= 0 \text{ при } P_{1РПД} \leq \Delta P_{кол} \leq P_{2РПД}; \\ \Delta P'_{кол} &= \Delta P_{кол} - P_{2РПД} \text{ при } \Delta P_{кол} < P_{2РПД}; \end{aligned} \right\} (5)$$

где μ — перемещение поршня сервомотора, о. е.; T_c — постоянная времени сервомотора, с; $K_{РПД}$ — коэффициент передачи РПД; $\Delta P_{кол}$ — изменение давления пара в коллекторе, о. е.; $\mu_{зд}$ — исходная мощность ПТД, о. е.; μ_{\max} — ограничение перемещения поршня сервомотора, соответствующее полному открытию клапанов ПТД, о. е.; μ_{\min} — ограничение перемещения поршня сервомотора, соответствующее полному закрытию клапанов ПТД, о. е.; K_d — коэффициент саморегулирования по давлению; $\sigma_{РПД}$ — статизм РПД, о. е.; $P_{кол0}$ — уставка РПД, о. е.; $P_{кол}$ — текущее значение давления в коллекторе, о. е.; $P_{1РПД}$ — верхняя граница зоны нечувствительности РПД, о. е.; $P_{2РПД}$ — нижняя граница зоны нечувствительности РПД, о. е.;

2) уравнения паровой турбины с противодействием

$$\frac{dP_{турб}}{dt} = \frac{1}{T_{п}} (D - P_{турб}); \quad (6)$$

$$D = \mu P_T, \quad (7)$$

где $P_{турб}$ — текущая мощность ПТД, о. е.; $T_{п}$ — постоянная времени паровых объемов за регулируемыми клапанами турбины, с; D — текущее значение расхода пара в турбину, о. е.; P_T — давление пара перед турбиной, о. е.;

3) уравнения парогенерирующей части ПТД

$$\frac{dP_K}{dt} = \frac{1}{T_K} (D_{зд} - D - \Delta D_{гр} + \Delta D_{сн}); \quad (8)$$

$$P_T = P_K - k_R D^2; \quad (9)$$

$$P_K \min \leq P_K \leq P_K \max, \quad (10)$$

где $P_{K \max}$ — величина давления на выходе котла, ограничиваемая БРОУ, о. е.; $P_{K \min}$ — минимальная величина давления на выходе парогенератора по условиям устойчивой работы котлоагрегата, о. е.;

4) уравнения теплового потребителя

$$\frac{d\Delta D_{потр1}}{dt} = \frac{1}{T_{потр}} (\Delta D - \Delta D_{потр1}); \quad (11)$$

$$\Delta D_{потр2} = \Delta P_{кол} k_{потр}, \quad (12)$$

где $T_{потр}$ — постоянная сброса тепловой нагрузки потребителем, с; ΔD — изменение расхода пара в турбину в результате срабатывания АЧР, о. е.; $\Delta D_{потр1}$ — изменение потребления пара из коллектора в результате ΔD , о. е.; $k_{потр}$ — коэффициент, отражающий изменение $\Delta D_{потр2}$; $\Delta D_{потр2}$ — изменение расхода потребляемого пара при изменении давления в коллекторе, о. е.;

5) уравнение коллектора пара

$$\frac{dP_{кол}}{dt} = \frac{1}{T_{кол}} (\mu_{потрзд} + \Delta D_{потр1} - \Delta D_{потр2} - D), \quad (13)$$

где $P_{кол}$ — текущее значение давления в коллекторе, о. е.; $T_{кол}$ — постоянная времени коллектора, с; $\mu_{потрзд}$ — расход пара, заданный потребителем, о. е.; $\Delta D_{потр1}$ — изменение потребления пара из коллектора в результате аварии у теплового потребителя, о. е.; $\Delta D_{потр2}$ — изменение расхода потребляемого пара при изменении давления в коллекторе, о. е.; D — текущее значение расхода пара в турбину, о. е.;

б) уравнения технологических защит барабанных котлов ТЭЦ *

$$\int (f_{\text{доп1}} - f) dt > A; \quad (14)$$

$$\int (f - f_{\text{доп2}}) dt < B, \quad (15)$$

где f — текущее значение частоты переменного тока в ЭЭС, Гц; $f_{\text{доп1}}, f_{\text{доп2}}$ — условные допустимые уровни отклонения f , Гц; A, B — условные уставки технологических защит котлоагрегатов, равные площадям частотно-временных зон при изменении f , Гц·с.

Имитационное моделирование поведения паровых турбин с противодавлением в процессе протекания ЭМПП с учетом изменения частоты было выполнено на примере крупного дефицитного энергорайона ЭС-1, энергоснабжение которого производится от теплоэлектроцентрали ТЭЦ-1. Связь энергорайона с внешней энергосистемой осуществляется по двум воздушным линиям класса напряжения 110 кВ и двум автотрансформаторам связи 35/110/220 кВ. Основную часть нагрузки ЭС-1 (более 70 %) составляет промышленная (местный ЦБК), в связи с чем некоторая часть энергоснабжающих фидеров предприятия подключена к устройствам автоматической частотной разгрузки (АЧР). Возникновение ЭМПП с учетом изменения частоты в энергорайоне обусловлено выделением последнего на изолированную от Единой энергосистемы (ЕЭС) работу.

При проведении расчетов было принято, что в момент аварийного отключения воздушных линий, связывающих ЭС-1 с ЕЭС, на ТЭЦ-1 в работе находятся две конденсационные турбины типа К-100–90 с генераторами типа ТВФ-100–2 и паровая турбина типа Р-50–130/13–21 с генератором типа ТВФ-63–2. Теплофикационные турбины типа «ПТ» и др. на ТЭЦ-1 выведены в ремонт. В исходном режиме конденсационные турбины загружены соответственно на 90 и 100 МВт, а паровая турбина с противодавлением — на номинальную мощность (50 МВт).

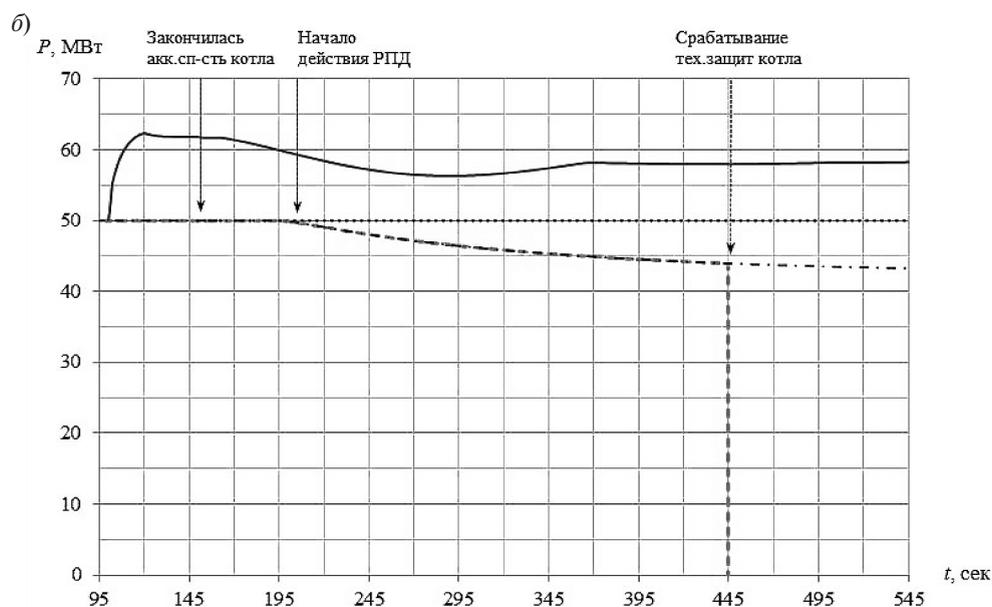
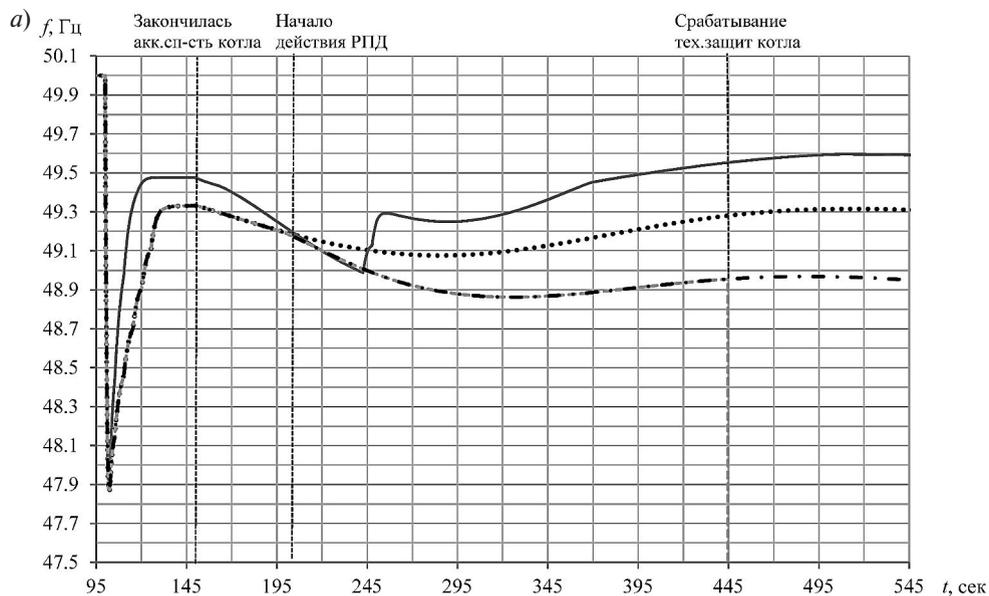
Математическое моделирование ЭМПП при условии изменения частоты в ЭЭС было выполнено с использованием бельгийского программно-вычислительного комплекса Eurostag. Осциллограммы электромеханического переходного процесса в дефицитной части энергосисте-

мы при различных способах имитационного моделирования паровых турбин с противодавлением приведены на рис.

Из рисунка видно, что в результате возникновения аварийной ситуации в ЭС-1 происходит быстрое снижение $f_{\text{ЭС}}$ до уровня 47,9 Гц, сопровождающееся срабатыванием пяти очередей АЧР-1 и АЧР-2Н. На момент окончания действия аккумулирующей способности парогенераторов $T_{\text{акк}}$ ($t_1 = 176,5$ с) установившееся значение частоты в ЭС-1 равно 49,3 Гц, мощности конденсационных турбин составляют 100 МВт, а мощность ПТД осталась равной 50 МВт. После окончания действия $T_{\text{акк}}$ парогенерирующего оборудования ТЭЦ-1 происходит быстрое снижение давления острого пара конденсационных турбин, сопровождающееся дальнейшим понижением частоты переменного тока в энергосистеме. В процессе регулирования давления главным регулятором давления пара мощность конденсационных турбин возвращается к установившемуся значению на момент окончания действия $T_{\text{акк}}$ ($t_2 = 445$ с). Мощность паровых турбин с противодавлением в процессе первичного регулирования частоты остается неизменной до вступления в действие РПД ($t_3 = 228$ с), которое обусловлено сбросом нагрузки тепловой сети в результате нарушения технологического процесса ЦБК после срабатывания устройств АЧР. Снижение мощности ПТД в процессе регулирования противодействия приводит к дальнейшему снижению $f_{\text{ЭС}}$, срабатыванию технологических защит от упуска воды в барабаны котлов ТЭЦ-1 и полному погашению ЭС-1. Указанное (натурное) развитие аварийных процессов соответствует результатам математического моделирования, полученным с использованием имитационной модели ТЕРЛО.

Сравнительный анализ кривых, представленных на рисунке, показал, что имитационное моделирование ПТД при помощи математических моделей PCONST позволяет корректно воспроизводить протекание ЭМПП с учетом изменения $f_{\text{ЭС}}$ только до момента времени t_3 (вступление в действие РПД). Таким образом, пренебрежение влиянием крупных тепловых потребителей на протекание длительных переходных процессов может приводить к некорректным результатам расчетов ЭМПП в энергорайонах с ТЭЦ на интервалах времени более 100–150 с, а также неучету действия технологи-

* Не учтены в имитационной модели ТЕРЛО'.



Оциллограммы (а — частота переменного тока; б — мощность паровых турбин) переходного процесса в дефицитной части энергосистемы в зависимости от способа имитационного моделирования
 (..... — PCONST ———— TURBOIL; - - - - - ТЕПЛО; - . . - - TERLO паровых турбин с противодавлением)

ческих защит котлоагрегатов и последующей лавины частоты в энергорайоне.

При имитации поведения паровой турбины с противодавлением с помощью математической модели конденсационного блока наблюдается участие ПТД в первичном регулировании частоты, при этом мощность ПТД изменяется от номинальной мощности турбины (50 МВт) до но-

минальной мощности генератора (63 МВт). В процессе регулирования частоты происходит срабатывание пяти очередей АЧР-1 и трех очередей АЧР-2Н, в результате чего на момент окончания действия аккумулирующей способности парогенераторов ТЭЦ-1 $f_{ЭС}$ устанавливается на уровне 49,5 Гц. Последующее за окончанием действия $T_{акк}$ снижение давления острого пара при-

водит к уменьшению мощности паровых турбин ТЭЦ-1, а частота в ЭС-1 достигает уставок срабатывания 4-й и 5-й очереди АЧР-2Н, восстанавливаясь на уровне 49,6 Гц. Срабатывания технологических защит котлоагрегатов не происходит.

Очевидно, что использование математических моделей конденсационной турбины в качестве имитационных моделей ПТД, работающих по тепловому графику нагрузок, приводит к получению результатов расчетов, существенно отличающихся от действительности на всех интервалах времени протекания переходного процесса. Применение таких результатов на практике может приводить к неучету необходимости реализации мероприятий, направленных на устойчивое выделение ТЭЦ на «островную» нагрузку в случае возникновения частотных аварий в энергосистеме. Следствием может быть полный останов производства продукции и существенный экономический ущерб. Таким образом, при рассмотрении ЭМПП с учетом изменения частоты использовать для ПТД, работающих по тепловому графику нагрузок, имитационные модели конденсационных блоков недопустимо.

Заключение

Анализ результатов проведенных исследований позволяет сделать следующие выводы:

1. В имитационных моделях энергосистем, предназначенных для проведения расчетов ЭМПП с учетом изменения частоты, турбинное оборудование электростанций должно быть представлено не только в плане первичного энергоносителя, используемого при производстве электроэнергии (паровая, газовая или гидравлическая турбина), но и с отражением технологических особенностей производства электроэнергии конкретным типом турбины.

2. Расчетные модели тепловых электростанций, в составе которых присутствуют паровые турбины с противодавлением, должны включать в себя математические модели не только электрической сети, но и тепловой сети.

3. Использование математических моделей конденсационных турбин в качестве моделей ПТД, работающих по тепловому графику, приводит к получению некорректных результатов расчетов электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в энергорайонах с теплоэлектроцентралями.

4. Для паровых турбин типов «Р», «ПР» и «ТР» их имитационное моделирование постоянной мощностью турбины позволяет получить корректные результаты расчетов ЭМПП с учетом изменения частоты в следующих случаях:

а) при условии отсутствия в энергорайоне крупных промышленных потребителей тепловой энергии, подключенных к устройствам АЧР;

б) при моделировании рассматриваемого переходного явления на интервалах времени до сброса нагрузки тепловой сети и вступления в действие регулятора противодействия.

5. Подробное исследование переходных явлений, рассматриваемых в данной статье, на примере конкретного промышленного предприятия может способствовать разработке технических рекомендаций по снижению аварийности и экономического ущерба у собственника в случае возникновения частотных аварий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **ГОСТ 23269–78.** Межгосударственный стандарт «Турбины стационарные паровые. Термины и определения. 2005.

2. **Булкин А.Е.** Автоматическое регулирование энергоустановок: Учеб. пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 508 с.

3. **Трухний А.Д., Ломакин Б.В.** Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2002. 540 с.

4. **Рыжкин В.Я.** Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. В.Я. Гиршфельд. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987. 328 с.

5. **Иевлев А.В.** Эксплуатация паротурбинных установок небольшой мощности. 3-е изд. М.: Энергия, 1971. 352 с.

6. **Рабинович Р.С.** Автоматическая частотная раз-

грузка энергосистем. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. 352 с.

7. **Барканс Е., Жалостиба Д.** Защита от развалов и самовосстановление энергосистем. Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2014. 96 с.

8. **Амбросовская Т. Д., Андранович Б., Курилкин А.И., Сорокин Е.В.** Моделирование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в энергосистемах с тепловыми электростанциями // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. №2 (69). С. 14–18.

9. **Лоханин Е.К.** Методы расчета и анализа стационарных и переходных режимов энергосистем. М.: Изд-во Энергосетьпроект, 2010. 354 с.

10. **Трухний А.Д.** Стационарные паровые турбины. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1990. 640 с.



REFERENCES

1. **GOST 23269–78.** Mezhhgosudarstvennyy standart «Turbiny statsionarnyye parovyye. Terminy i opredeleniya. GOST 23269–78» [Stationary steam turbines. Terms and definitions. 2005. (rus.)
2. **Bulkin A.Ie.** Avtomaticheskoye regulirovaniye energostanovok [Automatic control of power plants]: ucheb. posobiye dlya vuzov. M.: Izdatelskiy dom MEI, 2009. 508 s. (rus.)
3. **Trukhniy A.D., Lomakin B.V.** Teplofikatsionnyye parovyye turbiny i turboustanovki [Cogeneration turbines and power plants]: Uchebnoye posobiye dlya vuzov. M.: Izd-vo MEI, 2002. 540 s. (rus.)
4. **Ryzhkin V.Ia.** Teplovyye elektricheskiye stantsii [Thermal power plants]: Uchebnyk dlya vuzov / Pod red. Girshfelda V.Ya. 3-ye izd., pererab. i dop. M.: Energoatomizdat, 1987. 328 s. (rus.)
5. **Ievlev A.V.** Eksploatatsiya paroturbinnyykh ustanovok nebolshoy moshchnosti [Exploitation of low-power steam power plants]. 3-ye izd. M.: Energiia, 1971. 352 s. (rus.)
6. **Rabinovich R.S.** Avtomaticheskaya chastotnaya razgruzka energosistem [Automatic frequency load shedding of the power systems]. 2-ye izd., pererab. i dop. M.: Energoatomizdat, 1989. 352 s. (rus.)
7. **Barkans Ye., Zhalostiba D.** Zashchita ot razvalov i samovosstanovleniye energosistem [Protection against blackouts and self-restoration of power systems]. Cheboksary: RITs «SRZAU», 2014. 96 s. (rus.)
8. **Ambrosovskaya T.D., Andranovich B., Kurilkin A.I., Sorokin Ye.V.** Modelirovaniye elektromekhanicheskikh perekhodnykh protsessov s uchetom izmeneniya chastoty v energosistemakh s teplovymi elektrostantsiyami. [Simulation of electromechanical transient processes considering the changes in the frequency of power systems with thermal power plants]. *Izvestiya NTTs Yedinoy energeticheskoy sistemy.* 2013. №2 (69). S.14–18. (rus.)
9. **Lokhanin Ye.K.** Metody rascheta i analiza statsionarnyykh i perekhodnykh rezhimov energosistem [Methods of computing and analysis of stationary states and transient processes of power systems]. M.: Izd-vo Energosetproyekt, 2010. 354 s. (rus.)
10. **Trukhniy A.D.** Statsionarnyye parovyye turbiny. [Stationary steam turbines] 2-ye izd., pererab. i dop. M.: Energoatomizdat, 1990. 640 s. (rus.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ПОПКОВ Евгений Николаевич — доктор технических наук заведующий кафедрой электрических систем и сетей Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. 195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29. E-mail: enpopkov@gmail.com

АНДРАНОВИЧ Богдан — аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. 195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29. E-mail: andranovich.bogdan@gmail.com

КУРИЛКИН Алексей Игоревич — аспирант ОАО «НТЦ ЕЭС». 194223, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А. E-mail: alexeykurilkin@gmail.com

AUTHORS

ПОПКОВ Evgenii N. — Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. 29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia. E-mail: enpopkov@gmail.com

АНДРАНОВИЧ Bogdan — Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. 29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia. E-mail: andranovich.bogdan@gmail.com

КУРИЛКИН Aleksei I. — JSC «STC UPS». 1, lit A, Kurchatov Str., St.-Petersburg, Russia, 194223. E-mail: alexeykurilkin@gmail.com