

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АЭС НА БАЗЕ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРОВОДОРОДНОГО ПЕРЕГРЕВА

В.Е. Юрин

*Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН,
Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина
410054, г. Саратов, ул. Политехническая, 77*



Предложен путь комбинирования атомной электростанции с парогазовой установкой и водородным комплексом, которые в штатном режиме дают возможность повысить мощность станции, а в случае полного обесточивания – обеспечить электроснабжение собственных нужд АЭС. Предлагается использование водорода для перегрева пара, генерируемого уходящими газами газотурбинной установки, входящей в состав парогазовой установки. Парогазовая установка должна быть установлена за территорией АЭС. Водород будет генерироваться при электролизе воды за счет дешевой внепиковой энергии АЭС в ночное время, после чего эффективно использоваться днем, повышая параметры пара перед паровой турбиной, входящей в состав парогазовой установки.

Проведена вероятностная оценка надежности системы в состояниях обесточивания при совместном использовании парогазовой установки и каналов системы аварийного электроснабжения с дизель-генераторами.

Предложенная система позволяет обеспечить электроснабжение собственных нужд АЭС более 72-х часов. Для обеспечения собственных нужд станции при отказе газотурбинных установок возможно использование паровой турбоустановки в составе парогазовой установки. Паровая турбина может работать за счет генерации дополнительного пара при сжигании водорода в кислороде. При соответствующей модернизации система позволяет использовать остаточное тепловыделение реактора. Установлено, что предложенный вариант комбинирования АЭС с парогазовой установкой в сочетании с водородным комплексом позволяет повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в аварийных ситуациях с обесточиванием.

Ключевые слова: система аварийного электроснабжения, водородный цикл, камера сгорания, атомная электростанция, парогазовая установка, маневренность, безопасность, резервирование собственных нужд АЭС, полное обесточивание.

ВВЕДЕНИЕ

Существует ряд систем, основанных на использовании водородного комплекса, призванных увеличивать производимую мощность АЭС, а также обеспечить собственные нужды станции в случае аварийной ситуации с обесточиванием [1 – 4]. Все

© В.Е. Юрин, 2016

предлагаемые системы подразумевают использование водорода в цикле АЭС. В условиях особого отношения к безопасности атомных станций ряд ученых и общественных деятелей относятся негативно к использованию водорода на территории станции. Альтернативным вариантом может стать производство водорода на АЭС, но использование его в спутниковой установке, находящейся за территорией станции. Известны автономные водородные парогенераторы [5], однако они обладают одним ярко выраженным недостатком – постоянным принудительным водяным охлаждением, снижающим эффективность использования теплоты высокотемпературных продуктов сгорания водорода в кислороде из-за значительного количества отводимой теплоты, необходимой для изменения фазового состояния балластировочной воды. Кроме того, образуются солевые отложения в тракте внешнего охлаждения камеры сгорания балластировочной водой, что со временем становится причиной неработоспособного состояния водородного пароперегревателя.

Предлагается альтернативное использование водорода для перегрева пара, генерируемого уходящими газами газотурбинной установки (ГТУ), входящей в состав парогазовой установки (ПГУ), которая должна быть установлена за территорией АЭС. Водород будет генерироваться при электролизе воды за счет дешевой внепиковой энергии АЭС и эффективно использоваться, повышая параметры пара перед паровой турбиной, входящей в состав ПГУ [6].

Такая установка обеспечит надежное резервирование собственных нужд (СН) станции на случай аварий, связанных с полным обесточиванием. Актуальность предлагаемого решения подтверждает и авария на японской АЭС «Фукусима-1», показавшая, что эффективность и надежность существующих аварийных систем защиты на базе резервных дизель-генераторов не соответствует современным требованиям безопасности на АЭС. Существуют проекты по повышению безопасности, основанные, в основном, на системах пассивного отвода тепла (СПОТ) или установке дополнительного канала системы аварийного электроснабжения (САЭ) с дизель-генератором (ДГ). Однако установка оборудования СПОТ и САЭ с ДГ увеличивает стоимость основных фондов АЭС, не изменяя при этом количества вырабатываемой электроэнергии, что негативно сказывается на конкурентоспособности станции.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

По предлагаемой системе многофункционального резервирования СН АЭС на базе парогазовой установки с использованием пароводородного перегрева электроснабжение потребителей первой (СУЗ, управляющие системы безопасности, аварийное освещение) и второй групп (насосы САОЗ, аварийный питательный электрический насос) можно обеспечить за счет дополнительной парогазовой установки (ПГУ) с использованием пароводородного перегрева. В работе должен остаться циркуляционный насос конденсатора, необходимый для сохранения рабочего тела путем сброса сгенерированного в парогенераторах (ПГ) пара через быстродействующую редуцирующую установку (БРУ-К) в конденсатор. Рассматривалась ПГУ, состоящая из двух газотурбинных и одной паротурбинной установок.

Система (рис. 1) работает следующим образом. В ночные внепиковые часы ГТУ 4 и ПТУ 8 снижают нагрузку, но остаются в работе в роли горячего резерва. При электролизе воды происходит аккумуляция не востребованной ночной электроэнергии в виде водорода и кислорода, которые при помощи дожимных водородных и кислородных компрессорных агрегатов поступают в емкости хранения.

В пиковые часы электрической нагрузки ГТУ вырабатывает электрическую мощность. За счет уходящих газов в котле-утилизаторе 6 генерируется пар, который

При определении основных показателей надежности использовались элементы теории марковских процессов. Построенный граф состояний был описан с помощью дифференциальных уравнений [16, 17]. При расчете учитывались следующие факторы:

- в случае незапуска ДГ с заданной вероятностью система переходит в следующее состояние;
- интенсивности потери теплоносителя первого контура и аварийной течи в парогенераторе, при которых дополнительная паровая турбина не может использовать остаточное тепловыделение;
- интенсивности отказов и восстановления основных элементов системы;
- экстремальные природные условия Среднего Поволжья России за последние 100 лет (землетрясения 6 – 7 баллов, пыльные бури, ураганный ветер, сильные обледенения и др.).

Интенсивности отказов и восстановления элементов вычисляются как сумма интенсивностей отказов по внутренним (наработка на отказ) и внешним (климатические условия) причинам [3, 16, 18].

Итоговая интенсивность ПА3 вычислялась на основании вышеуказанных данных. С учетом запаса водорода и резервного паропровода, позволяющего использовать остаточное тепловыделение, она составила $9,39 \cdot 10^{-8}$ 1/реакторолет. При питании собственных нужд АЭС за счет одной из ГТУ (вторая ГТУ в резерве) интенсивность отказа САОТ составила $1,76 \cdot 10^{-8}$ 1/реакторолет. Для сравнения рассматривалась трехканальная САЭ с установкой дополнительного общестанционного дизель-генератора. Интенсивность ПА3 в этом случае составила $8,5 \cdot 10^{-6}$ 1/реакторолет.

В случае максимальной проектной аварии может использоваться ГТУ MS5001RA, обеспечивающая электроэнергией четыре энергоблока при включении системы аварийного расхолаживания высокого давления. Интенсивность отказа САОТ в таком варианте составит $7,11 \cdot 10^{-7}$ 1/реакторолет, что соответствует установленной норме для интенсивности повреждения активной зоны (ПА3) АЭС с ВВЭР нового поколения, не превышающей $1,0 \cdot 10^{-6}$ 1/реакторолет [19].

На случай максимальной проектной аварии (обесточивание с разрывом ГЦК) мощность одной из ГТУ выбирается выше мощности дизель-генератора (для энергоблока ВВЭР-1000 – 5,6 МВт) [20]. Тогда, исходя из требуемой мощности для четырех энергоблоков, можно выбрать ГТУ MS5001RA (26,3 МВт), LM1600PA (13,98 МВт) и паровую турбину К-12-10ПА (11,6 МВт). По параметрам этого оборудования составлен баланс котла-утилизатора, подтверждающий допустимость такого выбора. Общий расход природного газа в номинальном режиме равен 2,631 кг/с. Как показали расчеты [21], срок окупаемости составит 13 лет, а полученный за 25 лет чистый дисконтированный доход – 1935 млн. руб.

ВЫВОДЫ

1. Комбинирование АЭС и парогазовой установки с возможностью использования остаточного тепловыделения реактора и (или) энергии запасенных водорода и кислорода для выработки электроэнергии позволит значительно снизить частоту ПА3.

2. За счет работы резервной ПГУ для генерации электроэнергии в штатном режиме достигается положительный экономический эффект и окупаемость дополнительных капиталовложений в системы безопасности, что, в итоге, приводит к повышению технико-экономической эффективности, безопасности и конкурентоспособности АЭС.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (№15-19-10027)

Литература

1. *Аминов, А.Н., Егоров, В.Е., Юрин.* Патент РФ №2499307. Способ расхолаживания водо-охлаждаемого реактора при полном обесточивании АЭС, заявка от 20.06.2012, опубл. 20.11.2013. Бюл. №32.
2. *Аминов Р.З., Егоров А.Н., Юрин В.Е.* Резервирование собственных нужд АЭС в условиях полного обесточивания на основе водородного цикла. // Атомная энергия. – 2013. – Т. 114. – №4. – С. 234-236.
3. *Aminov R.Z., Yurin V.E.* Nuclear power plant safety improvement based on hydrogen technologies, Nuclear Energy and Technology (2016).
URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.nucet.2015.11.016>.
4. *Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E.* Multifunctional redundancy own needs in nuclear power plants. / In Proceedings of the IXth International Conference «Science, Technology and Higher Education». December 23–24, 2015. Westwood, Canada
5. *Мальшенко С.П.* Исследования и разработки ОИВТРАН в области технологий водородной энергетики // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». – 2011. – Т. 95. – № 3. – С. 10-34.
6. *Юрин В.Е.* Патент РФ № 2529508. Способ повышения маневренности АЭС. Заявка от 09.04.2013, опубл. 27.09.2014, бюл. № 27.
7. *Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Юрин В.Е.* Патент РФ №2488903. Система сжигания водорода в цикле АЭС с регулированием температуры водород-кислородного пара, заявка от 03.05.2012, опубл. 27.07.2013. Бюл. №21.
8. *Байрамов А.Н.* Эффективность интеграции АЭС с водородным энергетическим комплексом / Дисс. канд. тех. наук, 05.14.01, защищена 20.04.10, утв. 17.09.10. – М. – 2010. – 142 с.
9. *Аминов Р.З., Юрин В.Е., Маркелов Д.А.* Активная система отвода остаточного тепловыделения реактора ВВЭР-1000 // Атомная энергия. – 2015. – Т. 118. – №5. – С. 261-266.
10. *Швыряев Ю.В., Морозов В.Б.* Результаты откорректированного ВАБ для АЭС повышенной безопасности с ВВЭР-1000. / VII Международный форум по информационному обмену «Анализ безопасности АЭС с реакторами типа ВВЭР и РБМК» (ФОРУМ-7, 28-30 октября 2003. Словакия).
11. International Atomic Energy Agency. The Safety of Nuclear Power: Strategy for the Future, Proc. of a Conf., IAEA, Vienna, 1991.
12. *Gauntt R., Kalinich D., Cardoni J.* Fukushima Daiichi Accident Study Report. / Sandia National Laboratories. – 2012. – 298 p.
13. *Tanaka T.* Examination of Natural Circulation and Heat Removal by Steam Generator. Proc. of the VIth International Conference on Nuclear Thermal Hydraulics, Operation and Safety (NUTHOS-6), № N6P054, Nara, Japan, 2004.
14. *Oikawa H.* Safety System Improvement for the Next Generation BWR. Proc. Vth Internal Conference on Nuclear Engineering (ICONE-5), No-2538. Nice, France. – 1997.
15. *Vijayan P.* Safety features in nuclear power plants to eliminate the need of emergency planning in public domain. // Academy Proceedings in Engineering Sciences. – Vol. 38. – Iss. 5. – PP. 925-943.
16. *Аминов Р.З., Юрин В.Е.* Оценка эффективности использования активной системы отвода остаточного тепловыделения при обесточивании на примере реактора ВВЭР-1000. // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – №6. – С. 61-72.
17. *Аминов Р.З., Гариевский М.В., Юрин В.Е.* Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ №2013660800. Вероятностная оценка безопасности АЭС в состояниях обесточивания при общестанционном резервировании собственных нужд на основе постоянно действующих турбоустановок / Заявка от 06.08.2013, зарегистрировано 19.11.2013.
18. *Попырин Л.С., Штромберг Ю.Ю., Дильман М.Д.* Надежность парогазовых установок. // Теплоэнергетика. – 1999, – №7, – С. 50-53.
19. *Токмачев Г.В.* Подход к применению ВАБ при проектировании АЭС с реакторами ВВЭР нового поколения. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2007. – №4. – С.44-53.
20. *Аминов Р.З., Батенин В.М., Ипатов П.Л.* Использование газотурбинных установок для резервирования собственных нужд АЭС // Теплоэнергетика. – 2006. – №12. – С. 25-28.
21. *Юрин В.Е.* Исследование систем активного отвода остаточного тепловыделения реакторов на базе комбинирования АЭС с многофункциональными установками. Дисс. канд. техн. наук 05.14.01, защищена 29.09.15, утв. 30.12.15. – М., 2015. – 115 с.

Поступила в редакцию 29.03.2016 г.

Автор

Юрин Валерий Евгеньевич, м. н. с. ОЭП СНЦ РАН, ассистент каф. ТАЭС
СГТУ им. Гагарина, канд. техн. наук
E-mail: urin1990777@bk.ru

UDC 621.039:62-622

**MULTIFUNCTIONAL BACKUP ELECTRICITY SUPPLY FOR NPP
AUXILIARY NEEDS BASED ON COMBINED-CYCLE POWER PLANT
WITH HYDROGEN OVERHEATING**

Yurin V.E.

Department of Energy Problems, Saratov Scientific Center of the Russian
Academy of Sciences. 77 Politehnicheskaya st., Saratov, 410054 Russia

ABSTRACT

Approach is suggested of combining nuclear power plant with combined cycle gas turbine unit and hydrogen producing complex which, while operated in normal conditions, give the possibility to increase plant capacity and, in case of complete blackout, to ensure supply of electricity for covering auxiliary needs of the NPP. It is suggested to use hydrogen for overheating generated steam by exhaust gases of the gas turbine plant included in the composition of the combined cycle gas turbine unit. Combined cycle gas turbine unit must be installed beyond the NPP site. Hydrogen is to be generated by electrolysis of water using cheap off-peak energy produced by the NPP during nighttime, following which hydrogen will be efficiently used during the day for enhancing parameters of steam before the gas turbine included in the composition of the combined cycle gas turbine unit.

Probabilistic assessment was performed of reliability of the proposed system in the conditions of loss of power supply for the case of joint use of the combined cycle gas turbine unit and emergency electric power supply channels equipped with diesel generators.

The proposed system allows ensuring supply of electricity for covering auxiliary needs of the NPP during more than 72 hours. Use of the steam turbine plant included in the composition of the combined cycle gas turbine unit is possible for covering auxiliary needs of the NPP in case of failure of gas turbine plants. Steam turbine can be operated due to the generation of additional steam during incineration of hydrogen in oxygen. With appropriate modernization the system allows using decay heat released in the nuclear reactor core. It was established that the proposed option of combining NPP with combined cycle gas turbine unit in combination with hydrogen generating complex allows enhancing reliability of supply of electricity for covering auxiliary needs of the NPP in emergency conditions accompanied with loss of electric power supply.

Keywords: emergency electricity supply, hydrogen cycle, combustion chamber, nuclear power plant, combined cycle gas turbine unit, maneuverability, safety, back-up electricity supply for covering auxiliary needs of the NPP, nuclear emergency with complete loss of electric power supply.

REFERENCES

1. Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. A method of cooling down water-cooled reactor of NPP with full blackout, Patent RF №2499307, 2013 (in Russian).
2. Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. Hydrogen Cycle Based Backup for NPP Internal Needs During a Blackout. *Atomic Energy*. 2013, v. 114, no. 4, pp. 289-292. DOI: 10.1007/s10512-013-9712-0 (in Russian).
3. Aminov R.Z., Yurin V.E. Nuclear power plant safety improvement based on hydrogen technologies, *Nuclear Energy and Technology* (2016). Available at <http://dx.doi.org/10.1016/j.nucet.2015.11.016>.

4. Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. Multifunctional redundancy own needs in nuclear power plants. / Proceedings of the IXth International Conference «Science, Technology and Higher Education». December 23–24, 2015. Westwood, Canada.
5. Malysenko S.P. JIHT RAS Research and Development in the Field of Hydrogen Energy Technologies. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology*, 2011, v. 95, no. 3, pp. 10-34.
6. Yurin V.E. Approach to improving maneuverability of NPP. Patent RF №2529508, 2014 (in Russian).
7. Aminov R.Z., Bayramov A.N., Yurin V.E. The system of hydrogen combustion in the cycle of NPP with controlled temperature of hydrogen-oxygen steam. Patent RF №2488903, 2013 (in Russian).
8. Bayramov A.N. Efficiency of integration of NPP with hydrogen energy complex. Diss. Cand. Sci. (Engineering) 05.14.01: 20.04.10 defended: approved. 17.09.10. Moscow, 2010, 142 p. (in Russian).
9. Aminov R.Z., Markelov D. A., Yurin V.E. System for Active Removal of the Decay heat Released in VVER-1000. *Atomic Energy*, 2015, v. 118, no. 5, pp. 324-330. DOI 10.1007/s10512-015-0001-y (in Russian).
10. Shvyryaev Y.V., Morozov V.B. Rezultaty otkorrektyrovannogo The results of corrected PSA for NPPs with enhanced safety equipped with VVER-1000 reactors. In Proc. of the VIIth International forum for the exchange of information «NPP Safety Analysis with the Reactor of the Type VVER and RBMK». Slovakia, 2003.
11. International Atomic Energy Agency. The Safety of Nuclear Power: Strategy for the Future. Proc. of the Conf., IAEA, Vienna, 1991.
12. Gauntt R., Kalinich D., Cardoni J. Fukushima Daiichi Accident Study Report. Sandia National Laboratories. 2012. 298p.
13. Tanaka T. Examination of Natural Circulation and Heat Removal by Steam Generator, Proc. of the VIth International Conference on Nuclear Thermal Hydraulics, Operation and Safety (NUTHOS-6), №N6P054, Nara, Japan, 2004.
14. Oikawa H. Safety System Improvement for the Next Generation BWR. Proc. Vth Internal Conference on Nuclear Engineering (ICONE-5), No-2538. Nice, France, 1997.
15. Vijayan P., Safety features in nuclear power plants to eliminate the need of emergency planning in public domain. *Academy Proceedings in Engineering Sciences*, v. 38, iss. 5, pp. 925-943.
16. Aminov R.Z., Yurin V.E. Evaluating the effectiveness of the active decay heat removal system during blackout using the example of the VVER-1000 reactor. *Izvestiya RAN. Energetics*, 2014, no. 6, pp. 61-72 (in Russian).
17. Aminov R.Z., Garievsky M.V., Bayramov A.N., Yurin V.E. Probabilistic safety assessment of NPP under the conditions of blackout under backing up the total station auxiliary needs on the basis of continuously operated turbines. Certificate of Computer program state registration № 2013660800, 2013 (in Russian).
18. Popyrin L.S., Stromberg Y.Y., Dilman M.D. Reliability of combined-cycle plants. *Teploenergetika*, 1999, no. 7, pp.50-53 (in Russian).
19. Tokmachev G.V. Approach to the use of probabilistic safety analysis in the design of new generation of WWER reactors. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*, 2007, no. 4, pp. 44-53 (in Russian).
20. Aminov R.Z., Batenin V.M., Ipatov P.L. Application of combined cycle gas turbine plants for backing up NPP auxiliary needs. *Teploenergetika*, 2006, no. 12, pp. 25-28 (in Russian).
21. Yurin V.E. Investigation of systems of active removal of reactor decay heat of on the basis of nuclear power plants combined with multifunction plants. Diss. Cand. Sci. (Engineering) 05.14.01: 29.09.15, approved 30.12.15. Moscow, 2015, 115 p. (in Russian).

Author

Yurin Valerij Evgen'evich, Junior Research Fellow of Saratov SC RAS,
Assistant of Department, Cand. Sci. (Engineering)
E-mail: urin1990777@bk.ru.