



ОЦЕНКА СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ВОДОРОДНОГО КОМПЛЕКСА НА АЭС*

Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов, М.В. Гариевский

ФГБУН "Саратовский научный центр Российской академии наук"
оф. 13, д. 77, ул. Политехническая, Саратов, 410028, Россия
тел.: +7(8452)56-91-95; факс: 8(8452)52-55-10; e-mail: oergran@inbox.ru

doi: 10.15518/isjaee.2019.13-15.24-39

Заключение совета рецензентов: 12.04.19 Заключение совета экспертов: 19.04.19 Принято к публикации: 25.04.19

Проведен анализ проблемы первичного регулирования частоты тока в энергосистеме, а также перечислены основные требования к энергоблокам атомной электростанции в условиях привлечения к первичному регулированию. Согласно данным требованиям, работа АЭС связана с разгрузкой и соответствующим снижением КПД. В этой связи показано, что комбинирование АЭС с водородным комплексом позволяет исключить неэффективный разгрузочный режим. Это позволяет паротурбинному оборудованию и оборудованию реакторной установки работать в базовом режиме на номинальном уровне мощности. Кроме того, создаются условия для выработки и аккумуляции водорода и кислорода в течение суток, а также дополнительно в период ночного провала электрической нагрузки, что позволяет их использовать для выработки пиковой мощности.

Оценивался системный экономический эффект в результате участия АЭС в комбинировании с водородным комплексом в первичном регулировании частоты тока в энергосистеме с учётом ресурсных затрат основного оборудования. В этой связи приведено обоснование циклических нагрузок основного оборудования водородного комплекса: металлических ёмкостей хранения водорода и кислорода, компрессорных установок, водород-кислородной камеры сгорания паро-водородного перегрева рабочего тела в паротурбинном цикле АЭС. Изложены методические основы оценки рабочего ресурса оборудования в условиях циклического нагружения при участии в первичном регулировании частоты по критерию скорости роста усталостной трещины. Показано, что для оборудования водородного комплекса наибольшая интенсивность нагружения возникает в водород-кислородной камере сгорания вследствие высоких термических напряжений.

Выполнена оценка системного экономического эффекта и показано влияние износа основного оборудования в условиях циклического нагружения. Показано, что в условиях комбинирования энергоблоков АЭС с водородным комплексом эффективность первичного регулирования значительно зависит от: стоимости оборудования, подвергающегося циклическим нагрузкам; частоты и интенсивности циклических нагрузок; соотношения тарифа на пиковую электроэнергию и себестоимость электроэнергии АЭС.

На основе новой методики оценки эффективности участия АЭС с водородным комплексом в первичном регулировании частоты с учётом ущерба оборудованию показано, что наличие водородного комплекса обеспечивает ощутимый экономический эффект по сравнению с вариантом разгрузки АЭС при прямом участии в регулировании частоты.

* Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Гариевский М.В. Оценка системной эффективности многофункционального водородного комплекса на АЭС // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), 2019;13-15:24-39.



Ключевые слова: атомная электростанция; водородный энергетический комплекс; регулирование частоты; усталостное разрушение; частота циклических нагрузжений; экономический эффект.

EVALUATION OF SYSTEM EFFECTIVENESS OF MULTIFUNCTIONAL HYDROGEN COMPLEX AT NUCLEAR POWER PLANTS

R.Z. Aminov, A.N. Bayramov, M.V. Garievskii

Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences
of. 13, 77 Polytechnicheskaya Str., Saratov, 410028, Russia
tel.: +7(8452)56 91 95, fax: 8(8452)52 55 10; e-mail: oepran@inbox.ru

doi: 10.15518/isjaee.2019.13-15.24-39

Referred 12 April 2019 Received in revised form 19 April 2019 Accepted 25 April 2019

The paper gives the analysis of the problem of the primary current frequency regulation in the power system, as well as the basic requirements for NPP power units under the conditions of involvement in the primary regulation. According to these requirements, the operation of NPPs is associated with unloading and a corresponding decrease in efficiency. In this regard, the combination of nuclear power plants with a hydrogen complex is shown to eliminate the inefficient discharge mode which allows the steam turbine equipment and equipment of the reactor facility to operate in the basic mode at the nominal power level. In addition, conditions are created for the generation and accumulation of hydrogen and oxygen during the day, as well as additionally during the nighttime failure of the electrical load which allows them to be used to generate peak power.

The purpose of the article is to assess the systemic economic effect as a result of the participation of nuclear power plants in combination with the hydrogen complex in the primary control of the current frequency in the power system, taking into account the resource costs of the main equipment. In this regard, the paper gives the justification of cyclic loading of the main equipment of the hydrogen complex: metal storage tanks of hydrogen and oxygen, compressor units, hydrogen-oxygen combustion chamber of vapor-hydrogen overheating of the working fluid in the steam turbine cycle of a nuclear power plant. The methodological foundations for evaluating the working life of equipment under cyclic loading with the participation in the primary frequency control by the criterion of the growth rate of a fatigue crack are described. For the equipment of the hydrogen complex, the highest intensity of loading is shown to occur in the hydrogen-oxygen combustion chamber due to high thermal stresses.

The system economic effect is estimated and the effect of wear of the main equipment under cyclic loading is shown. Under the conditions of combining NPP power units with a hydrogen complex, the efficiency of primary regulation is shown to depend significantly on: the cost of equipment subjected to cyclic loading; frequency and intensity of cyclic loading; the ratio of the tariff for peak electricity, and the cost of electricity of nuclear power plants.

Based on the developed methodology for assessing the effectiveness of the participation of nuclear power plants with a hydrogen complex in the primary frequency control, taking into account the damage to the equipment, the use of the hydrogen complex is shown to provide a tangible economic effect compared with the option of unloading nuclear power plants with direct participation in frequency control.

Keywords: nuclear power plant; hydrogen energy complex; frequency regulation; fatigue failure; cyclic loading frequency; economic effect.



*Рашид Зарифович
Аминов
Rashid Aminov*

Сведения об авторе: д-р техн. наук, главный научный сотрудник, ФГБУН Саратовский научный центр.

Образование: Саратовский политехнический институт (1961 г.).

Область научных интересов: энергетические системы на органическом топливе; водородная энергетика; ядерная и радиационная безопасность; радиоэкология.

Публикации: 342.

h-index: 8

ORCID: 0000-0003-1549-5133

Scopus Author ID: 7006689108

Research ID: O-3305-2014

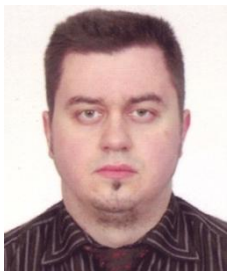
Information about the author: D.Sc. in Engineering, Professor, Chief Researcher at Saratov Scientific Center of RAS.

Education: Saratov Polytechnical Institute, 1961.

Research interests: energy systems on organic fuel; hydrogen energy; nuclear and radiation safety; radiation ecology.

Publications: 342.





Арте́м Николаевич
Байрамов
Artem Bairamov

Сведения об авторе: канд. техн. наук, старший научный сотрудник Саратовского научного центра РАН.

Образование: Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина (2007 г.).

Область научных интересов: водородная энергетика; проблемы создания энергетического оборудования; энерго- и ресурсосберегающие, экологически чистые химико-технологические процессы; моделирование технических систем; термодинамические процессы в технических системах; процессы тепло- и массообмена; возобновляемые источники и системы прямого преобразования энергии.

Публикации: 50.

h-index: 7; SPIN-код: 1620-2441

ORCID: 0000-0003-1573-0578

Scopus Author ID: 35224451800

Information about the author: Ph.D. in Engineering, Senior Researcher at Saratov Scientific Center of the RAS.

Education: Saratov State Technical University named Yuri Gagarin, 2007.

Research interests: hydrogen energy; problems of energy equipments building; energy resources savings, ecological clean and chemical-technological processes; modeling of technical systems; thermodynamic processes in technical systems; thermal and mass exchange processes; renewable and systems of direct transform energy.

Publications: 50.



Михаил Васильевич
Гариевский
Michael Garievskii

Сведения об авторе: научный сотрудник Саратовского научного центра РАН.

Образование: Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина (1999 г.).

Область научных интересов: атомные и тепловые электростанции; энергетические системы; безопасность; надежность.

Публикации: 61.

SPIN-код: 9827-0700; *h*-index: 5

ORCID: 0000-0002-9853-0792

Scopus Author ID: 6505872678

Research ID: P-4229-2014

Information about the author: Researcher at the Saratov Scientific Center of RAS.

Education: Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, 1999.

Research interests: nuclear and thermal power plants; power systems; safety; reliability.

Publications: 61.

1. Введение

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [1] развитие атомной энергетики и замкнутого ядерного топливного цикла является стратегической целью. В этой связи проблема обеспечения атомной электростанции (АЭС) базисной электрической нагрузкой приобретает особенную актуальность. С этой целью наряду с использованием гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) рассматриваются и разрабатываются научные основы применения водородного энергетического комплекса как в России [2–9], так и за рубежом. Например, в работах Ч. Форсберга (Отдел ядерной науки и техники Массачусетского технологического института, США) исследуется концепция получения водорода на базе энергии АЭС и ВИЭ [10–13]. По данным [14] известны теоретические разработки водород-кислородной газотурбинной установки (ГТУ), а также водород-кислородной паротурбинной установки концерна «Тошиба». В ряде работ [15–19] исследования направлены на оценку эффективности получения водорода с использованием ядерных технологий

на основе многостадийных термохимических циклов, а также на вопросы взрывобезопасности водорода при его получении на базе энергии ядерных источников.

Преимуществом водородного комплекса является возможность потребления электроэнергии непосредственно от АЭС по себестоимости в ночные внепиковые часы для выработки водорода и кислорода, в то время как ГАЭС заряжается от энергосистемы по тарифу, в 3–4 раза превышающему себестоимость электроэнергии АЭС. При этом использование водорода возможно для выработки пиковой электроэнергии за счет паро-водородного перегрева свежего пара перед турбиной (рис. 1а) [2–9, 20–22] или с установкой дополнительной турбины, в том числе работающей на вытесненном паре промперегрева (рис. 1б) [23–25].

Эффективность работы АЭС с водородным комплексом при покрытии переменных нагрузок в суточном графике электропотребления рассмотрена ранее [2]. В данной работе выполнена оценка эффективности участия водородного комплекса в первичном регулировании частоты на примере схемы рис. 1б.

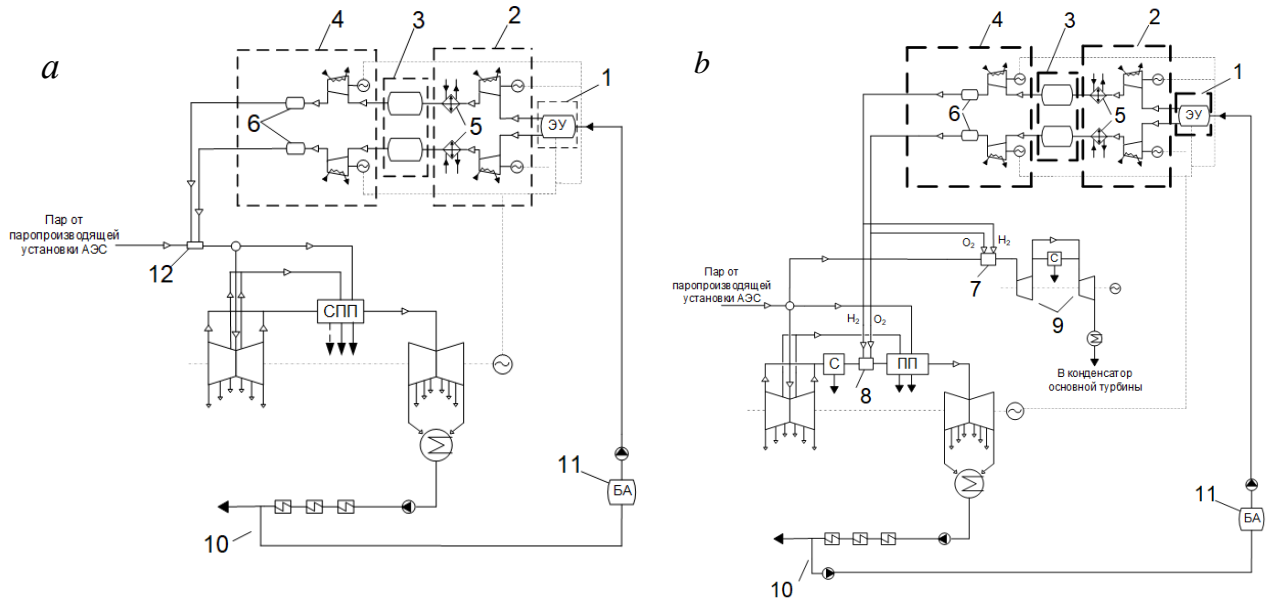


Рис. 1 – Принципиальные схемы комбинирования АЭС с водородным комплексом: 1 – система электролиза воды; 2, 4 – система компримирования водорода и кислорода для подачи от электролиза в систему хранения и из системы хранения на перегрев рабочего тела ПТУ АЭС соответственно; 3 – система хранения водорода и кислорода на основе металлических ёмкостей; 5 – концевые охлаждающие теплообменники; 6 – промежуточные ёмкости водорода и кислорода; 7 – водород-кислородная камера сгорания паро-водородного перегрева свежего пара АЭС перед ЦВД дополнительной турбины; 8 – водород-кислородная камера сгорания паро-водородного перегрева в ПТУ АЭС с турбиной К-1000-60/1500; 9 – дополнительная паровая турбина; 10 – рециркуляция добавленного рабочего тела; 11 – бак-аккумулятор; 12 – водород-кислородная камера сгорания для перегрева свежего пара перед ЦВД турбины К-1000-60/1500

Fig. 1 – Schematic diagrams of combining NPP with hydrogen complex: 1 – water electrolysis system; 2, 4 – hydrogen and oxygen compression system for supply from electrolysis to the storage system and from the storage system to overheat of the working fluid of the NPP steam turbine installation, respectively; 3 – hydrogen and oxygen storage system based on metal tanks; 5 – terminal cooling heat exchangers; 6 – intermediate tanks of hydrogen and oxygen; 7 – hydrogen-oxygen combustion chamber of steam-hydrogen overheating of fresh steam from nuclear power plants in front of the high-pressure cylinder of the additional turbine; 8 – hydrogen-oxygen combustion chamber of steam-hydrogen reheat in steam turbine K-1000-60/1500; 9 – additional steam turbine; 10 – recirculation of the added working fluid; 11 – battery tank; 12 – hydrogen-oxygen combustion chamber for superheating of fresh steam in front of the high-pressure cylinder of the turbine K-1000-60/1500

Список обозначений	
Буквы греческого алфавита	
α	Безразмерный коэффициент, учитывающий геометрический фактор и характер распределения напряжения
$\alpha_{ам}^{II}$	Коэффициент амортизации основного оборудования водородного комплекса с учетом циклического режима работы
β	Безразмерный коэффициент, учитывающий геометрический фактор и характер распределения напряжения
$\Delta B_{зам}$	Снижение расхода ядерного топлива на замещающем энергоблоке АЭС, кг у.т./год
$\Delta B_{осн}$	Снижение расхода ядерного топлива на основном энергоблоке АЭС, кг у.т./год
ΔK	Размах коэффициента интенсивности напряжений цикла, МПа $\sqrt{м}$
σ	Напряжение цикла
$\tau_{0,1}$	Время роста усталостной трещины до нижней границы критической длины, равной 0,1 мм, лет
$\tau_{зам}$	Время работы замещающего энергоблока АЭС с разгрузкой, ч/год
$\tau_{комп}$	Число часов работы компрессора в сутки, ч/сут
$\tau_{осн}$	Время работы основного энергоблока АЭС с разгрузкой, ч/год
v	Скорость роста усталостной трещины, мм/цикл
v_0	Пороговая (начальная) скорость роста усталостной трещины, мм/цикл
Буквы латинского алфавита	
B	Расход ядерного топлива, кг у.т./год
$f_{колен}$	Частота вращения коленвала, Гц
$f_{цикл}$	Частота циклов напряжений, Гц
K	Коэффициент интенсивности нагружений, МПа $\sqrt{м}$
K_{max}	Максимальный коэффициент интенсивности напряжений цикла, МПа $\sqrt{м}$
K_{min}	Минимальный коэффициент интенсивности напряжений цикла, МПа $\sqrt{м}$
$K_{кап}$	Капиталовложения в оборудование водородного комплекса, руб.



Продолжение списка обозначений

l_0	Пороговая (минимальная) длина трещины, мм
l_N	Длина усталостной трещины при соответствующем числе циклов, мм
$n_{сут}$	Годовое число рабочих суток комбинированного атомно-водородного энергоблока, сут./год
$n_{ц}$	Число циклов нагружений в сутки, цикл/год
$N_{сут\ до\ капрем}$	Число рабочих суток до капитального ремонта, сут.
$N_{ц}^{пред}$	Предельное число циклов до разрушения
$N_{ц}^r$	Годовое число циклов нагружений, цикл/год
$R_{разгр}$	Экономический эффект в результате участия энергоблока АЭС в первичном регулировании за счет разгрузки, руб./год
$R_{комб}$	Экономический эффект в результате участия энергоблока АЭС в комбинировании с водородным энергетическим комплексом в первичном регулировании, руб./год
$R_{2\%}$	Экономический эффект в результате отпуска мощности в 2 % от номинальной, руб./год
$R_{ДВ}$	Экономический эффект в результате снижения расхода ядерного топлива, руб./год
$R_{пик}$	Экономический эффект в результате отпуска пиковой электроэнергии, руб./год
$T_{эз}$	Тариф на отпускаемую электроэнергию, руб./кВт · ч
$T_{эз}^{пик}$	Тариф на электроэнергию в пиковый период, руб./кВт · ч
<i>Буквы русского алфавита</i>	
$I_{ам}^н$	Амортизационные затраты в условиях циклических нагрузок, руб./год
$У_1$	Ущерб от недоотпуска электроэнергии в варианте с разгрузкой, руб./год
$У_2$	Ущерб от недоотпуска электроэнергии в условиях комбинирования АЭС с H ₂ -комплексом, руб./год
$У_3$	Ущерб основному оборудованию водородного комплекса в результате циклических нагрузок, руб./год
$Ц$	Цена ядерного топлива, руб./кг у.т.
$\mathcal{E}_{отп}$	Отпуск электроэнергии, кВт · ч/год
$\mathcal{E}_{пик}$	Отпуск пиковой электроэнергии, кВт · ч/год
$\mathcal{E}_{осн}$	Недоотпуск электроэнергии на основном энергоблоке АЭС, кВт · ч/год
$\mathcal{E}_{зам}$	Недоотпуск электроэнергии на замещаемом энергоблоке АЭС, кВт · ч/год
<i>Аббревиатуры</i>	
АЭС	Атомная электростанция
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ГАЭС	Гидроаккумулирующая электростанция
ГТУ	Газотурбинная установка
ГЭС	Гидроэлектростанция
КПД	Коэффициент полезного действия
ПТУ	Паротурбинная установка
ЦВД	Цилиндр высокого давления

2. Теоретический анализ

2.1. Требования к энергоблокам АЭС в условиях привлечения к первичному регулированию частоты тока в энергосистеме

Одним из требований энергосистем является необходимость регулирования частоты тока и удержания ее в допустимых пределах. С этой целью привлекаются специально выделенные тепловые электростанции, а также ГЭС и ГАЭС. Стандартные функциональные возможности позволяют обратимым гидроагрегатам ГАЭС обеспечивать регулирование частоты и баланса мощности в энергосистеме в двигательном (насосном) и генераторном (турбинном) режимах их работы, то есть с потреблением и выдачей мощности. В то же время фактический регулирующий эффект только одной Загорской ГАЭС с шестью обратимыми гидроагрегатами общей мощностью в турбинном режиме 1 200 МВт для обеспечения работы АЭС Европейской части России в базовой части графика нагрузок недостаточен [26].

Говоря о маневренности АЭС, следует иметь в виду два наиболее важных аспекта этой проблемы:

во-первых, в каких пределах изменение мощности и, соответственно, снижение числа часов использования установленной мощности АЭС экономически целесообразно, а во-вторых, в каких пределах изменение мощности допустимо по условиям обеспечения надежности и безопасности эксплуатации. Очевидно, что увеличение доли электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, вынудит их энергоблоки принимать на себя и функции регулирования графика нагрузки энергообъединения. Поэтому одной из первоочередных задач является адаптация энергоблоков АЭС к работе при переменных нагрузках [26].

Согласно приказу ОАО «СО ЕЭС» от 19.08.2013. № 314 [27–29], сформулированы основные требования к первичному регулированию частоты энергоблоками АЭС.

Согласно требованиям стандарта по оперативно-диспетчерскому регулированию в электроэнергетике [28], частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95 % времени суток, не выходя за предельно допустимые $50 \pm 0,4$ Гц. При этом средствами вторичного регулирования совместно с первичным регулированием частоты должно обеспечиваться удерживание частоты в заданных пределах.



жание текущей частоты в пределах $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) и в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты за время не более 15 минут.

В последние годы в ЕЭС России среднее отклонение по частоте не превышает 25–30 мГц, количество отклонений – примерно 2–4 в час. Максимальные суточные отклонения не превышают 40 мГц, их количество – от 2 до 10 в сутки в зависимости от региона России. Как правило, не чаще 1–2 раз в год имеют место отклонения в 75–80 мГц, вызванные потерей потребителей или генерации мощностью примерно 1 000 МВт [30].

Участие АЭС в регулировании графика электрической нагрузки определяется двумя основными факторами: экономической целесообразностью такой работы и техническими возможностями АЭС. Учитывая, что топливная составляющая на АЭС значительно ниже, чем на тепловых электростанциях, разгружать её целесообразно только после полной разгрузки и исчерпания всех регулировочных возможностей электростанций на органическом топливе. Паровые турбины АЭС практически не имеют ограничений по диапазону регулирования нагрузки. По своим динамическим и статическим характеристикам водородные энергетические реакторы удовлетворяют требованиям работы в переменном режиме. При этом принимаются условия, что изменения нагрузки энергоблока проводятся в строгом соблюдении нормативов по скорости набора и снижению нагрузки.

Надежность и безопасность регулирования нагрузки реактора зависит от ряда факторов: способа компенсации запаса реактивности топливной загрузки, изменения концентрации ксенона, длительности топливной кампании и др.

Следует отметить, что привлечение АЭС к участию в первичном регулировании частоты тока в энергосистеме связано с возможными частыми изменениями нагрузки.

Для участия в нормированном первичном регулировании частоты маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС должны удовлетворять следующим требованиям [27]:

1) при отклонениях частоты должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты путем реализации требуемой первичной мощности в пределах регулировочного диапазона:

- на загрузку до 2 % номинальной электрической мощности энергоблока,
- на разгрузку до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока;

2) при скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности в указанных диапазонах, должна обеспечиваться:

- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с,
- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.

Таким образом, в соответствии с требованиями динамика изменения первичной мощности энергоблока АЭС при максимальной требуемой первичной мощности на загрузку $\Delta P_{\text{п}} = 2 \% P_{\text{ном}}$ должна быть не хуже: 1 % $P_{\text{ном}}$ – за 10 с, 2 % $P_{\text{ном}}$ – за 30 с; при максимальной требуемой первичной мощности на разгрузку $\Delta P_{\text{п}} = 8 \% P_{\text{ном}}$ динамика изменения первичной мощности энергоблока должна быть не хуже: 4 % $P_{\text{ном}}$ – за 10 с, 8 % $P_{\text{ном}}$ – за 120 с [27].

В этой связи в случае прямого участия АЭС в первичном регулировании частоты данные требования обуславливают ежедневную работу энергоблока в неэффективном разгрузочном режиме с целью обеспечения поддержания необходимого резерва мощности в 2 % от номинальной. При этом в периоды роста частоты тока возникает необходимость в дополнительной разгрузке до 8 % от номинальной мощности. В результате этого АЭС имеет недоотпуск электроэнергии, а также снижение абсолютного внутреннего КПД цикла в результате дросселирования пара на 0,34 % и на 1,54 % при работе на уровне мощности 98 % и 92 % от номинальной соответственно. В данной работе рассматривается вариант прямого участия АЭС в регулировании частоты на примере энергоблока с ВВЭР-1000 и турбиной К-1000-60/1500 при 6 регулировках в сутки путём увеличения отпуска мощности в 2 % от номинальной.

Следует отметить, что разгрузка АЭС создает соответствующее годовое снижение расхода ядерного топлива.

В случае комбинирования АЭС с водородным комплексом появляется возможность обеспечения поддержания необходимого резерва выдаваемой мощности на нагрузку за счет её потребления на выработку водорода и кислорода в электролизёрах 1 и их аккумулярование в системе хранения 3 (см. рис. 1). При этом турбоагрегат и реактор не разгружаются и продолжают работать на номинальном уровне мощности. Увеличение мощности, отдаваемой в сеть на 2 %, можно обеспечить путем отключения электролизёров 1 и компрессоров 2 (см. рис. 1). При этом электролизёры целесообразно поддерживать в горячем резерве, то есть без сброса рабочего давления и температуры с целью оперативного их включения вновь под нагрузку. При условии участия в первичном регулировании частоты возникает необходимость снижения мощности энергоблока АЭС до 8 % от номинальной. Это может обеспечиваться путем большей загрузки электролизёров 1 и компрессоров 2 без снижения мощности энергоблока АЭС. Помимо этого, АЭС в комбинировании с водородным комплексом может участвовать в покрытии пиков электрических нагрузок за счет использования наработанного водорода и кислорода в период обеспечения резерва мощности на 2 %. В этой связи для схемы рис. 1б с установкой дополнительной турбины рассматриваются два варианта участия: первый – на примере покрытия пиков нагрузки один раз в сутки с продолжительностью 4 ч, второй – два раза в сутки с



продолжительностью по 2 ч каждое, как пример, при покрытии утреннего и вечернего пиков нагрузки. Температура перегрева пара перед цилиндром высокого давления (ЦВД) дополнительной турбины составила 540 °С, соответствующая выработка пиковой мощности ~ 20 МВт. В данных условиях с учётом принятого количества регулирований частоты в сутки, равного 6, что в общем итоге составляет примерно 1 час, суточная продолжительность работы электролизёров 1 и компрессоров 2 составит примерно 19 ч/сут, что в итоге определяет количество нарабатываемого водорода с кислородом за это время. Кроме того, с целью обеспечения АЭС базисной нагрузкой и повышения эффективности использования водородного комплекса рассмотрена возможность дополнительной выработки водорода и кислорода в период ночного провала электропотребления, принятого равным 7ч/сут., за счёт дополнительной загрузки электролизёров, компрессорного и ёмкостного оборудования. Так, рассмотрена дополнительная загрузка электролизёров провальной внепиковой мощностью от АЭС на примере 50 МВт и 100 МВт. При этом дополнительная пиковая мощность составила 30 МВт и 60 МВт соответственно за счёт большего вытеснения пара из промперегрева.

Важным преимуществом комбинирования АЭС с водородным комплексом является исключение возможности попадания реактора в режим, связанный с ксеноновым отравлением активной зоны («йодная яма») в условиях частых разгрузок при малых запасах реактивности, что может приводить к полному останову энергоблока на минимальное время около 20 ч. Это особенно важно в периоды разгрузки до 8 %. При этом в варианте с разгрузкой данная проблема решается путем временного вывода энергоблока АЭС из системы первичного регулирования в конце кампании, когда запас реактивности минимален. В этом случае участие в регулировании взамен выведенного энергоблока принимает на себя замещаемый аналогичный энергоблок АЭС.

На примере АЭС с реактором ВВЭР-1000 с учетом комбинирования с водородным комплексом на основании требований и в соответствии с динамикой изменения мощности снижение отпуска электрической мощности в сеть может составить до 80 МВт, при этом на 40 МВт необходимо снизить отпуск в течение первых 10 секунд. Общее время, в течение которого необходимо обеспечить снижение отпуска электроэнергии до необходимого уровня мощности, должно составить не более 2 минут. В условиях выдачи мощности на нагрузку энергоблок должен обеспечить прирост около 20 МВт выдаваемой мощности в сеть за время не более 30 секунд. В этой связи возможный диапазон по скорости нагружения электролизёров оценивался в [9]. Следует отметить, что при принятых условиях поддержания электролизёров в горячем резерве возможно эффективное обеспечение включения их в работу на нагрузку и разгрузку в соответствии со скоростью изменения

мощности на основном турбоагрегате при минимальном запаздывании во времени. Принята единичная мощность электролизёра на уровне 50 МВт, а их количество – два агрегата.

2.2. Методика оценки рабочего ресурса основного оборудования в условиях частотного регулирования

Оценку эффективности участия в первичном регулировании частоты необходимо выполнить с учётом определения рабочего ресурса оборудования, работающего в условиях цикличности "пуск – останов", а также нагрузки с последующей разгрузкой. В этой связи оценка рабочего ресурса выполняется по критерию скорости роста усталостной трещины. При этом целью является определение величины амортизационных затрат в условиях цикличности работы оборудования. Данное значение будет учтено при оценке эффективности первичного регулирования посредством введения показателя ущерба основному оборудованию.

В варианте комбинирования АЭС с водородным комплексом циклический режим возникает на оборудовании водородного комплекса, в том числе при участии энергоблока в покрытии пиковой нагрузки. Так, каждое требование по увеличению или снижению отпуска мощности в сеть приводит к соответствующему отключению или включению электролизёров 1 вместе с компрессорными установками 2 для подачи водорода и кислорода в ёмкости хранения (см. рис. 1b). В варианте участия АЭС в покрытии пиков электрической нагрузки за счёт наработанного водорода с кислородом в период обеспечения резерва мощности на 2 % циклические нагрузки будут иметь место в металлических ёмкостях 3, компрессорных установках 4 для подачи водорода на перегрев пара второго контура, в водород-кислородных камерах сгорания 7 и 8, а также на лопатках проточной части в дополнительной турбине 9 за счёт её нагружения при выходе из моторного режима. В этой связи при каждом нагружении турбины расходом пара рабочие лопатки подвергаются циклическому изменению давления. Изменение давления пара приводит к появлению разницы результирующего усилия, действующего на лопатки [31]. Как показали выполненные прочностные расчёты проточной части дополнительной турбины небольшой мощности с помощью методики [31, 32], наибольшее изменение результирующего усилия, действующего на лопатки первой ступени, составило 3,4 МПа с учётом поэтапного нагружения. При этом термические напряжения составили порядка 40 МПа [33].

Следует отметить, что циклическое нагружение оборудования обуславливает рост усталостных трещин [34–40]. Циклические нагрузки в металлических ёмкостях хранения водорода и кислорода, компрессорных установках, водород-кислородной камере сгорания паро-водородного перегрева рабочего тела в паротурбинном цикле атомной электростанции



обусловлены чередованием пусков с последующим остановом вследствие разновременности получения и использования водорода. Циклические нагрузки в рабочих лопатках первых ступеней в дополнительной турбине обусловлены набросом нагрузки с последующей разгрузкой и выходом в моторный режим. Это приводит к развитию усталостных трещин в критических элементах основного оборудования водородного энергетического комплекса (кроме электролизёров, которые находятся в горячем резерве), что в итоге ведет к его замене новым, то есть к увеличению амортизационных затрат. Критическим элементом ёмкостей для хранения водорода и кислорода является стенка основного рабочего сосуда; у компрессоров поршневого типа – стенка рабочих цилиндров; у водород-кислородной камеры сгорания – стенка дожигающей части камеры сгорания, согласно двухступенчатой схеме паро-водородного перегрева, разработанной в [22].

На основании анализа материалов [35–40] предложен обобщённый критерий по оценке длины усталостной трещины при заданной частоте циклических нагружений, мм [9, 34]:

$$l_N = l_0 + v_0 f_{\text{цикл}}^{-\text{tg}\alpha} N_{\text{ц}}^{\text{пред}} \leq 0,1 \dots 1, \quad (2)$$

где l_0 – пороговое (минимальное) значение длины трещины, мм (принимается равным 0,002 мм [36]); v_0 – пороговая (начальная) скорость роста усталостной трещины, мм/цикл; $f_{\text{цикл}}$ – частота циклических нагружений, Гц; $\text{tg}\alpha$ – тангенс угла наклона логарифмической линии к оси абсцисс, показывающей уменьшение скорости роста усталостной трещины (Igv) при увеличении частоты нагружения (Igf) при фиксированном значении коэффициента интенсивности размаха напряжений (ΔK) [35]; $N_{\text{ц}}^{\text{пред}}$ – предельное число циклов до разрушения; 0,1–1 – критическое значение длины усталостной трещины для сталей с пределом прочности до 1 500 МПа.

Под частотой циклических нагружений ($f_{\text{цикл}}$) понимается отношение числа циклов нагружений (деформаций) к интервалу времени, за которой они возникают, и измеряется в Гц.

В формуле (2) произведение $v_0 f_{\text{цикл}}^{-\text{tg}\alpha}$ выражает расчётное значение скорости роста усталостной трещины, измеряемой в мм/цикл при заданной частоте нагружения [35].

В основу оценки ресурсных издержек для рабочих сосудов электролизёров, ёмкостей хранения водорода (кислорода), рабочих цилиндров поршневых компрессоров положена модель сосуда с внутренним давлением [40, 41]. Для дожигающей части водород-кислородной камеры сгорания положена модель сосуда, нагруженного внутренним и внешним давлением [41]. Значение коэффициента интенсивности нагружений определялось по выражению, МПа $\sqrt{\text{м}}$ [35–40]:

$$K = \sigma \alpha \sqrt{\pi l_0},$$

где σ – напряжение цикла, МПа; α – безразмерный коэффициент, учитывающий геометрический фактор и характер распределения напряжения; l_0 – пороговая (минимальная) длина трещины, м.

При этом размах коэффициента интенсивности напряжений цикла, МПа $\sqrt{\text{м}}$, [35–40]

$$\Delta K = K_{\text{max}} - K_{\text{min}},$$

где K_{max} и K_{min} находятся при соответствующих максимальном и минимальном напряжении цикла (σ_{max} и σ_{min}).

Очевидно, интенсивность нагружения всегда возникает там, где появляется разность напряжений в конструктивных элементах оборудования, которая обусловлена, как правило, изменениями рабочего давления среды и температуры.

Увеличение интенсивности нагружения ΔK приводит к тому, что скорость роста усталостной трещины стремится от порогового участка к среднеамплитудному участку согласно диаграмме усталостных разрушений [35], скорость роста усталостной трещины получает большее приращение за цикл, и при этом снижается влияние частоты нагружений на закрытие трещины. При малых ΔK , когда скорость роста усталостной трещины находится в области порогового участка и при этом очень мала, влияние частоты нагружений может заметно сказываться на её закрытии, то есть увеличение частоты может закрывать эту трещину и тем самым замедлять её рост и, наоборот, снижение частоты будет ускорять её рост.

По выполненным оценкам для оборудования водородного комплекса наибольшее ΔK возникает в водород-кислородной камере сгорания вследствие высоких термических напряжений, согласно [41], а наименьшее ΔK возникает на лопатках дополнительной турбины. При этом для лопаток дополнительной турбины в условиях низкочастотного нагружения, порядка 10^{-5} Гц, на основании уравнения Пэриса и экспериментальных данных [42] на примере коррозионно-стойкой стали 13X11H2B2MФ, применяемой в том числе и для лопаток турбоагрегатов, скорость роста усталостной трещины составила $2,03 \cdot 10^{-15}$ мм/цикл.

Время роста усталостной трещины до нижней границы критической длины, равной 0,1 мм, лет,

$$\tau_{0,1} = \frac{N_{\text{ц}}^{\text{пред}}}{N_{\text{ц}}^{\text{г}}}, \quad (3)$$

где $N_{\text{ц}}^{\text{пред}}$ – предельное число циклов нагружений; $N_{\text{ц}}^{\text{г}}$ – годовое число циклов нагружений, циклов/год.



Предельное число циклов нагружений ($N_{\text{ц}}^{\text{пред}}$) определяется методом подбора согласно (2) из условия достижения усталостной трещины нижней границы критической длины, равной 0,1 мм.

Годовое число циклов нагружений, циклов/год,

$$N_{\text{ц}}^{\Gamma} = n_{\text{сут}} n_{\text{ц}},$$

где $n_{\text{сут}}$ – годовое число рабочих суток комбинированного атомно-водородного энергоблока, сут./год; $n_{\text{ц}}$ – число циклов нагружений в сутки, ц/сут.

Для компрессорных установок поршневого типа число рабочих суток до капитального ремонта на основе времени роста усталостной трещины до нижней границы критической длины, равной 0,1 мм, сут.,

$$N_{\text{сут_до_капрем}} = \frac{N_{\text{ц}}^{\text{пред}}}{\tau_{\text{комп}} 3600 f_{\text{колен}}},$$

где $\tau_{\text{комп}}$ – число часов работы компрессора в сутки, ч/сут.; $f_{\text{колен}}$ – частота вращения коленвала, 1/сек (Гц).

Амортизационные затраты в условиях циклических нагрузок, руб./год,

$$I_{\text{ам}}^{\text{ц}} = \alpha_{\text{ам}}^{\text{ц}} K_{\text{кап}}, \quad (4)$$

где $\alpha_{\text{ам}}^{\text{ц}}$ – коэффициент амортизации с учетом циклического режима работы; $K_{\text{кап}}$ – капиталовложения в соответствующее оборудование водородного комплекса, руб.

Коэффициент амортизации основного оборудования водородного комплекса с учетом циклического режима работы

$$\alpha_{\text{ам}}^{\text{ц}} = \frac{1}{\tau_{0,1}}.$$

Суммарные амортизационные затраты оборудования в условиях циклических нагрузок, руб./год,

$$I_{\text{амСУММ}}^{\text{ц}} = \sum_i I_{\text{ам}i}^{\text{ц}}, \quad (5)$$

где $I_{\text{ам}i}^{\text{ц}}$ – амортизационные затраты i -го типа оборудования в условиях циклических нагрузок, руб./год.

В табл. 1 приведены итоговые результаты по критериям оценки ресурсных затрат оборудования водородного комплекса при участии в первичном регулировании частоты и покрытии пиков нагрузки один раз в сутки продолжительностью 4 ч/сут (вариант 1) и два раза в сутки продолжительностью по 2 ч/сут (вариант 2).

Таблица 1

Критерии оценки ресурсных затрат оборудования водородного комплекса при участии в первичном регулировании частоты и покрытии пиков нагрузки

Table 1

Criteria for assessing the resource costs of the equipment of the hydrogen complex when participating in the primary frequency control and covering the peaks of the electrical load

Тип оборудования (число единиц оборудования) ¹	Расчётная скорость роста усталостной трещины, мм/цикл		Время роста усталостной трещины до критической длины, $\tau_{0,1}$, лет		Предельное число циклов нагружений, $N_{\text{пред}}^{\text{ц}}$		Амортизационные затраты, тыс.руб./год	
	вариант 1	вариант 2	вариант 1	вариант 2	вариант 1	вариант 2	вариант 1	вариант 2
Электролизёры (2/1/2) ²	–	–	–	–	–	–	–	–
Металлические ёмкости хранения H ₂ и O ₂ (5/5/9)	5,28·10 ⁻⁶ / 3,83·10 ⁻⁶ / 3,83·10 ⁻⁶	3,98·10 ⁻⁶ / 3,62·10 ⁻⁶ / 3,62·10 ⁻⁶	55/75/75	36/39/39	18000/25000 / 25000	24000/ 26000 / 26000	980/705/1269	1525/1360/2448
Компрессоры подачи H ₂ и O ₂ в систему хранения (2/2/2)	3,72·10 ⁻¹⁰ / 3,72·10 ⁻¹⁰ / 3,72·10 ⁻¹⁰	3,72·10 ⁻¹⁰ / 3,72·10 ⁻¹⁰ / 3,72·10 ⁻¹⁰	1,4 / 3,8/ 3,8	1,4 / 3,8/ 3,8	457 ³ /1240 ³ / 1240 ³	457 ³ /1240 ³ / 1240 ³	13704/5048/5048	13704/5048/5048
Компрессоры подачи H ₂ и O ₂ из системы хранения в камеру сгорания (2/2/2)	4,31·10 ⁻¹⁰ / 4,31·10 ⁻¹⁰ / 4,31·10 ⁻¹⁰	4,31·10 ⁻¹⁰ / 4,31·10 ⁻¹⁰ / 4,31·10 ⁻¹⁰	5,9 / 5,9 / 5,9	5,9 / 5,9 / 5,9	1953 ³ / 1953 ³ / 1953 ³	1953 ³ / 1953 ³ / 1953 ³	3678/3678/3678	3678/3678/3678
Водород-кислородная камера сгорания для перегрева свежего пара перед ЦВД дополнительной турбины (1)	2,85·10 ⁻⁶	3,29·10 ⁻⁶	103	44	34 000	29 000	9 492	22 248
Водород-кислородная камера сгорания для промперегрева в ПТУ АЭС с ВВЭР-1000 К-1000-60 (1)	2,85·10 ⁻⁶	3,29·10 ⁻⁶	103	44	34 000	29 000	9 492	22 248
Лопатки I ступени ротора ЦВД дополнительной турбины ⁴	–	–	–	–	–	–	–	–
Суммарные амортизационные затраты при: N _{проев} = 50 МВт N _{проев} = 100 МВт	–	–	–	–	–	–	46,8 47,3	73,5 74,6

¹ суммарное число единиц оборудования для участия в первичном регулировании частоты и в покрытии пиков нагрузки за счёт водорода, выработанного при обеспечении резерва мощности / то же для участия в покрытии пиков нагрузки за счёт дополнительной выработки водорода в ночном провале при использовании мощности 50 МВт/ при использовании провальной мощности 100 МВт

² стационарный режим в комбинировании с горячим резервом, цикличность нагружений отсутствует, усталостная трещина не развивается, амортизационные затраты по условиям циклической работы не имеют значения

³ предельное число рабочих суток до капитального ремонта $N_{\text{сут_до_капрем}}$

⁴ скорость роста усталостной трещины пренебрежимо мала, амортизационные затраты по условиям циклической работы пренебрежимо малы и не имеют значения



По данным табл. 1 следует отметить, что наиболее дорогостоящим оборудованием является водород-кислородная камера сгорания (в количестве двух штук согласно схеме на рис. 1b). Также данное оборудование является наиболее нагруженным вследствие значительных термических напряжений [41]. Эти водород-кислородные камеры сгорания используются одновременно при участии в покрытии пиков нагрузок при равной частоте нагружения, в связи с чем для каждого варианта имеют равные показатели по приведенным критериям. При этом при переходе к двум пускам в сутки ввиду снижения частоты циклических нагружений (за счёт увеличения промежутка времени, за который происходит нагружение) получен незначительный рост скорости усталостной трещины на основании опытно-практических результатов по установлению зависимости скорости роста усталостной трещины от частоты нагружений [35]. Вследствие этого предельное число циклов до разрушения сокращается при увеличении годового числа циклов нагружения в два раза, и, согласно (3), время роста усталостной трещины до критической длины заметно сокращается. Для металлических ёмкостей хранения водорода и кислорода увеличение предельного числа циклов нагружения в 1,3 раза связано с повышением частоты нагружения при переходе от одного пуска за сутки к двум на основании опытно-практических результатов по установлению зависимости скорости роста усталостной трещины от частоты нагружений с учётом возможного её закрытия [35], о чем свидетельствует незначительное снижение скорости роста усталостной трещины, то есть наличие незначительного замедления её роста. При этом, поскольку годовое число циклов нагружений возрастает в два раза, в итоге, согласно (3), время роста усталостной трещины до критической длины сокращается. Компрессорные установки в обоих вариантах перекачивают одинаковое количество водорода и кислорода, поэтому имеют равные показатели по приведенным в табл. 1 критериям. При этом компрессоры для подачи водорода и кислорода в ёмкости хранения работают большее время из-за участия в первичном регулировании частоты, поэтому имеют меньшее время до наступления капремонта.

Таким образом, в условиях рассмотренных вариантов участия водородного комплекса в покрытии пиков электрических нагрузок (один и два раза в сутки) получено, что вариант II (2 раза по 2 ч) приводит к увеличению суммарных амортизационных затрат, согласно (5), в 1,6 раза. Незначительное отличие суммарных амортизационных затрат при использовании 100 МВт в период провала электрической нагрузки для дополнительной выработки водорода и кислорода объясняется большим количеством используемых ёмкостей для аккумуляции. Капиталовложения в оборудование оценивались и приведены в [6].

2.3. Методика оценки эффективности комбинирования АЭС с водородным комплексом при участии в первичном регулировании частоты с учётом рабочего ресурса основного оборудования (на примере АЭС с ВВЭР-1000)

Методика оценки основывается на сопоставлении экономических эффектов при работе АЭС с разгрузкой и при работе с номинальным уровнем мощности благодаря комбинированию с водородным комплексом с учётом ущерба основному оборудованию в результате действия циклических нагрузок. Ориентировочное число регулирований частоты тока за сутки при увеличении отпуска мощности на нагрузку 2 % от номинальной принято равным 6.

В варианте работы АЭС с разгрузкой учитывается экономический эффект в результате снижения расхода ядерного топлива, а также недоотпуск электроэнергии, в том числе на замещаемом энергоблоке АЭС.

В варианте комбинирования АЭС с водородным комплексом учитывается экономический эффект от выработки пиковой электроэнергии при использовании паро-водородного перегрева рабочего тела перед ЦВД дополнительной турбины (см. рис. 1b).

Следует отметить, что экономический эффект от реализации электроэнергии в периоды увеличения мощности АЭС от 98 % до номинального уровня, несмотря на кратковременный характер, учтен в обоих вариантах. Экономический эффект от реализации пиковой электроэнергии водородным комплексом один раз в сутки продолжительностью 4 ч в первом варианте, а также два раза в сутки продолжительностью по 2 ч во втором варианте определялся при потребляемой мощности энергоблока АЭС 2 % от номинальной для выработки водорода и кислорода в течение суток. При этом время, в течение которого вырабатывались водород и кислород, составило 19 ч/сут.; коэффициент полезного преобразования в пиковую электроэнергию – 23,7 % при КПД электролизёров на уровне 80 %; вырабатываемая пиковая мощность – 20 МВт. Дополнительная выработка водорода и кислорода в период ночного провала нагрузки рассматривалась при использовании мощности от АЭС на примере 50 МВт и 100 МВт. Дополнительная выработка пиковой мощности составила 30 МВт и 60 МВт соответственно при коэффициенте полезного преобразования в пиковую мощность на уровне 34 %.

Принятый диапазон соотношения тарифа на пиковую электроэнергию к её себестоимости, отпускаемой от атомно-водородного энергокомплекса ($T_{33}^{\text{пик}} / S_{33}^{\text{АЭС}}$), составил 2,2–3,9. При этом себестоимость электроэнергии АЭС при удельных капи-



таловложениях на уровне 2 500 долл./кВт составила 1,05 руб./кВт·ч при прогнозных ценах на ядерное топливо в 2035 г.

Экономический эффект для обоих вариантов в общем виде, руб./год,

$$R_{\text{разгр}} = R_{2\%} + R_{\Delta B} - Y_1;$$

$$R_{\text{комб}} = R_{2\%} + R_{\text{пик}} - Y_2 - Y_3,$$

где $R_{\text{разгр}}$ – экономический эффект в результате участия энергоблока АЭС в первичном регулировании за счет разгрузки, руб./год; $R_{\text{комб}}$ – экономический эффект в результате участия энергоблока АЭС в комбинировании с водородным энергетическим комплексом в первичном регулировании, руб./год; $R_{2\%}$ – экономический эффект в результате отпуска мощности в 2 % от номинальной, руб./год; $R_{\Delta B}$ – экономический эффект в результате снижения расхода ядерного топлива, руб./год; $R_{\text{пик}}$ – экономический эффект в результате отпуска пиковой электроэнергии за счет паро-водородного перегрева в паротурбинном цикле АЭС, руб./год; Y_1, Y_2 – экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии в варианте с разгрузкой и в условиях комбинирования АЭС с водородным комплексом соответственно, руб./год; Y_3 – ущерб основному оборудованию водородного комплекса в результате циклических нагрузок, руб./год.

Согласно табл. 1, ущерб основному оборудованию водородного комплекса численно приравнивается к суммарным амортизационным затратам в соответствии с принятыми вариантами участия при покрытии пиков нагрузок.

Экономический эффект за счет увеличения отпуска мощности 2 % от номинальной, руб./год,

$$R_{2\%} = \mathcal{E}_{\text{отп}} T_{\text{э}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – отпуск электроэнергии в 2 % от номинальной мощности, кВт·ч/год; $T_{\text{э}}$ – тариф на отпускаемую электроэнергию от АЭС, руб./кВт·ч.

Экономический эффект в результате снижения расхода ядерного топлива, руб./год,

$$R_{\Delta B} = \Delta B_{\text{осн}} \tau_{\text{осн}} \Pi + \Delta B_{\text{зам}} \tau_{\text{зам}} \Pi,$$

где $\Delta B_{\text{осн}}, \Delta B_{\text{зам}}$ – снижение расхода ядерного топлива на основном и замещаемом энергоблоках АЭС соответственно, кг у.т./год; $\tau_{\text{осн}}, \tau_{\text{зам}}$ – время работы основного и замещаемого энергоблоков АЭС с раз-

грузкой соответственно, ч/год; Π – цена ядерного топлива, руб./кг у.т.

Прогнозные цены на ядерное топливо на перспективу до 2035 г. – 27 долл./т у.т. (3,3 долл./МВт·ч) [6].

Поскольку разгрузка АЭС до 8 % от номинальной мощности имеет незначительную продолжительность по сравнению с работой энергоблока на разгрузке в 2 % от номинальной мощности в течение суток, преимущественно учитывалось снижение расхода ядерного топлива при работе энергоблока на 98 % мощности. Годовое снижение расхода ядерного топлива составило порядка 29,5 тыс. т у.т./год.

Экономический эффект от реализации пиковой электроэнергии, руб./год,

$$R_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{пик}} T_{\text{э}}^{\text{пик}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ – годовой отпуск пиковой электроэнергии от АЭС в условиях паро-водородного перегрева рабочего тела, кВт·ч/год; $T_{\text{э}}^{\text{пик}}$ – тариф на электроэнергию от АЭС в пиковый период, руб./кВт·ч.

Экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии в варианте с разгрузкой, руб./год,

$$Y_1 = \mathcal{E}_{\text{осн}} T_{\text{э}} + \mathcal{E}_{\text{зам}} T_{\text{э}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{осн}}, \mathcal{E}_{\text{зам}}$ – недоотпуск электроэнергии на основном и замещаемом энергоблоках АЭС соответственно, кВт·ч/год.

Экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии в варианте комбинирования АЭС с водородным энергетическим комплексом, руб./год,

$$Y_2 = \mathcal{E} T_{\text{э}},$$

где \mathcal{E} – недоотпуск электроэнергии, кВт·ч/год.

Сопоставление сравниваемых вариантов производилось на основании показателя $\Delta R = R_{\text{комб}} - R_{\text{разгр}}$.

При этом с учетом того, что значения величин $R_{2\%}, Y_1, Y_2$ приняты равными в обоих вариантах, то после соответствующих преобразований ΔR примет вид, руб./год:

$$\Delta R = R_{\text{пик}} - R_{\Delta B} - Y_3.$$

На рис. 2 приведены результаты расчетов показателя экономического эффекта ΔR в зависимости от соотношений тарифа на пиковую электроэнергию и себестоимости электроэнергии АЭС.



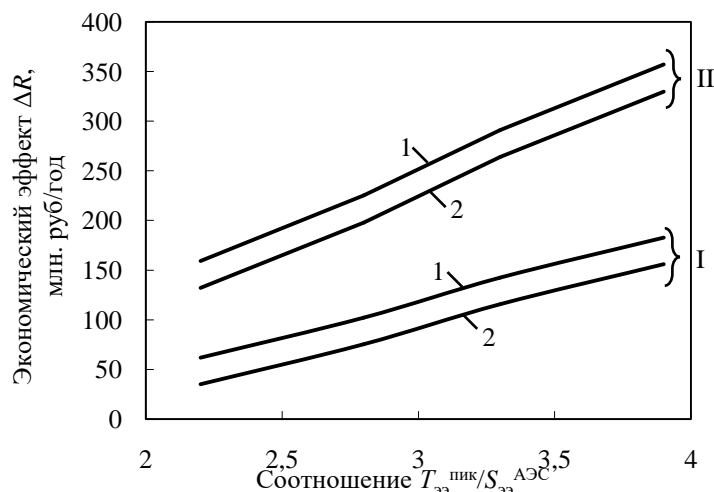


Рис. 2 – Эффективность участия энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 при комбинировании с водородным комплексом в первичном регулировании частоты тока в энергосистеме: 1 – при одноразовом участии в покрытии пиковой нагрузки водородным комплексом в сутки в течение 4 ч; 2 – то же при двухразовом участии по 2 ч; I, II – при дополнительной выработке пиковой мощности за счёт использования 50 МВт и 100 МВт провальной мощности от АЭС соответственно

Fig. 2 – The effectiveness of the participation of the NPP power unit with VVER-1000 when combined with the hydrogen complex in the primary control of the current frequency in the power system: 1 – with one-time participation in the coverage of the peak load of the hydrogen complex per day for 4 hours; 2 – the same with the participation of two hours for 2 hours; I, II – with additional generation of peak power due to the use of 50 and 100 MW of failed power from nuclear power plants, respectively

Как видно из представленной оценки, участие АЭС в регулирование частоты тока в варианте комбинирования с водородным комплексом более эффективно. При этом существенную роль играет выработка пиковой мощности за счёт паро-водородного перегрева рабочего тела, что заметно превышает экономический эффект от снижения расхода ядерного топлива и в итоге приводит к росту величины достигаемого эффекта. Отдельно следует сказать о влиянии числа пусков основного оборудования водородного комплекса на его рабочий ресурс. Как показали сделанные оценки, увеличение числа пусков приводит к сокращению предельного числа циклов до разрушения, что определяет ущерб, который учитывается увеличением амортизационных затрат. Так, по результатам расчётов на рис. 2 видно, что двухразовое использование в сутки оборудования водородного комплекса при участии в покрытии пиков электрической нагрузки уменьшает ΔR на порядка 20 млн руб./год. Главным образом, это объясняется наличием в схеме рис. 1b двух водород-кислородных камер сгорания. Данное оборудование является наиболее дорогостоящим и наиболее нагруженным вследствие значительных термических напряжений [41]. Таким образом, в условиях комбинирования энергоблоков АЭС с водородным комплексом эффективность первичного регулирования значительно зависит от:

- стоимости оборудования, подвергающегося циклическим нагружениям;
- частоты и интенсивности циклических нагружений;
- соотношения тарифа на пиковую электроэнергию и себестоимость электроэнергии АЭС.

3. Заключение

Комбинирование энергоблоков АЭС с водородным комплексом позволяет обеспечивать необходимый резерв мощности, а также участие в первичном регулировании частоты за счёт выработки и аккумуляции водорода и кислорода без снижения уровня мощности реактора и паровой турбины в течение суток ниже номинального. Важным преимуществом водородного комплекса при этом является возможность участия в покрытии пиков электрической нагрузки как за счёт водорода и кислорода, выработанных при обеспечении резерва мощности на энергоблоке в течение суток, так и в период ночного провала электрической нагрузки. Однако при этом неизбежно возникает циклический режим работы оборудования водородного комплекса вследствие разновременности выработки и использования водорода с кислородом. В этой связи увеличение числа пусков приводит к сокращению предельного числа циклов до разрушения и соответствующему возрастанию амортизационных затрат.

На основе новой методики оценки эффективности участия АЭС с водородным комплексом в первичном регулировании частоты с учётом ущерба оборудованию показано, что использование водородного комплекса обеспечивает ощутимый экономический эффект по сравнению с вариантом разгрузки АЭС при прямом участии в регулировании частоты.

Список литературы

- [1] Энергетическая стратегия России на период до 2035 г./ Министерство энергетики Российской Федерации

Федерации. – Москва, 2014. – 263 с.

[2] Аминов, Р.З. Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов – М.: Наука, 2016. – 254 с.

[3] Aminov, R.Z. Performance evaluation of hydrogen production based on off-peak electric energy of the nuclear power plant / R.Z. Aminov, A.N. Bairamov // International journal of hydrogen energy. – 2017. – Vol. 42. – P. 21617–21625.

[4] Aminov, R.Z. On the issue of investigating the kinetics of processes in dissociated water steam / R.Z. Aminov, A.I. Schastlivtsev, A.N. Bairamov // International journal of hydrogen energy. – 2017. – Vol. 42. – P. 20843–20848.

[5] Аминов, Р.З. Оценка конкурентной эффективности получения водорода методом электролиза воды на основе внепиковой электроэнергии / Р. З. Аминов, А. Н. Байрамов // Известия РАН. Энергетика. – 2016. – № 4. – С.84–90.

[6] Aminov, R.Z. Assessment of the Performance of a Nuclear–Hydrogen Power Generation System / R.Z. Aminov, A.N. Bairamov, M.V. Garievskii // Thermal Engineering. – 2019. – Vol. 66. – Is. 3. – P. 196–209.

[7] Bairamov, A. N. life cycle assessment of hydrogen energy facility by criterion for maximum load frequency / A.N. Bairamov // International Journal of Hydrogen Energy. – 2019. – Vol. 44. – Is. 12. – P. 5696–5703.

[8] Аминов, Р.З. Оценка системной эффективности АЭС в комбинировании с водородным энергетическим комплексом / Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов // Известия РАН. Энергетика. – 2019. – № 1. – С.70–81.

[9] Aminov, R.Z. Participation Efficiency of the NPP with the Hydrogen Production Facility in Primary Frequency Regulation of the Power System / R.Z. Aminov, A.N. Bairamov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1111. – P. 012023.

[10] Forsberg, C.W. Nuclear Wind hydrogen systems for variable electricity and hydrogen production [Электронный ресурс] / C.W. Forsberg, G. Haratyk // International Congress on Energy. – 2011. – New York. – Режим доступа:

<https://www.aiche.org/academy/videos/conference-presentations/nuclear-wind-hydrogen-systems-variable-electricity-and-hydrogen-production>. – (Дата обращения: 29.04.2019.).

[11] Forsberg, C.W. Is hydrogen the future of nuclear energy? / C.W. Forsberg. // International topical meeting on the safety and technology of nuclear hydrogen production, control and management. – 2007. – Boston. – Режим доступа:

<http://www.350.me.uk/TR/Hansen/Forsberg01.pdf>. – (Дата обращения: 29.04.2019).

[12] Forsberg, C.W. Hydrogen futures and technologies / C.W. Forsberg. – Rohsenow Symposium on Future Trends in Heat Transfer. – 2003. – Massachusetts. – Режим доступа:

<https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/7303/FO>

RSBERG.pdf?sequence=1. – (Дата обращения: 29.04.2019).

[13] Forsberg, C.W. Production of Hydrogen Using Nuclear Energy / C.W. Forsberg // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE). – 2004. – № 2 (10). – P. 5–9.

[14] Hydrogen as an Energy Carrier and its Production by Nuclear Power // International Atomic Energy Agency. – 1999. – P. 347.

[15] Sorgulu, F. Cost evaluation of two potential nuclear power plants for hydrogen production / F. Sorgulu, I. Dincer // International Journal of Hydrogen Energy. – 2018. – Vol. 43. – Is. 23. – P. 10522–10529.

[16] Antony, A.A generic methodology to evaluate economics of hydrogen production using energy from nuclear power plants / A. Antony, N.K. Maheshwari, A. Rama Rao // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42. – Is. 41. – P. 25813–25823.

[17] Ma, Z. Study on the hydrogen risk in venturi scrubber filter of filtered containment venting system under PWR severe accident / Z. Ma [et al.] // Nuclear Engineering and Design. – 2018. – Vol. 327. – P. 61–69.

[18] Verfondern, K. Safety concept of nuclear cogeneration of hydrogen and electricity / K. Verfondern [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42. – Is. 11. – P. 7551–7559.

[19] Al-Zareer, M. Development and assessment of a novel integrated nuclear plant for electricity and hydrogen production / M. Al-Zareer, I. Dincer, M.A. Rosen // Energy Conversion and Management. – 2017. – Vol. 134. – P. 221–234.

[20] Шпильрайн, Э.Э. Применение водорода в энергетике и в энерготехнологических комплексах / Э.Э. Шпильрайн, Ю.А. Сарутов, О.С. Попель // Атомно-водородная энергетика и технология. – М.: Атомиздат., 1982. – Вып. 4. – С. 5–22.

[21] Мальшенко, С.П. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода как энергоносителя в энергетике / С.П. Мальшенко, О.В. Назарова, Ю.А. Сарутов // Атомно-водородная энергетика и технология. – М.: Энергоатомиздат., 1986. – Вып. 7. – С. 105–126.

[22] Пат. 2427048 Российская Федерация, МПК⁷ F 22B 1/26, G 21D5/16, F 01K3/18. Система сжигания водорода для паро-водородного перегрева свежего пара в цикле атомной электрической станции / Аминов Р.З, Байрамов А.Н.; заявители и патентообладатели Аминов Р.З, Байрамов А.Н. – № 2009117039/06; заявл. 04.05.2009; опубл. 20.08.2011, Бюл. № 23. – 8 с.

[23] Пат. № 2459293 Российская Федерация, МПК⁷ G 21D1/00. Турбинная установка атомной электростанции (варианты) / Аминов Р.З, Байрамов А.Н., Егоров А.Н.; заявители и патентообладатели Аминов Р.З, Байрамов А.Н., Егоров А.Н. – № 2011123255/07; заявл. 08.06.2011; опубл. 20.08.2012, Бюл. № 23. – 9 с.

[24] Аминов, Р.З. Резервирование собственных нужд АЭС в условиях полного обесточивания на



основе водородного цикла / Р.З. Аминов, А.Н. Егоров, В.Е. Юрин // Атомная энергия. – 2013. – № 4 (114). – С. 234–236.

[25] Bairamov, A.N. Evaluation of the operating resource of the most loaded rotor element of the additional steam turbine with steam-hydrogen overheating of the working fluid at a nuclear power station / A.N. Bairamov // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2017. – Vol. 891. – P. 012252.

[26] Khrustalev, V.A. On the efficiency of variable frequency drives of the main circulating pumps of nuclear power plants with water-cooled (VVER) and fast neutron reactors (BN) / V.A. Khrustalev, M.V. Gariievskii, G.B. Lazarev // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2018. – Vol. 1111. – P. 012028.

[27] Нормы участия энергоблоков атомных электростанций в нормированном первичном регулировании частоты. Приложение 1 к приказу ОАО «СО ЕЭС» от 19.08.2013. № 314

[28] Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЭЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Дата введения: 2007-11-01.

[29] Павлушко, С.А. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. – М., 2017. – 192 с.

[30] Отчет о функционировании ЭЭС России в 2018 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf. – (Дата обращения: 29.04.2019).

[31] Жирицкий, Г.С. Конструкция и расчет на прочность деталей паровых и газовых турбин / Г.С. Жирицкий, В.А. Стрункин. – 3-е изд. – М.: Машиностроение, 1968. – 523 с.

[32] Костюк, А.Г. Динамика и прочность турбомашин / А.Г. Костюк. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 476 с.

[33] Развитие научных основ построения водородных циклов в интеграции с влажно-паровыми АЭС (промежуточ.: исследовать рабочий ресурс дополнительной паровой турбины АЭС в составе водородного энергетического комплекса в условиях термодинамических нагрузок): отчет о НИР / Российская академия наук Саратовский научный центр Отдел энергетических проблем; рук. Аминов Р.; исполн.: Байрамов А.Н., Егоров А.Н. – Саратов, 2016. – 88 с. – № ГР 115031110093.

[34] Байрамов, А.Н. Системный анализ напряженно-циклического режима работы основного оборудования водородного энергетического комплекса в комбинировании с АЭС / А.Н. Байрамов // Труды Академэнерго. – 2017. – № 1. – С. 71–96.

[35] Механика разрушения и прочность материалов: справочное пособие / Под общ. ред. В.В. Панасюка. – Т. 4. – Киев: Наук. думка, 1990. – 680 с.

[36] Машиностроение: энциклопедия по машиностроению / Ред.совет: К.В. Фролов [и др.]. – Т. II-1. –

М.: Машиностроение, 2010. – 852 с.

[37] Когаев, В.П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность / В. П. Когаев, Н. А. Махутов, А.П. Гусенков. – М.: Машиностроение, 1985. – 223 с.

[38] Павлов, П.А. Основы инженерных расчетов элементов машин на усталость и длительную прочность / П.А. Павлов. – Л., 1988. – 252 с.

[39] Трощенко, В.Т. Трещиностойкость металлов при циклическом нагружении / В.Т. Трощенко, В.В. Покровский, А.В. Прокопенко. – Киев: Наукова думка, 1987. – 256 с.

[40] Черепанов, Г.П. Механика хрупкого разрушения. – М.: Наука, 1974. – 640 с.

[41] Развитие научных основ построения водородных циклов в интеграции с влажно-паровыми АЭС (промежуточ.: оценка влияния циклических нагрузок на технико-экономические показатели оборудования водородного энергетического комплекса): отчет о НИР / Российская академия наук Саратовский научный центр Отдел энергетических проблем; рук. Аминов Р.З.; исполн.: Байрамов А.Н., Егоров А.Н. – Саратов, 2018. – 81 с. – № ГР 115031110093.

[42] Прокопенко, А.В. Связь между диаграммой усталостного разрушения и кривой усталости / А.В. Прокопенко [и др.] // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Процессы и аппараты пищевых производств». – 2012. – № 1. – С. 48.

References

[1] Strategy Energy of Russia on Period Till 2035 year (Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2035). The Ministry of Energy of the Russian Federation (Ministerstvo energetiki Rossiiskoi Federatsii). Moscow, 2014 (in Russ.).

[2] Aminov R.Z., Bairamov A.N. Combination of hydrogen energy cycles with nuclear power plants (Kombinirovaniye vodorodnykh energeticheskikh tsiklov s atomnymi elektrostantsiyami). Moscow: Nauka Publ., 2016 (in Russ.).

[3] Aminov R.Z., Bairamov A.N. Performance evaluation of hydrogen production based on off-peak electric energy of the nuclear power plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017;42:21617–21625.

[4] Aminov R.Z., Schastlivtsev A.I., Bairamov A.N. On the issue of investigating the kinetics of processes in dissociated water steam. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017;42:20843–20848.

[5] Aminov R.Z., Bairamov A. N. Hydrogen production competitive efficiency estimated with the method of water electrolysis on basis off-peak electricity (Otsenka konkurentnoi effektivnosti polucheniya vodoroda metodom elektroliza vody na osnove vnepikovoi elektroenergi). *Izvestiya RAN. Energetika*, 2016;4:84–90 (in Russ.).

[6] Aminov R.Z., Bairamov A.N., Gariievskii M.V. Assessment of the Performance of a Nuclear–Hydrogen Power Generation System. *Thermal Engineering*, 2019;66:196–209.



- [7] Bairamov A.N. life cycle assessment of hydrogen energy facility by criterion for maximum load frequency. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019;44:5696–5703.
- [8] Aminov R.Z., Bairamov A.N. Evaluation of Systemic Efficiency of NPP into Combining with Energy Complex Using Hydrogen Fuel (Otsenka sistemnoi effektivnosti AES v kombinirovanii s vodorodnym energeticheskim kompleksom). *Izvestiya RAN. Energetika*, 2019;1:70–81.
- [9] Aminov R.Z., Bairamov A.N. Participation Efficiency of the NPP with the Hydrogen Production Facility in Primary Frequency Regulation of the Power System. *Journal of Physics: Conference Series*, 2018;1111:012023.
- [10] Forsberg C.W., Haratyk G. Nuclear Wind hydrogen systems for variable electricity and hydrogen production. *International Congress on Energy*, New York, 2011. Available on: <https://www.aiche.org/academy/videos/conference-presentations/nuclear-wind-hydrogen-systems-variable-electricity-and-hydrogen-production> (04.29.2019).
- [11] Forsberg C.W. Is hydrogen the future of nuclear energy? *International topical meeting on the safety and technology of nuclear hydrogen production, control and management*, Boston, 2007. Available on: <http://www.350.me.uk/TR/Hansen/Forsberg01.pdf> (04.29.2019).
- [12] Forsberg C.W. Hydrogen futures and technologies. *Rohsenow Symposium on Future Trends in Heat Transfer*, Massachusetts, 2003. Available on: https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/7303/FO_RSBURG.pdf?sequence=1 (04.29.2019).
- [13] Forsberg C.W. Production of Hydrogen Using Nuclear Energy. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2004;2(10):5–9.
- [14] Hydrogen as an Energy Carrier and its Production by Nuclear Power. International Atomic Energy Agency. 1999; 347 p.
- [15] Sorgulu F., Dincer I. Cost evaluation of two potential nuclear power plants for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018;43:10522–10529.
- [16] Antony A., Maheshwari N.K., Rama Rao A. generic methodology to evaluate economics of hydrogen production using energy from nuclear power plants. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017;42:25813–25823.
- [17] Ma Z., Lu Y., Chen R., Xiao H., Wang M., Su G.H., Qiu S., Tian W. Study on the hydrogen risk in venturi scrubber filter of filtered containment venting system under PWR severe accident. *Nuclear Engineering and Design*, 2018;327:61–69.
- [18] Verfodern K., Yan X., Nishihara T., Allelein H.-J. Safety concept of nuclear cogeneration of hydrogen and electricity. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017;42:7551–7559.
- [19] Al-Zareer M., Dincer I., Rosen M.A. Development and assessment of a novel integrated nuclear plant for electricity and hydrogen production. *Energy Conversion and Management*, 2017;134:221–234.
- [20] Shpilrain E.E., Sarumov Yu.A., Popel O.S. Application of hydrogen in power engineering and in energy technology complexes (Primenenie vodoroda v energetike i v energotekhnologicheskikh kompleksah). *Atomic-hydrogen power engineering and technology*, 1982;4:5–22 (in Russ.).
- [21] Malyshenko S.P., Nazarova O.V., Sarumov Yu.A. Some thermodynamic, technical and economic aspects of the use of hydrogen as an energy carrier in the energy sector (Nekotorye termodinamicheskie i tekhniko-ekonomicheskie aspekty primeneniya vodoroda kak energonositelya v energetike). *Atomic-hydrogen power engineering and technology*, 1986;7:105–126 (in Russ.).
- [22] Aminov R.Z., Bairamov A.N. Pat. 2427048 RF, MPK7 F 22B 1/26, G 21D5/16, F 01K3/18. System combustion of hydrogen for steam-hydrogen overheating of fresh steam in the cycle of an atomic power station (Sistema szhiganiya vodoroda dlya paro-vodorodnogo peregreva svezhego para v tsikle atomnoi elektricheskoi stantsii) / 20.08.2011, Bul. no. 23, 8 p. (in Russ.).
- [23] Aminov R.Z., Bairamov A.N., Egorov A.N. Turbine plant of the nuclear power plant (options) (Turbinaya ustanovka atomnoi elektrostantsii (varianty)). Pat. № 2459293 RF, MPK7 G 21D1/00. / 20.08.2012, Bul. no. 23, 9 p. (in Russ.).
- [24] Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. Hydrogen cycle based backup for NPP internal needs during a blackout. *Atomic Energy*, 2013;114:289–292.
- [25] Bairamov A. N. Evaluation of the operating resource of the most loaded rotor element of the additional steam turbine with steam-hydrogen overheat of the working fluid at a nuclear power station. *Journal of Physics: Conference Series*, 2017;891:012252.
- [26] Khrustalev V.A., Garievskii M.V., Lazarev G.B. On the efficiency of variable frequency drives of the main circulating pumps of nuclear power plants with water-cooled (VVER) and fast neutron reactors (BN). *Journal of Physics: Conference Series*, 2018;1111:012028.
- [27] Norms of participation of nuclear power units in the normalized primary frequency regulation (Normy



uchastiya energoblokov atomnyh elektrostantsii v normirovannom pervichnom regulirovanii chastoty). Appendix 1 to the order of JSC SO UES of 19.08.2013 No. 314. (in Russ.).

[28] Regulation of the frequency and overflows of active power in the UES and the isolated energy systems of Russia (Regulirovanie chastoty i peretokov aktivnoi moshchnosti v EJeS i izolirovanno rabotayushchih energosistemah Rossii). The organization standard of the OJSC RAO "UES of Russia" is the operational dispatch management in the electric power industry. Introduction Date: 2007-11-01. (in Russ.).

[29] Pavlushko S.A. Technical requirements for generating equipment of wholesale market participants (Tehnicheskie trebovaniya k generiruyushchemu oborudovaniyu uchastnikov optovogo rynka). Moscow, 2017; 192 p. (in Russ.).

[30] Report on the functioning of the UES of Russia in 2018 (Otchet o funktsionirovanii EJeS Rossii v 2018 godu). Available on: https://sups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf. (29.04.2019).

[31] Zhiritskii G.S., Strunkin V.A. Design and strength calculation parts of steam and gas turbines (Konstruktsiya i raschet na prochnost' detalei parovyh i gazovyh turbin) 3rd edition. Moscow: Mashinostroenie Publ., 1968; 523 p. (in Russ.).

[32] Kostiuk A.G. Dynamics and strength of turbomachines (Dinamika i prochnost' turbomashin) 3rd edition. Moscow: Publishing house MEI, 2007; 476 p. (in Russ.).

[33] Aminov R.Z., Bayramov A.N., Egorov A.N. Investigate the working life of an additional steam turbine of nuclear power plants as part of the hydrogen energy complex under thermal cycling conditions (Issledovat' rabochii resurs dopolnitel'noi parovoi turbiny AJeS v sostave vodorodnogo energeticheskogo kompleksa v usloviyah termotsiklicheskih nagruzok). Research report, Department of Energy Problems of the Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Saratov, 2016; 88 p. (in Russ.).

[34] Bairamov A.N. System analysis of the stress-cycle mode of operation of the main equipment of the hydrogen energy complex in combination with nuclear power plants

(Sistemnyi analiz napryazhenno-tsiklicheskogo rezhima raboty osnovnogo oborudovaniya vodorodnogo energeticheskogo kompleksa v kombinirovanii s AES). Trudy Akademenergo, 2017;1:71–96 (in Russ.).

[35] Mechanics of Destruction and Strength of Materials (Mekhanika razrusheniya i prochnost' materialov: spravochnoe posobie) / Ed. V.V. Panasyuk, Kiev: Nauk. dumka Publ., 1990;4:680 (in Russ.).

[36] Machine-Building: Encyclopedia on Machine-Building (Mashinostroenie: entsiklopediya po mashinostroeniyu) / Editorial Board: K.V. Frolov [et al.]. Moscow: Mashinostroenie Publ., 2010;II-1:852 (in Russ.).

[37] Kogaev V.P., Makhutov N. A., Gusenkov A.P. The Calculations Detail of Machines and Constructions on Strength and Long-Lived (Raschet detalei mashin i konstruktсии na prochnost' i dolgovechnost'). Moscow: Mashinostroenie Publ., 1985; 223 p. (in Russ.).

[38] Pavlov P.A. The Foundations of Engineering's Calculations of Elements Machines on Fatigue and Long-Lived Strength (Osnovy inzhenernyh raschetov elementov mashin na ustalost' i dlitel'nyuyu prochnost'). Leningrad, 1988; 252 p. (in Russ.).

[39] Troshchenko V.T., Pokrovskii V.V., Prokopenko A.V. The Stability of Metals Crack in Cycles Loads (Treshchinostoikost' metallov pri tsiklicheskom nagruzhении), Kiev: Naukova dumka Publ., 1987 (in Russ.).

[40] Cherepanov G.P. The Mechanics of Frail Destructions (Mehanika hrupkogo razrusheniya) Moscow: Nauka Publ., 1974; 640 p. (in Russ.).

[41] Aminov R.Z., Bayramov A.N., Egorov A.N. Assessing the effect of cyclic loads on the technical and economic indicators of the hydrogen energy complex equipment (Otsenka vliyaniya tsiklicheskih nagruzok na tehniko-ekonomicheskie pokazateli oborudovaniya vodorodnogo energeticheskogo kompleksa). Research report, Department of Energy Problems of the Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Saratov, 2018; 81 p. (in Russ.).

[42] Prokopenko A.V. [et al.] The connection between the diagram of fatigue fracture and the fatigue curve (Svyaz' mezhdu diagrammoi ustalostnogo razrusheniya i krivoi ustalosti). *Nauchnyi zhurnal NIU ITMO. Seriya Protssy i apparaty pishchevykh proizvodstv*, 2012;1:48 (in Russ.).

Транслитерация по BSI

