

УДК614.83: 614.84: 621.039:62-622: 629.039.58

**АНАЛИЗ КОМПОНОВОЧНЫХ РЕШЕНИЙ ЭЛЕКТРОЛИЗНОГО ЦЕХА
ВОДОРОДНОЙ НАДСТРОЙКИ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ
И ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНОСТИ**

Р.З. Аминов¹, А.В. Портянкин²

¹Саратовский научный центр Российской академии наук, г. Саратов, Россия

²Саратовский государственный технический университет им. Гагарина Ю.А.,
г. Саратов, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1549-5133>, oepran@inbox.ru

Резюме: В статье рассмотрены компоновочные решения электролизного цеха водородной надстройки за территорией АЭС. Для этого произведена оценка годового риска с учетом надежности и взрывопожароопасности для 1–4, 8 и 16 отдельных электролизных цехов, установленных на площадке водородной надстройки. При учете поломок оборудования, с возможными взрывами и пожарами в электролизных цехах, риск по причине пожаров и взрывов оказался в разы ниже риска, связанного с отказами оборудования. Расчеты показали, что перевод электролизных установок на повышенную производительность по водороду в случае отказа одного из электролизеров оказывается наилучшим вариантом по сравнению со снижением выработки электроэнергии на паротурбинной установке водородной надстройки.

Ключевые слова: атомная электростанция, водородная надстройка, взрыв, пожар, ущерб, риск, надежность.

Благодарности: Статья подготовлена при поддержке РНФ, грант № 15-19-10027.

DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-5-6-29-36

**ANALYSIS OF LAYOUT SOLUTIONS OF ELECTROLYSIS SHOP
OF HYDROGEN SUPERSTRUCTURE TAKING INTO ACCOUNT THE RELIABILITY
AND EXPLOSION RISK**

R.Z. Aminov¹, A.V. Portyankin²

¹ Saratov scientific center of the Russian Academy of Sciences, Saratov, Russia

² Saratov state technical university of a name of Gagarin Yu.A., Saratov, Russia
oepran@inbox.ru

Abstract: The article considers the layout solutions of the electrolysis shop of the hydrogen superstructure outside the territory of the nuclear power plant. To do this, an annual risk assessment was carried out taking into account the reliability and explosion risk for 1-4, 8 and 16 separate electrolysis shops installed on the site of the hydrogen superstructure. When taking into account equipment breakdowns, with possible explosions and fires in electrolysis plants, the risk due to fires and explosions was several times lower than the risk associated with equipment failures. Calculations showed that the transfer of electrolysis plants to increased hydrogen productivity in the event of failure of one of the cells is the best option in comparison with the reduction in the generation of electricity at the steam turbine installation of the hydrogen superstructure.

Keywords: nuclear power plant, hydrogen superstructure, explosion, fire, damage, risk, reliability.

Acknowledgments: The article was prepared with the support of the Russian Science Foundation, grant № 15-19-10027.

Введение

Получение электролизного водорода за счет дешевой ночной электроэнергии атомной электрической станций (АЭС) позволяет, с одной стороны, обеспечить их базисной нагрузкой и, в то же время, сжигая водород в кислородной среде, получать пар, используемый для генерации пиковой электроэнергии в часы максимума электропотребления [1].

Так как АЭС является особо опасным объектом, а водородная надстройка опасным объектом, то согласно Правилам безопасности [2] при емкостях хранения более 1000 м³ площадку водородной надстройки следует располагать на расстоянии не менее 100 м от территории АЭС (как для жилых и общественных зданий). Внутри площадки водородной надстройки емкости хранения водорода должны располагаться на расстоянии к цехам водородной надстройки не менее 30 метров и таком же расстоянии между ними. Для этого стены зданий цехов водородной надстройки выполняются в противопожарном исполнении и оборудуются стационарными автоматическими системами пожаротушения, т.е. 1 и 2 степенью огнестойкости. На рис. 1 показан план размещения площадки водородной надстройки за территорией АЭС.

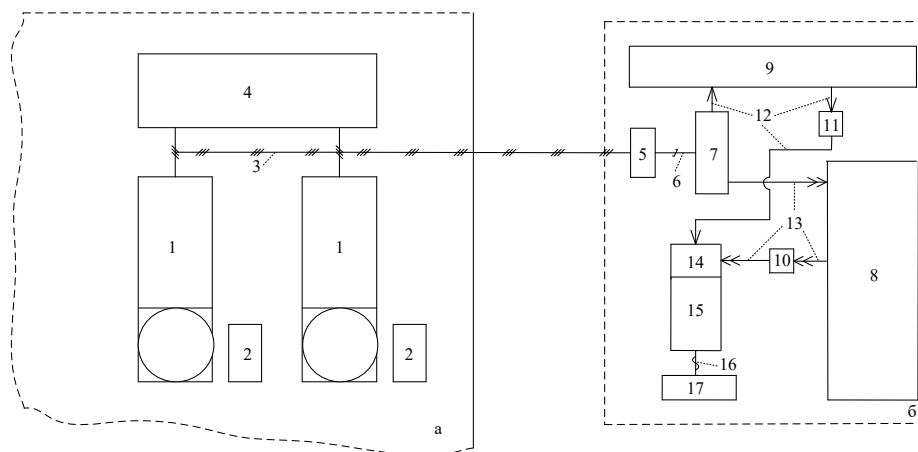


Рис. 1. Расположение водородной надстройки за территорией АЭС:

а – площадка АЭС; б – площадка водородной надстройки;

1 – энергоблок АЭС; 2 – резервная дизель-электрическая станция; 3 – линии электропередач генераторного напряжения АЭС и водородной надстройки; 4 и 17 – открытые распределительные устройства АЭС и водородной надстройки; 5 – подстанция преобразования тока; 6 – линии электропередач постоянного тока; 7 – электролизный цех; 8, 9 – площадка емкостей хранения водорода и кислорода; 10, 11 – компрессорный цех водорода и кислорода; 12, 13 – трубопроводы водорода и кислорода; 14 – цех камеры сгорания; 15 – турбинный цех; 16 – автоматический выключатель(переключатель) для подачи нагрузки на АЭС

Удаленное расположение водородной надстройки обеспечивает необходимую безопасность воздействия на АЭС, но остаётся проблема с обеспечением надежности и взрывопожароопасности при производстве водорода методом электролиза воды, его

компримировании, хранении, транспортировке и использовании на самой водородной надстройке.

Теоретические основы и результаты расчетов

Для уменьшения вероятности утечек водорода из емкостей хранения в атмосферу предпочтительно их размещать в подземном исполнении. Аналогичным образом следует прокладывать водородопроводную сеть, соединяющую емкости хранения с цехами компримирования, получения и использования водорода. Хотя подземное размещение оборудования и увеличивает капиталовложения в их сооружение, но при постоянном контроле и своевременном техническом освидетельствовании (проведении гидравлических испытаний и осмотров) это позволит снизить вероятность события, связанного с разгерметизацией данного оборудования. В итоге подземное исполнение позволяет минимизировать истечение водорода в больших количествах через землю и дальнейшее его соединение с кислородом, который содержится в воздухе, если ситуация с утечкой все-таки произошла.

Ситуации с утечкой водорода в цехах получения, компримирования и использования исключать нельзя, и причиной этому может служить следующее:

- неплотности в электролизере и их возрастание при увеличении числа электролизеров;
- снижение уровня масла в системе уплотнения и через фланцевое соединение каплеотделителя в компрессоре;
- малоцикловая и обычная усталость; температурные перенапряжения вследствие пусков и остановок; высокая рабочая температура камер сгорания (выше, чем температура самовоспламенения водорода) и т.д.

Рассмотрим все возможные случаи отказов оборудования на примере электролизного цеха. В данном цеху наработка на отказ (выход из строя, т.е. поломка) оборудования, оценивается в 11500 часов. Другая ситуация связана с разгерметизацией оборудования под давлением с утечкой взрывоопасного вещества, и она по Руководству [3] оценивается в среднем $1,24 \cdot 10^{-5}$ событий на оборудование за один год эксплуатации или год^{-1} , если данное оборудование работает 8760 часов в году. Разгерметизация – это такая же поломка оборудования, но с наложением других сопутствующих факторов она может привести к взрывопожарной ситуации.

Так как суточное время работы электролизного оборудования принято равным семи часам и с учетом 65 суток в году плановых и капитальных ремонтов оборудования (турбины, компрессора и пр.) водородной надстройки, полное время работы составит 2100 ч/год. Тогда интенсивность отказов будет равна $\lambda_{\text{отк.}} = 0,18 \text{ год}^{-1}$, а интенсивность разгерметизации $\lambda_{\text{раз.}} = 2,94 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1}$. По [1; 4; 5] примем интенсивности пожаров и взрывов водородовоздушных смесей в электролизном цеху, которые будут равны, соответственно, $\lambda_{\text{вз.}} = 2,65 \cdot 10^{-9} \text{ год}^{-1}$ и $\lambda_{\text{пож.}} = 2,59 \cdot 10^{-8} \text{ год}^{-1}$.

Время ремонта оборудования ($t_{\text{рем.}}$) принято 60 часов как при отказах, так и при разгерметизации. В случае наложения события взрыва в электролизном цехе время восстановления принято 1 год, а при пожаре – в десять раз меньше.

Для оценки возможных ущербов оборудованию в электролизном цехе и дополнительных расходов денежных средств необходимо оценить расход получаемого водорода, определяющего мощность паротурбинной установки (ПТУ) водородной надстройки, и суточную производительность её работы. Исходные данные для расчета представлены в табл. 1. В результате расчета расход водорода на ПТУ составил 1,12 кг/с. Тогда, с учетом времени работы ПТУ 7 часов и пусковых режимов, суточная масса запасенного водорода в емкостях хранения оценивается около 31 тонны или $3,4 \cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Мощность электролизного цеха составила 197 МВт, при удельном расходе электроэнергии на электролиз 4 кВт·ч/м³ и плотности водорода 0,09 кг/м³.

Таблица 1

Исходные данные для расчета ПТУ	
Параметр	Значение
Вырабатываемая мощность ПТУ, МВт	50
Давление пара перед турбиной, МПа	12,75
Температура пара перед турбиной, °С	550
Давление в конденсаторе, МПа	0,004
Температура воды перед камерой сгорания, °С	33

В работе рассмотрены следующие варианты компоновочных решений электролизного цеха водородной надстройки:

Вариант 1 – компоновка одного электролизера, работающего под давлением, мощностью 197 МВт;

Вариант 2–5 – компоновка 2, 4, 8 и 16 электролизеров в отдельных цехах – $n_{\text{цех.}}$, обеспечивающих мощность 197 МВт.

В случае поломки электролизного оборудования в варианте 1 произойдет простой оборудования на время ремонта – это приведет к недовыработке электроэнергии ПТУ водородной надстройки.

Сооружение отдельных цехов приведет к росту капитальных вложений. Самые низкие удельные капиталовложения $K_{\text{уд.}}$ достигаются при расположении электролизеров в одном цеху. При возможном сценарии взрыва, связанного с утечкой водорода в одном из электролизеров и дальнейшего обрушения кровли, все это приведет к выходу из строя других электролизеров. Такую компоновку следует рассматривать, если в одном цеху располагается от 2 до 5 электролизеров мощностью 2 МВт, каждый. Для принятого уровня мощности необходимо устанавливать 100 электролизных установок в 20–50 цехах, что заведомо неэффективно.

Для варианта 2 при отказе и разгерметизации одного электролизера оценим вероятность безотказной работы оставшейся в эксплуатации электролизной установки. С учетом времени ее работы в сутки часов и ремонтных работ, период эксплуатации за это время составит:

$$t_{\text{экс.}} = \frac{t_{\text{раб.}} \cdot t_{\text{рем.}}}{t_{\text{сут.}}},$$

где $t_{\text{раб.}}$ – время работы в сутки электролизного оборудования и ПТУ одинаковы и равны 7 часам; $t_{\text{сут.}}$ – число часов в сутках.

Тогда вероятность безотказной работы можно оценить:

$$P_t = e^{-(\lambda_{\text{отк.}} + \lambda_{\text{раз.}}) \cdot t_{\text{экс.}}},$$

где $\lambda = 1/\text{ч}^{-1}$. Таким образом, вероятность безотказной работы системы составит $P_{17,5} = 0,9985$.

Вероятность отказа оценивается как

$$P_{t(\text{отк.})} = 1 - P_t = 1 - 0,9985 = 1,5 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность взрыва и пожара во втором цехе в этот период составит $p_{17,5(\text{вз.})} = 4,7 \cdot 10^{-8}$ и $p_{17,5(\text{пож.})} = 4,53 \cdot 10^{-7}$.

При взрывах и пожарах в одном из электролизных цехов (если такая ситуация все-таки произошла) и с учетом времени работы в ночные часы графика электрической нагрузки электролизного оборудования во втором цехе, электролизер должен проработать 2100 часов и 210 часов в году в период восстановительных работ соответственно. Тогда вероятность отказов, пожаров и взрывов составит:

– при сценарии пожара в одном из цехов $p_{210(\text{отк.})} = 1,8 \cdot 10^{-2}$, $p_{210(\text{вз.})} = 5,56 \cdot 10^{-7}$ и $p_{210(\text{пож.})} = 5,43 \cdot 10^{-6}$ проводятся только восстановительные работы;

– при сценарии взрыва в одном из цехов (строительство нового цеха) $p_{2100(\text{отк.})}=0,1668$, $p_{2100(\text{вз.})}=5,57 \cdot 10^{-6}$ и $p_{2100(\text{пож.})}=4,43 \cdot 10^{-5}$.

Срок службы электролизной установки оценивается в 10 лет непрерывной ее эксплуатации, т.е. 87600 часов, тогда рассчитаем вероятность взрыва и пожара в электролизном цехе $p_{87600(\text{вз.})}=2,32 \cdot 10^{-4}$ и $p_{87600(\text{пож.})}=2,26 \cdot 10^{-3}$.

Из анализа вышесказанного можно сделать вывод, что для вариантов 3–5 при отказе электролизного оборудования в одном из цехов вероятность отказов всех электролизеров в других цехах в период ремонтных работ возможна, но маловероятна. Примером этому может служить резервирование собственных нужд АЭС в случае ее обесточивания с тремя дизель-генераторными установками [6–9].

С увеличением количества электролизных установок интенсивность отказов возрастает пропорционально их количеству, следовательно возрастет и вероятность отказа электролизного оборудования в каком-либо из цехов водородной надстройки за один год эксплуатации. Поэтому при сопоставлении вариантов 1–5 зададимся выходом из строя одного электролизера в одном из цехов по различным причинам (отказ, разгерметизация, взрыв и пожар).

Возможные ущербы оборудованию (Y) и понесенные риски (R) в электролизном цехе представлены в табл. 2.

Таблица 2

Возможные ущербы оборудованию и понесенные риски в электролизном цехе						
Параметр	Размерность	Варианты				
		1	2	3	4	5
$n_{\text{цех.}}$	шт	1	2	4	8	16
$K_{\text{уд.}}$	млн руб/МВт	20,0	22,0	24,2	26,6	29,3
$K_{\text{эл.ц.}}$	млрд руб	3,9	4,3	4,8	5,2	5,8
$Y_{\text{нед.}}$						
– поломка ($Y_{\text{нед.1}}$)	млн руб	2,7	1,35	0,68	0,34	0,17
– взрыв ($Y_{\text{нед.2}}$)	млн руб	326	163	81,5	40,75	20,4
– пожар ($Y_{\text{нед.3}}$)	млн руб	32,6	16,3	8,15	4,08	2,04
$R_{\text{вз.}}$	руб/год	10,4	11,4	12,6	13,9	15,2
$R_{\text{пож.}}$	руб/год	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5
$R_{\text{нед.}}$						
– поломка ($R_{\text{нед.1}}$)	руб/год	496224				
– взрыв ($R_{\text{нед.2}}$)	руб/год	0,86				
– пожар ($R_{\text{нед.3}}$)	руб/год	0,84				
$\sum R_{\text{год}}$	руб/год	496237	496238	496340	496341	496342

Все ущербы оборудованию при взрывах равны капиталовложениям в один электролизный цех. Годовые затраты на ремонт оборудования, в том числе на плановые и капитальные ремонты, заложены в постоянные затраты на обслуживание и прочее, и они равны 3% от капиталовложений в электролизные цеха – $K_{\text{эл.ц.}}$. Риск от недовыработки электроэнергии при восстановлении оборудования по причине поломки рассчитывался следующим образом:

$$R_{\text{нед.1}} = Y_{\text{нед.1}} \times (\lambda_{\text{отк.}} + \lambda_{\text{раз.}}),$$

где $Y_{\text{нед.1}}$ – ущерб от недовыработки электроэнергии (при тарифе $-T_{\text{э}} = 3,5$ руб/(кВт·ч)) по причине поломки оборудования, руб. Так как выше было сказано: разгерметизация – это такая же поломка оборудования, если в дальнейшем она не приводит к взрывопожароопасной ситуации. Все остальные риски оценены по методике, рассмотренной в работах [1; 4; 5].

Из анализа табл. 2 видно, что ущерб от недовыработки электроэнергии ПТУ снижается пропорционально количеству электролизных цехов, но при этом риск от

недовыработки остается неизменным, т.к. пропорционально возрастает интенсивность отказов электролизного оборудования. Риски от пожаров и взрывов растут пропорционально росту капиталовложений в электролизные цеха. С ростом количества электролизных цехов наблюдается незначительная динамика увеличения суммарного годового риска – $\sum R_{\text{год}}$.

Для второго варианта характерны следующие особенности: при поломках или возможных взрывах и пожарах в одном из цехов, второй останется в работе. Согласно [10] производительность электролизера можно увеличить на 40 %, но это приведет к росту удельного расхода энергии на выработку водорода по сравнению с номинальным режимом. При увеличении плотности тока возрастают перенапряжения на аноде и катоде, омические потери, утечки тока и другие потери энергии, что приводит к перерасходу электроэнергии на единицу продукции. Увеличение производительности одного из электролизеров обеспечит 70% вырабатываемой мощности ПТУ от номинальной, но при этом на 10% увеличится удельный расход энергии на производство водорода.

В вариантах 3–5 при выходе из строя одного электролизера удельный расход электроэнергии на производство водорода оценивается 4,32–4,08 кВт·ч/нм³, соответственно. Оставшиеся в работе электролизные установки смогут обеспечить 100 % нагрузку ПТУ водородной надстройки.

Оценим возможные риски за счет форсирования производительности оставшихся в работе электролизных установок. Результаты расчетов при различной себестоимости электроэнергии – $S_{\text{ээ}}$ от АЭС 2 и 0,7 руб/(кВт·ч) представлены в табл. 3.

Таблица 3

Возможные риски при форсировании производительности электролизных установок						
Параметр	Размерность	Варианты				
		1	2	3	4	5
$R_{\text{нед.}}$:						
– поломка ($R_{\text{нед.1}}$)	руб/год	496224	148867	0	0	0
– взрыв ($R_{\text{нед.2}}$)	руб/год	0,86	0,26	0	0	0
– пожар ($R_{\text{нед.3}}$)	руб/год	0,84	0,25	0	0	0
$S_{\text{ээ}}$	руб/(кВт·ч)	0,7(2)				
$R_{\text{пер.}}$:						
– поломка ($R_{\text{пер.1}}$)	руб/год	0	61541(175831)	140664(401898)		
– взрыв ($R_{\text{пер.2}}$)	руб/год	0	0,11(0,31)	0,25(0,7)		
– пожар ($R_{\text{пер.3}}$)	руб/год	0	0,1(0,3)	0,24(0,69)		

Из анализа табл. 3 видно, что для вариантов 3–5 риски от перерасхода электроэнергии $R_{\text{пер.}}$ одинаковы, т.к. электролизеры обеспечивают 100% нагрузку ПТУ, а вариант 2 обеспечивает 70% по производительности водорода. Все риски от пожаров и взрывов для табл. 3 равны результатам, представленным в табл. 2.

Суммарные годовые риски по результатам в табл. 2 и 3 показаны на рис. 2, но с добавлением варианта с тремя электролизными цехами и дополнительным диапазоном себестоимости электроэнергии.

Как видно из рис. 2, сценарии 2–5 показывают наименьшие суммарные годовые риски, но с учетом незначительного роста риска от взрывов и пожаров выигрывает компоновка с четырьмя электролизными цехами по отношению к 8 и 16 цехам. Следовательно, разница цены электроэнергии в ночные и пиковые часы графика электрической нагрузки оказывает наибольшее влияние на годовые риски с учетом отказов оборудования, т.е. целесообразно производить форсирование производительности электролизных установок по сравнению с разгрузкой ПТУ водородной надстройки.

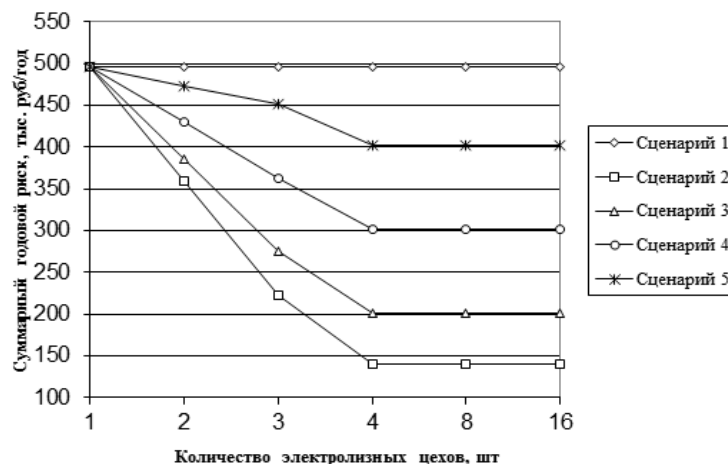


Рис. 2. Суммарный годовой риск по результатам табл. 2 и 3: сценарий 1 – без форсирования производительности электролизных установок; сценарий (2 – 5) – с форсированием производительности электролизных установок (при себестоимости электроэнергии: 0,7; 1; 1,5; и 2 руб/(кВт·ч), соответственно)

Вывод

При учете поломок оборудования, с возможными взрывами и пожарами в электролизных цехах, риск по причине пожаров и взрывов оказался в разы ниже риска, связанного с отказами оборудования. Расчеты показали, что наименьший годовой риск приходится на водородную надстройку с четырьмя электролизными цехами при себестоимости ночной электроэнергии 0,7–2 руб/(кВт·ч), поэтому перевод электролизных установок на повышенную производительность по водороду в случае отказа одного из электролизера оказывается наилучшим вариантом по сравнению со снижением выработки электроэнергии на ПТУ водородной надстройки.

Литература

- Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями. Саратовский научный центр РАН. М.: Наука, 2016. 254 с.
- Правила безопасности при производстве водорода методом электролиза воды: ПБ 03-598-03: утв. Ростехнадзором России 06.06.03 [Электронный ресурс]. Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – URL: <http://himenergo.ru/usr/file/PB%2003-598-03.pdf> (дата обращения: 25.08.2017).
- Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий // Москва 2006 [Электронный ресурс]. Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – URL: http://www.complexdoc.ru/ntdpdf/541573/rukovodstvo_po_otsenke_pozharnogo_riska_dlya_promyshlennykh_predpriyatii.pdf ((дата обращения: 25.08.2017).
- Аминов Р.З., Хрусталев В.А., Портянкин А.В. Взрывопожароопасность на АЭС с водородными надстройками. Анализ проблемы и пути решения // Труды Академэнерго. 2013. № 3. С. 41–51.
- Aminov R.Z., Khrustalev V.A., Portyankin A.V. The effectiveness of power generating complexes constructed on the basis of nuclear power plants combined with additional sources of energy determined taking risk factors into account // Thermal Engineering. 2015. Vol. 62. No. 2. P. 130–137.
- Аминов Р.З., Юрин В.Е., Муртазов М.А. К учету переходных состояний системы при проведении вероятностного расчета резервирования собственных нужд АЭС // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 5–6. С. 3–11.
- Аминов Р.З., Юрин В.Е. Вероятностная оценка безопасности АЭС в состояниях обесточивания при резервировании собственных нужд на основе водородного цикла // Труды Академэнерго. 2013. № 2. С. 31–39.

8. Station blackout. Regulatory Guide 1.155. Nuclear Regulatory Commission. USA. 1988.
9. Sabah J., Zaharija-Tiska D., Strbuncelj Z. Large diesel generators for nuclear power stations and processing industry. *Koncar journal*. 1988. No. 1. P. 41–47.
10. Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П., Кулешов Г.Г. Введение в водородную энергетику / под редакцией Легасова В.А. М.: Энергоатомиздат, 1984. 264 с.

Авторы публикации

Аминов Рашид Зарифович – д-р техн. наук, профессор, руководитель Саратовского научного центра Российской академии наук (СНЦ РАН).

Портянкин Алексей Владимирович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Тепловая и атомная энергетика» им. А.И. Андрющенко Саратовского государственного технического университета им. Гагарина Ю.А. (СГТУ).

References

1. Aminov R.Z., Bayramov A.N. Kombinirovanie vodorodnykh energeticheskikh tsiklov s atomnymi elektrostantsiyami. Saratovskiy nauchnyy tsentr RAN. M.: Nauka, 2016. 254 p.
2. Pravila bezopasnosti pri proizvodstve vodoroda metodom elektroliza vody: PB 03-598-03: utv. Gostekhnadzorom Rossii 06.06.03 [Elektronnyy resurs]. Sistem. trebovaniya: Adobe Acrobat Reader. – URL: <http://himenergo.ru/usr/file/PB%2003-598-03.pdf> (data obrascheniya: 25.08.2017).
3. Rukovodstvo po otsenke pozhnarnogo riska dlya promyshlennykh predpriyatiy // Moskva 2006 [Elektronnyy resurs]. Sistem. trebovaniya: Adobe Acrobat Reader. – URL: http://www.complexdoc.ru/ntdpdf/541573/rukovodstvo_po_otcenke_pozhnarnogo_riska_dlya_promyshlennykh_predpriyatii.pdf ((data obrascheniya: 25.08.2017).
4. Aminov R.Z., Khrustalev V.A., Portyankin A.V. Vzryvopozharoopasnost' na AES s vodorodnymi nadstroykami. Analiz problemy i puti resheniya // Trudy Akademenergo. 2013. No. 3. P. 41–51.
5. Aminov R.Z., Khrustalev V.A., Portyankin A.V. The effectiveness of power generating complexes constructed on the basic of nuclear power plants combined with additional sources of energy determined taking risk factors into account // Thermal Engineering. 2015. Vol. 62. No. 2. P. 130–137.
6. Aminov R.Z., Yurin V.E., Murtazov M.A. K uchetu perekhodnykh sostoyaniy sistemy pri provedenii veroyatnostnogo rascheta rezervirovaniya sobstvennykh nuzhd AES // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Problemy energetiki. 2016. No. 5–6. P. 3–11.
7. Aminov R.Z., YUrin V.E. Veroyatnostnaya otsenka bezopasnosti AES v sostoyaniyakh obestochivaniya pri rezervirovanii sobstvennykh nuzhd na osnove vodorodnogo tsikla // Trudy Akademenergo, 2013. No. 2. P. 31–39.
8. Station blackout. Regulatory Guide 1.155. Nuclear Regulatory Commission. USA. 1988.
9. Sabah J., Zaharija-Tiska D., Strbuncelj Z. Large diesel generators for nuclear power stations and processing industry. *Koncar journal*. 1988. No. 1. P. 41–47.
10. Shpil'rayn E.E., Malyshenko S.P., Kuleshov G.G. Vvedenie v vodorodnuyu energetiku / pod redaktsiyey Legasova V.A. M.: Energoatomizdat, 1984. 264 p.

Authors of the publication

Rashid Z. Aminov – dr. Sci. (techn.), professor, head of the Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences.

Aleksey V. Portyankin – cand. sci. (techn.), associate professor of the A.I. Andryushchenko Department “Thermal and Nuclear Power” Gagarin Yu.A. Saratov State Technical University.

Поступила в редакцию

24 ноября 2017 г.