

7. O s i p o v, S. N., & Pilipenko, V. M. (2010) Reconstruction Method for Power Supply System of the Building, Equipped with Continuous Gas Heaters. Patent Republic of Belarus No 13140 (in Russian).

8. O s i p o v, S. N., & Pilipenko, V. M. (2010) Reconstruction Method for Power Supply System of the Building. Patent of Eurasian Patent Office No 012946 (in Russian).

9. P i l i p e n k o, V. M., & Osipov, S. N. (2012) Adjustment Method for Heat Supply into a Building or a Group of Buildings. Patent Republic of Belarus No 16152 (in Russian).

10. P i l i p e n k o, V. M., & Osipov, S. N. (2013) Adjustment Method for Heat Supply into a Building or a Group of Buildings. Patent Republic of Belarus No 16774 (in Russian).

11. D i a c h e k, P. I., Sednin, V. A., Zakharevich, A. E., & Shkliar, I. V. (2014) Heating-Load Adjustment Tolerance for Optimizing Operating Regimes of the Heat Sources. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 1, 34–41 (in Russian).

12. A k e l' e v, V. D., Voronova, N. P., & Kostevich, M. F. (2014) Thermal Conditions in Heated Accommodation with Specific Change of the Outside Air Temperature. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 2, 79–85 (in Russian).

Поступила 30.10.2014

УДК 621.311.22

**ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО
ПЕРЕООРУЖЕНИЯ ГАЗОМАЗУТНЫХ БЛОКОВ
МОЩНОСТЬЮ 300 МВт
ТЭС СТРАН ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОГО РЕГИОНА**

Канд. техн. наук НЕУЙМИН В. М.

ООО «НПО «Энергобезопасность» и ООО «ТСЗП» (Россия)

E-mail: neva333@yandex.ru

Представлен анализ вариантов обновления газомазутных энергоблоков мощностью 300 МВт (замещение паросиловых энергоблоков на энергоблоки с парогазовыми установками, техническое перевооружение энергоблоков путем реконструкции или модернизации паровой турбины, осуществление замены паровой турбины на аналогичную новую турбину, продление срока службы находящегося в эксплуатации оборудования). Варианты обновления энергоблоков указанного типа на ТЭС России могут базироваться на различных технических решениях, основанием для выбора которых должны служить средне- и долгосрочная перспективы структуры их топливного баланса (природный газ, синтез-газ, мазут, пылеугольное топливо, включая обогащенный уголь и отходы производства углеобогащения), выставляемые ОАО «СО ЕЭС» требования по участию энергоблоков в регулировании частоты и перетоков мощности, развитие в стране распределенной генерации и связанные с этим перспективы использования установленной мощности реконструированных ТЭС в соответствующих узлах энергосистемы, развитие смежных отраслей экономики страны, темпы освоения экологически

чистых отечественных парогазовых и угольных технологий, создание конкурентоспособной отечественной элементной базы микроэлектроники.

Внедрение импортных парогазовых установок требует совершенствования в стране ремонтно-сервисного обслуживания, провоцирует повышенные риски и материальные затраты, способствует снижению уровня энергетической и национальной безопасности государства. Ориентация энергетиков страны на импортные газовые турбины большой единичной мощности не способствует развитию отечественного энергомашиностроения. Для снижения стоимости оборудования ТЭС на 12–15 % энергетикам целесообразно сформировать перспективный заказ на продукцию на период после 2016 г. С учетом складывающейся политической и экономической обстановки в мире техперевооружение ТЭС стран Восточно-Европейского региона в среднесрочной перспективе пойдет по пути реконструкции/модернизации оборудования энергоблоков 300 МВт и продления установленных сроков его службы.

Ключевые слова: обновление энергоблоков, газомазутный блок, техническое перевооружение, страны Восточно-Европейского региона.

Табл. 3. Библиогр.: 13 назв.

SELECTING THE DIRECTION FOR TECHNICAL RE-EQUIPMENT OF THE TPP OIL-GAS BLOCKS OF 300 MW CAPACITY IN THE COUNTRIES OF THE EAST-EUROPEAN REGION

NEUIMIN V. M.

LLC Energobezopasnost and LLC TSPC (Russia)

The author presents analysis of renovation variants for 300 MW oil-gas power blocks: substitution of the steam-power energy blocks by those with gas-steam cycle units, technical re-equipment of the energy blocks by means of reconstruction or modernization of the steam turbine, substitution implementation of the steam turbine with an analogous new one, prolongation of the operation life of the equipment in service. Renovation variants for the power blocks of the specified type in the TPPs of Russia can be chosen based on various engineering solutions concluded on the following grounds: medium- and long-term perspectives of their fuel balance structure (natural gas, synthetic gas fuel-oil residual, pulverized coal fuel including clean-coal and coal-benefication production wastes); the demands laid by JSC the JI UES on the participation of power blocks in frequency regulation and node inter-flow; development in the country of the distributed generation and the perspectives associated with it of the reconstructed TPPs installed capacity utilization in corresponding power-grid nodes; the development of related industries of the country's economy; the speed of mastering the eco-friendly homegrown steam-gas and coal technologies; creation of the competitive national element base of microelectronics.

Introduction of foreign steam-gas generators in this country requires development of the repair-and-service maintenance, provokes elevated risks and tangible costs, conduces to level decrease in the energy and national safety of the state. Orientation of the country's power engineers to foreign gas-turbines of large single-unit capacity does not contribute to domestic power-plant industry development. With the view of reduction in value of the TPP-equipment by 12–15 %, it is prudent for power engineers to form a perspective manufacturing order for the period after 2016. In light of emerging political and economic situation in the world, technical re-equipment of the TPPs in the countries of the East-European region in the medium term is going to follow the way of reconstruction/modernization of the 300 MW-capacity power-block equipment and prolongation of the specified operation life.

Keywords: power block renovation, oil-gas blocks, technical re-equipment, countries of the East-European region.

Tab. 3. Ref.: 13 titles.

Введение. К странам Восточной Европы принято относить Беларусь, Болгарию, Венгрию, Молдавию, Польшу, Россию, Румынию, Словакию,

Украину, Чехию. Сферу особых экономических интересов России, кроме ЕС, представляют в первую очередь бывшие члены СЭВ (Болгария, Венгрия, Польша, Румыния, Словакия, Чехия). Доля поименованных стран во внешней торговле России сократилась с 38,7 % (1990 г.) до менее чем 15,0 %. К сожалению, страны Восточной Европы с их ограниченным хозяйственным потенциалом и средним по мировым стандартам уровнем промышленного развития утратили роль главных экономических партнеров России. Вместе с тем возрождение масштабных хозяйственных связей России со всеми странами региона соответствует коренным интересам каждой из них.

Установленная мощность ЕЭС России на 01.01.2014 составила 226470,18 МВт, а структура установленной мощности имела следующий вид: энергоблоки КЭС – 39,9 %; ТЭЦ – 28,6 %; АЭС – 11,2 %; ГЭС – 20,4 %. При этом доля парогазовых установок (ПГУ) и газотурбинных установок (ГТУ) достигла 8,7 %.

Среди оборудования СКД, эксплуатируемого на ТЭС России, Украины, Беларуси, имеются газомазутные конденсационные энергоблоки мощностью по 300 МВт и теплофикационные энергоблоки с паровыми турбинами Т-250/300-23,5. Перед выработкой оборудованием энергоблоков установленного срока службы (40 лет) владельцы генерирующих активов задумываются о путях их обновления. Среди последних – замещение паросиловой установки (ПСУ) на ПГУ; проведение реконструкции или модернизации оборудования энергоблока; осуществление замены оборудования на аналогичное новое; осуществление мероприятий по продлению ресурса находящегося в эксплуатации оборудования. О состоянии оборудования энергоблока принято судить по состоянию паровой турбины, а еще точнее – ее РВД. С учетом этого обстоятельства ниже рассмотрены варианты обновления паровых турбин энергоблока ПСУ-300.

Вариант замещения энергоблока ПСУ-300 на энергоблок ПГУ. Перевод ПСУ на парогазовый цикл позволяет до 25–30 % увеличить его экономичность. Согласно [1], при существующих ценах на энергоносители рентабельность действующих пылеугольных энергоблоков СКД превышает рентабельность энергоблоков ПГУ, хотя тарифы на электроэнергию от ПГУ выше тарифов на электроэнергию, вырабатываемую пылеугольными энергоблоками в 1,54 раза. В странах с нормальным соотношением цен «газ – уголь» (США, страны ЕС) себестоимость производства электроэнергии на угольных ТЭС в 2004–2005 гг. была на 7–24 % меньше, чем на ТЭС с ПГУ, имеющих большой КПД, но сжигающих более дорогой природный газ. Разница между пылеугольным энергоблоком и ПГУ среднего уровня экономичности в топливной составляющей оказывается больше, чем разница в инвестиционных составляющих, даже с учетом дополнительных затрат по приему, дроблению, размолу и хранению твердого топлива, очистке дымовых газов от золы и выбросов SO_2 и NO_3 . За истекшие годы особых изменений не произошло.

Рассмотрим результаты сравнительной оценки варианта замещения газомазутного энергоблока ПСУ-300 на ПГУ применительно к условиям функционирования ТЭС России [2, 3]. На газомазутных и пылеугольных

энергоблоках ТЭС России к 2010 г. 48 турбин К-300 из 53 (ЛМЗ) и 20 турбин из 23 (ХТЗ) выработали парковый ресурс (ПР) [4], т. е. эксплуатировались в течение 24 лет при загрузке 6400 ч/год и числе пусков до 600 при общем сроке службы не менее 40 лет. Из общего числа ПСУ-300 49 энергоблоков (14,7 ГВт) работают на природном газе. Средний расход условного топлива (УРУТ) на энергоблоках всех типов мощностью 300 МВт на 31.12.2002 составил 339,8 г/(кВт·ч). Вариант обновления энергоблока мощностью 300 МВт, вырабатывающего свой ресурс, должен выбираться с учетом того, что к 2020 г. УРУТ в среднем по энергоустановкам ТЭС страны должен достичь величины 300 г/(кВт·ч) (ориентиры Стратегии развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2020 г.).

Обратимся к Группе «Интер РАО», в филиалах которой на 31.12.2013 эксплуатировались девять ПГУ и две ГТУ (табл. 1 – данные ООО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией»). Доля ПГУ и ГТУ на 01.01.2014 в Группе «Интер РАО» составила 12,5 %.

Таблица 1

Конфигурация энергоблоков и основные технико-экономические показатели ПГУ и ГТУ филиалов Группы «Интер РАО» по итогам работы за 2011–2013 гг. эксплуатации

Наименование ТЭС и конфигурация оборудования	Год	Э _в , ГВт·ч	Q _г , тыс. Гкал	УРУТ		КИУМ эл, %
				г/(кВт·ч)	кг/Гкал	
Сочинская ТЭС (158,0 МВт) 2 × (SGT-700 + T-10/115,2) + + 2 × (SGT-700 + SST-РАС 400)	2011	1104,1	–	265,9	–	79,8
	2012	723,3	–	274,9	–	52,1
	2013	878,7	–	269,9	–	63,5
Северо-Западная ТЭЦ (900,0 МВт) 2 × (2 × V-94,2 + T-150-7,4)	2011	5660,7	1240,3	233,4	134,8	71,8
	2012	4679,4	1301,5	227,7	141,9	59,2
	2013	5478,2	1279,3	230,8	141,3	69,5
Калининградская ТЭЦ-2 (900,0 МВт) 2 × (2 × ГТЭ-160 + T-150-7,4)	2011	6327,9	162,8	254,0	113,1	82,6
	2012	6726,0	152,6	252,5	113,7	87,5
	2013	6282,0	277,5	249,1	112,5	82,0
Ивановские ПГУ (325,0 МВт) 2 × (ГТЭ-110 + К-110-6,5)	2011	427,2	–	258,7	–	15,7
	2012	529,6	–	257,6	–	15,5
	2013	448,4	–	262,0	–	15,8
Уренгойская ГРЭС (460,0 МВт) 2 × (ГТЭ-160 + К-160-7,4)	2012	476,8	–	259,9	–	11,8
	2013	3090,4	–	248,1	–	76,7
Джубгинская ТЭС (200,7 МВт) 2 × LMS 100PB	2013	61,0	–	311,0*	–	20,8

* Работа ГТУ в разомкнутом цикле.

На семи ПГУ филиалов Группы «Интер РАО» применена схема дублирования «2 + 1»; на первых двух ПГУ из трех Сочинской ТЭС – моноблочная схема. На Северо-Западной ТЭЦ (поставка Siemens), Калининградской ТЭЦ-2 (детали газовой турбины поставлены Siemens, российская

сборка), Уренгойской ГРЭС (турбины ГТЭ-160 изготовлены и собраны в России по лицензии фирмы Siemens на газовую турбину V.94.2) эксплуатируются энергоблоки ПГУ-450. На Ивановских ПГУ применено газотурбинное оборудование отечественного производства – ГТЭ-110 (разработка НПП «Машпроект», Украина; производство ОАО «Сатурн», Россия). На Сочинской и Джубгинской ТЭС установлено газотурбинное оборудование фирм Siemens и GE Energy. Инвестиционная программа Группы «Интер РАО» предполагает дальнейшее развитие компании путем замещения морально устаревшего и физически изношенного оборудования современными высокоэффективными ПГУ. В начале 2014 г. введены в эксплуатацию 820 МВт генерирующего оборудования: 2 × ПГУ-410 в своем составе ГТУ SGT-4000F + ПТУ SST-3000 производства фирмы Siemens с проектным КПД установки 58,2 % (Южноуральская ГРЭС-2); ПГУ-410 в составе ГТУ PG9351FA + ПТУ типа D12 производства фирмы GE Energy с проектным КПД установки 54,5 % (Нижевартовская ГРЭС).

В рамках программы реализации договоров поставки мощности до 2017 г. планируется ввести в эксплуатацию еще пять энергоблоков ПГУ. Новые вводы ПГУ изменят баланс мощностей в компании: доля высокоэффективных генерирующих мощностей на базе ПГУ в суммарной установленной мощности в 2017 г. возрастет до 15,4 % в 2017-м.

Для оценки перспектив дальнейшего применения современных ПГУ и ГТУ в энергетике страны представляет интерес сравнение не только технических, но и экономических показателей. Фактические показатели работы ПГУ и ПСУ-800 по итогам работы за 2013 г. приведены в табл. 2 (данные ООО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией»).

Таблица 2

Экономические показатели ПГУ и ПСУ-800 филиалов ОАО «Интер РАО», достигнутые на энергоблоках по итогам работы за 2013 г.

Показатель	Единица измерения	ПГУ			ПСУ-800	
		СЗТЭЦ	КТЭЦ-2	СТЭС	ПГРЭС	НВГРЭС
УРУТ на отпуск электроэнергии	г/(кВт·ч)	230,80	249,10	269,90	304,20	301,10
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	141,30	112,50	–	166,00	167,70
Цена 1 т у. т.	руб./т у. т.	3369,00	3333,40	3858,60	2716,90	2245,00
Себестоимость электроэнергии	руб./(кВт·ч)	0,79	0,84	1,06	0,85	0,70
Отпускной тариф на электроэнергию	руб./(кВт·ч)	0,99	0,85	1,19	0,99	0,84
Отпускной тариф на мощность	тыс. руб./ МВт в год	130,80	292,80	632,30	124,00	137,80
Затраты на эксплуатацию и ремонт	тыс. руб./ МВт в год	490,00	456,00	2868,00	274,50	357,60
Рентабельность продажи электроэнергии	%	20	2	11	14	17

Анализ данных табл. 2 свидетельствует, что по эффективности топливоиспользования, характеризуемой показателем УРУТ, ПГУ Северо-Западной ТЭЦ, Калининградской ТЭЦ-2, Сочинской ТЭС значительно опере-

жают показатели ПСУ-800 Пермской ГРЭС и ЗАО «Нижевартовская ГРЭС». Вместе с тем экономические показатели энергоблоков ПСУ-800 в 2013 г. зачастую выглядят рентабельнее показателей энергоблоков ПГУ, что связано в основном с проблемами ремонтно-сервисного обслуживания газотурбинного оборудования. При вводе новых ПГУ с импортным оборудованием зарубежные поставщики при заключении контрактов на поставку оборудования, как правило, настаивают на параллельном заключении контрактов на организацию ремонтно-сервисного обслуживания оборудования в течение всего срока его службы, исключающих возможность оказания сервисных услуг филиалам отечественными ремонтными предприятиями.

Условно-постоянные затраты на ПГУ больше, чем на ПСУ-800 (табл. 2, данные ООО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией»). Даже на освоенных в производстве газовых турбинах типа ГТЭ-160 в период проведения плановых инспекций выявляется ряд дефектов, приводящих к увеличению сроков и стоимости плановых ремонтов. Так, в 2010 г. при проведении регламентных работ на газовых турбинах поставки Siemens энергоблока № 1 Северо-Западной ТЭЦ после наработки 66 тыс. ч плановый ремонт был продлен за два раза (до шести месяцев) с увеличением стоимости в 1,9 раза (до 20,1 млн евро).

На Сочинской ТЭС выявлена низкая надежность газовых турбин типа SGT-700 (Siemens): с 2004 по 2012 г. имело место 118 аварийных остановов. Наиболее крупными авариями были:

- аварийный останов ГТУ № 2 с полным разрушением проточной части турбины 09.01.2008. Произведена замена газовой турбины за счет средств заказчика (11,8 млн евро);
- аварийный останов ГТУ № 1 с полным разрушением проточной части турбины 16.12.2012. Произведена замена газовой турбины за счет средств заказчика (12,8 млн евро).

На Джубгинской ТЭС, несмотря на небольшой срок эксплуатации (с октября 2013 г. по май 2014 г.), произошли два аварийных останова с серьезными повреждениями газовых турбин типа LMS 100 PB производства GE Energy:

- отключение 18.01.2014 автоматической защитой ГТУ № 2 из-за превышения уровней вибрации рамы компрессора ВД. Газовая турбина демонтирована и заменена на резервную;
- отключение 25.04.2014 персоналом резервной ГТУ № 2 по причине разрушения шарикового подшипника № 4 компрессора ВД (данные GE Energy).

Опыт проведения ремонтно-сервисного обслуживания импортных газовых турбин выявил ряд существенных недостатков в организации и проведении инспекций с привлечением зарубежных сервисных компаний:

- значительно завышаются стоимости оказания услуг и поставки запасных частей, а также аренды специальных приспособлений. При этом отдельными подрядчиками, например SIT AB по отношению к SGT-700, монопольное положение на данном рынке товаров и услуг используется для диктата своих условий, пожелания заказчика нередко игнорируются;

- ответственность подрядчика за соблюдение сроков выполнения работ и качество отремонтированного оборудования минимальна. Она не покрывает связанные с простоем оборудования убытки генерирующей компании;

- необходимость поставки дополнительных ЗиП в условии отсутствия склада на территории страны для данного вида оборудования и длительного проведения таможенных процедур приводит к существенному увеличению планируемых сроков проведения инспекций;

- подрядчик под предлогом защиты интеллектуальной собственности не позволяет заказчику осуществлять контроль процесса выполнения работ и не предоставляет заказчику в полном объеме техническую документацию, что сдерживает наращивание собственной компетенции филиалами генерирующих компаний в проведении инспекций.

Для дальнейшего успешного применения на ТЭС современных импортных ПГУ и ГТУ необходимо в первую очередь изменить концепцию осуществления сервисного обслуживания, предусматривающую в том числе финансовую ответственность исполнителя за срыв графика ремонтов, неплановые остановки оборудования в гарантийный период. С учетом изложенного выше следует отметить, что стратегической задачей отечественного энергомашиностроения продолжают оставаться создание и отработка надежной мощной стационарной энергетической газовой турбины.

Перечисленные особенности необходимо учитывать при формировании программ обновления энергоблоков, заказе и эксплуатации импортного оборудования. При эксплуатации ПГУ в условиях климатических особенностей регионов России оценку эффективности ПГУ необходимо проводить относительно средней температуры на месте эксплуатации оборудования [5]. Особенности назначения установленной мощности теплофикационной ПГУ показаны в [6].

Вариант проведения реконструкции/модернизации паровой турбины блока СКД-300. За период жизненного цикла разработчики турбины подготавливают большое число конструктивных и технологических извещений, направленных на повышение надежности и экономичности оборудования. Далеко не все из них внедряются при производстве или эксплуатации турбин. Это зависит от заказчика. Наибольший интерес в последние годы вызывает применение сотовых уплотнений в проточной части цилиндров турбины и реактивного облопачивания РВД взамен облопачивания активного типа. Оба предложения направлены в первую очередь на повышение экономичности оборудования.

Конкуренцию сотовым уплотнениям в перспективе смогут составить прирабатываемые покрытия [7]. Применение реактивного облопачивания РВД турбины К-300 на ТЭС России делает первые шаги [8]: на Конаковской ГРЭС реактивное облопачивание РВД К-300 установлено на четырех турбинах. В ходе реконструкции энергоблоков № 2, 1, 3, 8, помимо реактивного облопачивания ЦВД, внедрялся ряд других мероприятий. С учетом этого факта показатели работы реконструированных энергоблоков по итогам работы за 2005–2011 гг. приведены в табл. 3.

Таблица 3

Технико-экономические показатели четырех реконструированных энергоблоков мощностью по 300 МВт Конаковской ГРЭС по итогам работы за 2005–2011 гг.

Параметр	Год							Данные на 01.09.2011	Срок окупаемости (загрузка по факту), год	
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011			
Энергоблок № 1										
Наработка, ч			5517	7298	6152	6927	2975	28887	2012	
Выработка, тыс. кВт·ч		300 +	1223417	1591740	1469704	1758056	741609	6786228		
Средняя нагрузка блока, МВт		+ 25 МВт	222	218	239	254	249	235		
Энергоблок № 2										
Наработка, ч			4102	6809	3793	5769	5743	3307	29679	2011
Выработка, тыс. кВт·ч	300 +		889209	1496671	762637	1396845	1439701	815657	6821493	
Средняя нагрузка блока, МВт	+ 25 МВт		217	220	201	242	251	247	230	
Энергоблок № 3										
Наработка, ч				7815	6645	7488	4087	26283	2013	
Выработка, тыс. кВт·ч			300 +	1740106	1611620	1911340	1068158	6380241		
Средняя нагрузка блока, МВт			+ 25 МВт	223	243	255	261	243		
Энергоблок № 4										
Наработка, ч							4789	6254	2015	
Выработка, тыс. кВт·ч						300 +	1175672	1531987		
Средняя нагрузка блока, МВт						+ 25 МВт	245	245		

По оценке автора статьи, величина затрат на реконструкцию энергоблока 300 МВт Конаковской ГРЭС соизмерима с 50 % стоимости строительства нового энергоблока ПГУ-400. Если в [8] отмечается, что первый опыт реконструкции/модернизации турбин К-300 следует признать успешным (при этом имелась в виду необходимость оценки в межремонтный период экономичности проточной части ЦВД), то в [9] совершенно безосновательно отмечено, что полученные результаты реконструкции трех первых турбин К-300 (энергоблоки № 2, 1, 3) свидетельствуют о целесообразности перехода на реактивное облопачивание ЦВД турбин на всех ТЭС,

оснащенных аналогичными энергоблоками. В отсутствие до настоящего времени подтверждений о сохранении уровня экономичности реконструированных ЦВД на четырех турбинах К-300 Конаковской ГРЭС и результатов расчетного сравнения экономичности ступеней ЦВД активного и реактивного типов в органической связи с концепциями их конструктивного исполнения разными заводами [10] предложение [9] выглядит преждевременным. В [10] показано существенное влияние на результаты сравнения типов облопачивания типов периферийных уплотнений в ЦВД активного типа; делается вывод о нецелесообразности применения облопачивания реактивного типа в турбинах СКД фирм, придерживающихся принципа активного облопачивания ЦВД, при котором внутренний корпус ЦВД выполняется с фланцами горизонтального разъема. По оценке автора статьи, данная конструкция в период эксплуатации нарушает осевую симметрию и провоцирует силовую и температурную деформации (коробление корпуса цилиндра, износ уплотнений и, в конечном счете, снижение экономичности цилиндра в межремонтный период).

Иной подход у фирмы Siemens: ЦВД не имеет горизонтального разъема, что вносит специфику при монтаже и ремонте – требуются полное отсоединение паропровода, выполнение сборки и разборки ЦВД и внутреннего корпуса с фальшцапфами, а также кантовка и вертикальная сборка ЦВД исключительно в условиях завода. Трудности монтажа и ремонта в последующем компенсируются увеличением межремонтного периода (до 25 лет) эксплуатации ЦВД турбины. Паросиловой цикл на природном газе применительно к энергоблокам мощностью 300 МВт свой потенциал в направлении повышения экономичности (на уровне 300 г у. т./кВт·ч) исчерпал.

На Конаковской ГРЭС и Лукомльской ГРЭС (РБ) первоначально было установлено по восемь энергоблоков с турбинами К-300. На второй ГРЭС в минувшее десятилетие на четырех турбинах также установлено реактивное облопачивание, начато строительство ПГУ (энергоблок № 9). К энергоблокам мощностью 300 МВт относятся и энергоблоки с теплофикационными турбинами типа Т-250/300-23,5 (19 турбин в Москве, три турбины в Санкт-Петербурге) (УРУТ с учетом КИУМ на энергоблоке порядка 260 г у. т./кВт·ч). Турбины указанного типа эксплуатируются и на ТЭС Беларуси и Украины. В целом варианты замещения теплофикационных энергоблоков с турбинами Т-250/300-23,5 аналогичны вариантам замещения конденсационных энергоблоков с турбинами К-300-23,5 с некоторой особенностью, связанной с обеспечением выдачи эквивалентной мощности от теплофикационного оборудования [11] и выбора длины РЛ последней ступени [12] (это особая задача для современных паровых турбин любого типа).

Особого внимания требует к себе система охлаждения выхлопной части ЦВД турбины при работе в теплофикационных режимах: осуществляется разогрев потока и проточной части ЦВД сверх допустимого уровня. Часть низкого давления паровой турбины (заявка на изобретение № 2013 148259/06 (075051)) решает указанную проблему. При этом повышаются надежность и экономичность турбины за счет снижения вентиляционного разогрева проточной части и его последствий без использования охлажда-

ющих впрысков влаги, усиливающих эрозионный износ кромок РЛ, без увеличения расхода рабочего пара, сокращающего отпуск тепла и электроэнергии. Отработка технологии лазерной наплавки порошкообразного стеллита на кромки РЛ последних ступеней турбин ТЭС [7] позволит исключить необходимость применения охлаждающих устройств различного типа для охлаждения выхлопного патрубка ЦНД.

ОАО «Мосэнерго» намерено первую из турбин типа Т-250/300-23,5 (поставлена на ТЭЦ в 1971 г.), вырабатывающую на ТЭЦ-22 свой ресурс, в августе 2017 г. заменить на новую турбину, возможно, с незначительным увеличением единичной мощности. Не следует ожидать внедрения кардинальных мероприятий на новой турбине: времени и средств для проработок инновационных решений и проведения экспериментальных исследований и отработки явно недостаточно.

Осуществление замены оборудования энергоблока 300 МВт на аналогичное новое. Реализация поименованного предложения возможна. Это консервативное решение. При обновлении оборудования ТЭС предпочтителен вариант его модернизации/реконструкции.

Реализация мероприятий по продлению сроков службы находящегося в эксплуатации оборудования. При отсутствии неисправимых дефектов, допущенных при изготовлении турбины, и качестве эксплуатации, соответствующем действующим правилам эксплуатации тепловых электрических станций и тепловых сетей, срок службы турбины после достижения ПР может неоднократно продлеваться. Одноразовое продление ресурса деталей и сборочных единиц тепломеханического оборудования, работающих при температурах от 450 °С и выше, возможно по состоянию металла деталей и сборочных единиц на период до 50 тыс. ч или на 8 лет (независимо от числа часов эксплуатации энергоблока) по решению специализированной организации [4]. Для примера: срок службы одной из турбин К-200-12,8 Верхнетагильской ГРЭС продлевался пять раз. ОАО РАО «ЕЭС России» в 2002 г. оценило затраты, связанные с продлением ресурса энергоустановки, на уровне 150 дол./кВт. Эффективность мероприятий по продлению ресурса позволит существенным образом повысить применение газотермических технологий нанесения покрытий на детали оборудования при осуществлении его ремонта или изготовления [7].

Выбор решения по виду обновления генерирующих мощностей владелец генерирующего актива принимает, как правило, по результатам технико-экономического обоснования и наличия финансирования предстоящих работ. Выбору наиболее корректного решения будет способствовать сравнение результатов экономического и эксергетического анализа [13].

ВЫВОДЫ

1. Варианты обновления энергоблоков 300 МВт на ТЭС России, оборудование которых вырабатывает установленный срок службы, могут базироваться на различных технических решениях, основанием для выбора которых должны служить средне- и долгосрочная перспективы структуры их топливного баланса (природный газ, синтез-газ, мазут, пылеугольное топливо, включая обогащенный уголь и отходы производства углебога-

щения), выставляемые ОАО «СО ЕЭС» требования по участию энергоблоков в регулировании частоты и перетоков мощности, развитие в стране распределенной генерации и связанные с этим перспективы использования установленной мощности реконструированных ТЭС в соответствующих узлах энергосистемы, развитие смежных отраслей экономики страны, темпы освоения экологически чистых отечественных парогазовых и пылеугольных технологий, создание конкурентоспособной отечественной элементной базы микроэлектроники.

Осуществляемое в рамках реализации договоров поставки мощности внедрение импортных парогазовых установок провоцирует повышенные риски и материальные затраты, способствует снижению уровня энергетической и национальной безопасности государства: срок службы парогазовых установок в три раза меньше срока службы энергоблоков СКД, не улучшает уровень ремонтного обслуживания местными заводами. Реализация действующих договоров поставки мощности приведет к снижению загрузки находящегося в эксплуатации на ТЭС страны оборудования, к очередной досрочной корректировке Стратегии развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2020 (2030) г.

2. Ориентация энергетиков страны на импортные газовые турбины большой единичной мощности не способствует развитию отечественного энергомашиностроения.

3. Техпервооружение ТЭС, развитие энергомашиностроения в стране нуждаются в господдержке и контроле со стороны гражданского общества. Целесообразно сформировать перспективный заказ на продукцию предприятий энергомашиностроения на период после 2016 г.: при изготовлении энергооборудования сериями его стоимость может быть снижена на 12–15 %.

4. Реконструкция ЦВД турбины К-300-23,5 путем замены активного облопачивания ЦВД на реактивное целесообразно лишь после подтверждения независимым источником эффективности мероприятия, реализованного на турбинах производства ЛМЗ (Конаковская/Лукомльская ГРЭС).

5. Для дальнейшего успешного применения на ТЭС современных импортных парогазовых и газотурбинных установок необходимо в первую очередь изменить концепцию осуществления сервисного обслуживания оборудования, предусматривающую в том числе финансовую ответственность исполнителя за срыв графика ремонтов, неплановые остановки оборудования в гарантийный период.

6. С учетом складывающейся в 2014 г. политической и экономической обстановки в мире техпервооружение ТЭС стран Восточно-Европейского региона в среднесрочной перспективе пойдет по пути реконструкции/модернизации оборудования энергоблоков 300 МВт и продления установленных сроков его службы, в том числе с использованием высокоэффективных газотермических технологий нанесения покрытий различного назначения и лазерной наплавки.

7. Выбор оптимального варианта обновления вырабатывающего ресурс оборудования энергоблока 300 МВт ТЭС возможен путем сравнения результатов экономического и эксергетического анализа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Projected Cost of Generating Electricity / International Energy Agency, Nuclear Energy Agency. – Paris, France: OECD, 2005. – 231 p.
2. Н е у й м и н, В. М. ТЭС России сегодня и завтра. Аспекты надежности и безопасности / В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2008. – № 1. – С. 7–13.
3. Н е у й м и н, В. М. О перспективе замещения, реконструкции или модернизации паровых турбин энергоблоков мощностью 300 МВт на ТЭС России / В. М. Неуймин // Энергетик. – 2013. – № 11. – С. 5–11.
4. Т и п о в а я инструкция по контролю металла и продлению сроков службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электрических станций: РД 10-577-03. – М.: Госгортехнадзор России, 2003. – 128 с.
5. Г р и б и н, В. Г. О назначении установленной мощности теплофикационной ПГУ / В. Г. Грибин, В. М. Неуймин, С. Н. Андреев // Энергетик. – 2013. – № 2. – С. 10–14.
6. Н е у й м и н, В. М. О проблемах внедрения энергоблоков ПГУ / В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – № 2 (17). – С. 12–17.
7. Г р а ч е в, О. Е. Новый способ упрочнения рабочих лопаток последней ступени мощных паровых турбин ТЭС / О. Е. Грачев, В. М. Неуймин // ТПА. Трубопроводная арматура и оборудование. – 2014. – № 5 (74). – С. 66–68.
8. М е л ь н и к о в, А. В. Первые итоги технического перевооружения Конаковской ГРЭС / А. В. Мельников, В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2011. – № 3 (14). – С. 70–76.
9. Р е к о н с т р у к ц и я энергоблоков 300 МВт Конаковской ГРЭС / А. В. Мельников [и др.] // Электрические станции. – 2012. – № 8. – С. 29–33.
10. К о с т ю к, А. Г. Сравнение активных и реактивных цилиндров высокого давления паровых турбин / А. Г. Костюк, А. Д. Трухний // Теплоэнергетика. – 2005. – № 6. – С. 2–13.
11. Н е у й м и н, В. М. О перспективах обновления турбин типа Т-250/300-23,5 / В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2013. – № 3 (22). – С. 62–65.
12. Н е у й м и н, В. М. К выбору длины рабочей лопатки последней ступени мощной турбины ТЭС / В. М. Неуймин // Энергетик. – 2014. – № 1. – С. 15–20.
13. Н е у й м и н, В. М. Результаты экономического и эксергетического анализа ТЭС на природном газе / В. М. Неуймин // Энергетик. – 2013. – № 7. – С. 2–5.

REFERENCES

1. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency (2005) Projected Cost of Generating Electricity. Paris, France, OECD. 231 p.
2. Neumin, V. M. (2008) TPP of Russia Today and Tomorrow. Aspects of Reliability and Safety. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 1, 7–13 (in Russian).
3. Neumin, V. M. (2013) On Perspectives of Replacement, Reconstruction or Modernizing of Steam Turbines of the Power Generating Units of 300 MW-Capacity in TPPs of Russia. *Energetik* [Power Engineer], 11, 5–11 (in Russian).
4. RD 10-577-03. Standard Instruction for Metal Control and Service-Period Extension of the Principal Items of Boilers, Turbines and Pipelines of TPP. Moscow: Federal Mining and Industrial Supervision of Russia, 2003. 128 p. (in Russian).
5. Gribin, V. G., Neumin, V. M., & Andreev, S. N. (2013) On Assigning the Installed Capacity of the District Heat-Supply Combined-Cycle Plant. *Energetik* [Power Engineer], 2, 10–14 (in Russian).
6. Neumin, V. M. (2012) On Challenges to Implementation of Power Generating Units in the Combined-Cycle Plant. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 2 (17), 12–17 (in Russian).
7. Grachev, O. E., & Neumin, V. M. (2014) A New Technique for Reinforcement of the Exhaust-Blades in High-Capacity Steam Turbines of TPP. *TPA. Truboprovodnaia Armatura i Oborudovanie* [TPA. Pipeline Fittings and Equipment], 5 (74), 66–68 (in Russian).
8. Melnikov, A. V., & Neumin, V. M. (2011) Initial Summary of the Technical Upgrading in the Konakov SDPP. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 3 (14), 70–76 (in Russian).
9. Melnikov, A. V., Avrutskiy, G. D., Lazarev, M. V., Savenkova, I. A., Lazareva, M. V., Simoiu, L. L., & Gaev, V. D. (2012) Reconstruction of the Konakov SDPP 300 MW Power Generating Units. *Elektricheskie Stantsii* [Electric Power Plants], 8, 29–33 (in Russian).

10. K o s t y u k, A. G., & Trukhniy, A. D. (2005) Commensuration of the Active and Passive High-Pressure Cylinders of the Steam Turbines. *Teploenergetika* [Heat Power Industry], 6, 2–13 (in Russian).

11. N e u i m i n, V. M. (2013) On Perspectives of Upgrading T-250/300-23,5 Turbines. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 3 (22), 62–65 (in Russian).

12. N e u i m i n, V. M. (2014) On the Subject of Selecting the Length of the Exhaust Blade of the High-Capacity Turbine in TPP. *Energetik* [Power Engineer], 1, 15–20 (in Russian).

13. N e u i m i n, V. M. (2013) The Results of Economic and Exergy Analyses of the TPP on Conventional Gas. *Energetik* [Power Engineer], 7, 2–5 (in Russian).

Представлена кафедрой ТЭС БНТУ

Поступила 01.12.2014

УДК 621.039.542:[532.546.6+532.5.031]

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ АКТИВНОЙ ЗОНЫ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА С ТОЛСТЫМ ВРАЩАЮЩИМСЯ СЛОЕМ МИКРОТВЭЛОВ ДЛЯ ТРАНСМУТАЦИИ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ

Канд. техн. наук, доц. СОРОКИН В. В.

Белорусский национальный технический университет

E-mail: sorokin.npp@gmail.com

Для эффективной трансмутации радиоактивных изотопов в стабильные с использованием нейтронов требуются высокие плотности потока нейтронов и спектр со значительной долей быстрых и резонансных нейтронов. Ряд сеансов облучения определенной длительностью по времени желательно чередовать с переделами состава отходов. Количество таких изотопов в отработанном топливе коммерческого реактора составляет порядка 1 %, массы отдельных изотопов в загрузке – до нескольких десятков килограммов. Рассматривается перспективный ядерный реактор для трансмутации радиоактивных отходов в части принципиального устройства, теплофизики и гидродинамики. Активная зона реактора сформирована подвижными микровтэлами, образующими устойчивый плотный кольцевой слой. Слой вращается внутри неподвижной вихревой камеры за счет энергии потока теплоносителя – воды. Микровтэлы охлаждаются теплоносителем непосредственно.

Расчетная оценка мощности устройства с водой под давлением 1–5 МВт на 1 л слоя. Условие отсутствия кипения устанавливает наиболее значительные ограничения на мощность. Объем слоя ограничен несколькими десятками литров, поскольку с увеличением размера камеры уменьшаются ускорение вращения и сила, удерживающая микровтэлы на свободной поверхности слоя. Для достижения критичности загрузки ядерного топлива при ограничениях на обогащение предлагается и обосновывается расчетами активная зона, составленная из нескольких слоев или слоя с большим отношением объема к площади поверхности. Вихревые камеры в случае активной зоны из нескольких слоев могут иметь объединенные выходы теплоносителя вдоль оси. Использование камер с противоположными закрутками в составных активных зонах с общим выходом позволяет уменьшить закрутку потока ниже вихревого реактора по ходу теплоносителя.

Ключевые слова: ядерный реактор, слой микровтэлов, моделирование элементов, радиоактивные отходы.

Ил. 9. Библиогр.: 11 назв.