

УДК 621.039.4

EDN: IYKJTW

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПАССИВНОГО ОТВОДА ТЕПЛА ОТ ПАРОГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ПРОЕКТОВ РОССИЙСКИХ АЭС БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

А.В. Грибов

ORCID: **0009-0009-3555-4381** email: **AVyGribov@rosatom.ru**
АО «Государственный специализированный проектный институт»
Москва, Россия

Г.А. Ершов

ORCID: **0009-0009-5014-5316** email: **GE.Ershov@atomproekt.ru**
АО «Атомэнергопроект»
Москва, Россия

А.С. Лобазов

ORCID: **0009-0007-4805-4496** email: **a.lobazov@ase-ec.ru**
АО «Атомстройэкспорт»
Нижний Новгород, Россия

Представлен концептуальный проект модернизации системы отвода тепла от парогенераторов (ПМ СПОТ), функционирующей в следующих режимах эксплуатации энергоблока атомной станции (АЭС) с водяной реакторной установкой: нарушение нормальной эксплуатации и запроектные аварии. ПМ СПОТ разработан для адаптации проектов российских АЭС к требованиям международных Регуляторов по автономности энергоблоков и с целью повышению автономности. Приведены результаты теплогидравлического моделирования, экономическая оценка LCOE и оценка влияния ПМ СПОТ на коэффициент готовности АЭС. Исследованы надежность элементов ПМ СПОТ и достижение целевых показателей безопасности при эксплуатации системы по прямому назначению. Проведен анализ соответствующих требований международных Регуляторов, дана оценка капитальных затрат на внедрение ПМ СПОТ в проекты существующих АЭС.

Ключевые слова: атомная электростанция, пассивная система безопасности, остаточные тепловыделения, расхолаживание, требования международных Регуляторов, показатели готовности, коэффициент готовности, вероятностный анализ безопасности, надежность, вероятность отказа.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Грибов, А.В. Модернизация системы пассивного отвода тепла от парогенератора для проектов российских АЭС большой мощности / А.В. Грибов, Г.А. Ершов, А.С. Лобазов // Труды НГТУ им. П.Е. Алексеева. 2024. № 4. С. 44-57. EDN: IYKJTW

MODERNIZATION OF PASSIVE HEAT REMOVAL SYSTEM FROM STEAM GENERATORS FOR RUSSIAN DESIGN LARGE CAPACITY NUCLEAR POWER PLANTS PROJECTS

A.V. Gribov

ORCID: **0009-0009-3555-4381** email: **AVyGribov@rosatom.ru**
JSC «State Specialized Planning Institute»
Moscow, Russia

G.A. Ershov

ORCID: **0009-0009-5014-5316** email: **GE.Ershov@atomproekt.ru**
JSC «Atomenergoproekt»
Moscow, Russia

A.S. Lobazov

ORCID: 0009-0007-4805-4496 email: a.lobazov@ase-ec.ru

JSC «Atomstroyexport»
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The paper presents the concept modernization project of heat removal system (HRS) from steam generators, operating in the following modes of operation of the nuclear power plant (NPP) with pressurized water reactor: normal operation violations accidents and beyond design basis accidents. HRS modernization project is developed to adapt Russian design NPP projects to the requirements of international Regulators regarding NPP level of autonomy and to increase autonomy of NPP. The article presents results of thermal and hydraulic processes modeling, LCOE economic evaluation, assessment of HRS modernization project impact on the NPP availability factor. Results of HRS modernization project elements reliability analysis, assessment of the achievement of the target safety performance of the system operation for its intended purpose are also shown. The analysis of corresponding requirements of international Regulators was carried out, capital costs for the implementation of the HRS modernization project in current NPP projects were evaluated.

Key words nuclear power plant, passive safety system, residual heat emission, cooldown, requirements of international Regulators, reliability indicators, availability factor, probabilistic safety analysis, reliability, failure probability.

FOR CITATION: A.V. Gribov, G.A. Ershov, A.S. Lobazov Modernization of the passive heat removal system from steam generators for Russian design nuclear power plants of large capacity project. Transactions of NNSTU n.a. R.E. Alekseev. 2024. № 1. Pp. 44-57. EDN: IYKJTW

Введение

Согласно требованиям Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), атомная электростанция (АЭС) должна оставаться в безопасном состоянии после всех постулированных исходных событий тяжелых аварий, включая полное обесточивание. В настоящее время в новых проектах энергоблоков разработки РФ применяются системы пассивного отвода остаточных тепловыделений (СПОТ) (например, система пассивного отвода тепла от парогенераторов (СПОТ ПГ) к воде или атмосферному воздуху). Они позволяют поддерживать энергоблок в безопасном состоянии при любых постулируемых исходных событиях в течение не менее трех суток после аварии.

На Нововоронежской АЭС-2 (НВАЭС-2) используется СПОТ ПГ, конечным поглотителем тепла в которой является воздух. Эта система состоит из четырех независимых замкнутых каналов естественной циркуляции. При этом сам контур состоит из двух теплообменных модулей, трубопроводов пароконденсатного тракта с арматурой, подводящих и отводящих воздухопроводов, воздушных затворов и регулирующих устройств. Проектная мощность каждого из каналов составляет 33 % от мощности остаточных тепловыделений, т.е. резервирование выполнено по мажоритарной схеме «3 из 4». Данная система проектировалась по действовавшим до 2016 г. НП-001-97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» («ОПБ-88/97») в рамках разработки проекта НВАЭС-2 и предназначалась для обеспечения отвода тепла как в режимах нормальной эксплуатации энергоблока, так и в авариях в течение не менее 24 часов. По влиянию на безопасность элементы СПОТ имели классификационное обозначение по ОПБ-88/97-2НЗ. В проекте системы была обоснована возможность совмещения функций безопасности и нормальной эксплуатации по ОПБ-88/97 при эксплуатации энергоблока на мощности в режимах нарушения условий нормальной эксплуатации (далее – НУНЭ) и проектных авариях (ПА) в течение не менее 24 часов. Впоследствии, при адаптации проекта под требование НП-001-15 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (далее НП-001-15), СПОТ была переведена в состав специальных технических средств для управления запроектной аварией (ЗПА) и обоснована возможность расхолаживания реакторной установки (РУ) в течение 72 часов при полном обесточивании АЭС. При этом при строительстве АЭС за рубежом и адаптации проекта системы СПОТ ПГ под правила международных Регуляторов и эксплуатирующих организаций были выявлены следующие недостатки.

1. Невозможность расхолаживания энергоблока до безопасного состояния с целью выполнения требований п. 2.1.4.2.1Е, С EUR (Е) в режиме полного обесточивания энергоблока.

2. Невозможность СПОТ ПГ, в течение 72 часов после аварии, обеспечить автономность энергоблока в течение 7 суток из-за необходимости запитки активных элементов систем безопасности с целью подачи в РУ борной кислоты для обеспечения стояночной концентрации борного раствора в теплоносителе первого контура и дегазации парогенераторов.

3. Снижение эффективности теплоотода от системы первого контура на конечных стадиях расхолаживания реакторной установки (РУ) из-за неустойчивой циркуляции охлаждаемой среды по контуру «парогенератор-воздушный т/о» при высоких температурах наружного воздуха (более 35 °С) и низких параметрах в 1-ом контуре (t менее 150 °С) по причине выделения нерастворимых газов из теплоносителя 1-го контура и охлаждаемой среды СПОТ в парогенераторе и воздушном теплообменнике СПОТ (ВТО СПОТ).

4. При эксплуатации системы в режиме ожидания имеет место «паразитный» сброс тепловой энергии в атмосферу для прогрева ВТО СПОТ.

Кроме того, при разработке проектов АЭС для зарубежных площадок, в соответствии с рекомендациями европейских эксплуатирующих организаций (*European utility requirements* – EUR) и МАГАТЭ, необходимо учесть требования к системам безопасности (в том числе, пассивным) (табл. 1).

Таблица 1.
Рекомендации европейских эксплуатирующих организаций

Table 1.
Requirements of European operating companies

Пункт НТД	Требования
2.1.4.2.1С EUR (Е)	Необходимо продемонстрировать в проекте, что безопасное состояние после нарушений нормальных условий эксплуатации, проектных аварий и сложных последовательностей можно поддерживать бесконечно
2.1.4.2.1Е EUR (Е)	В проекте следует предусмотреть возможность достижения безопасного состояния в течение 24 часов при сложных последовательностях. В любом случае безопасное состояние должно достигаться до истечения 72 часов
2.1.6.7.2А EUR (Е)	В проекте по каждому энергоблоку необходимо предусмотреть возможность отвода тепла во всех эксплуатационных состояниях, при авариях, проектных внешних опасностях и редких и тяжелых внешних опасностях в течение 7 дней без внешней поддержки
2.1.6.7.3 EUR (Е)	Станция должна оставаться независимой от внешнего электроснабжения, по крайней мере, в течение 7 дней во всех состояниях станции и при редких и тяжелых внешних опасностях
Н EUR (Е)	Разработчик должен обеспечить выполнение анализа, который подтвердит, что станция способна выдержать воздействия с момента начала полного обесточивания станции и до ввода в эксплуатацию резервного источника/резервных источников питания
SSR-2/1 rev.1	Проектные аварии должны использоваться для определения проектных основ (включая критерии функционирования) систем безопасности и других узлов, важных для безопасности, которые необходимы для контроля проектных аварийных условий и призваны обеспечить возвращение станции в безопасное состояние и смягчение последствий любых аварий

В контексте рекомендаций EUR важно различать понятия «Безопасного» и «Контролируемого» состояний АЭС. Согласно рекомендациям EUR, Revision E:

Safe State («Безопасное состояние») – это состояние станции и энергоблока после ожидаемых эксплуатационных событий, проектных аварий или после сложных последовательностей развития аварии, при которых реактор подкритичен, и основные функции безопасности могут выполняться и поддерживаться в стабильном состоянии в течение длительного времени;

Controlled State («Контролируемое состояние») – это состояние станции после ожидаемых при эксплуатации событий или после аварийных условий, при котором могут обеспечиваться фундаментальные функции безопасности и которое может поддерживаться в течение времени, достаточного для выполнения мер с целью достижения «Безопасного» состояния.

«...В отличие от Контролируемого состояния, в Безопасном состоянии фундаментальные функции обеспечиваются в течение длительного времени (в то время как в Контролируемом состоянии – в течение времени, достаточного для принятия действий для перевода АЭС в Безопасное состояние)» [1]. В поддержании автономности энергоблока и достижения безопасного состояния наибольшую роль играют рекомендации (табл. 1). Для выполнения требований объединения западноевропейских Регуляторов (*Western European Nuclear Regulators' Association (WENRA)*), а также рекомендаций EUR и МАГАТЭ в проектах современных российских АЭС целесообразно внедрить ПМ СПОТ, который позволит:

- обеспечить расхолаживание энергоблока до безопасного состояния (режим «холодное состояние» реакторной установки (РУ)) с целью выполнения требований п. 2.1.4.2.1Е, С EUR (Е) (табл. 1);
- повысить автономность энергоблока до 7 суток в условиях потери конечного поглотителя (п. 2.1.6.7.2А) и электроснабжения (п. 2.1.6.7.3, 2.1.7.5Н EUR (Rev.E)) (табл. 1);
- повысить эффективность теплоотвода от системы 1-го контура на конечных стадиях расхолаживания РУ в авариях для выполнения рекомендаций п. 5.24 SSR-2/1 rev.1 (табл. 1);
- учесть опыт, полученный при эксплуатации и предпусковых наладочных операциях головного энергоблока №1 НВАЭС-2.

Описание предлагаемого ПМ СПОТ ПГ

Для достижения требуемых показателей работы предлагается внести в систему СПОТ ПГ следующие изменения.

1. При нормальной эксплуатации энергоблока использовать «паразитный» сброс тепловой энергии в атмосферу для получения электроэнергии (э/э) с помощью термоэлектрогенераторов (ТЭГ) и накопления ее в аккумуляторных батареях (АБ). ТЭГ разместить на трубопроводах СПОТ ПГ.

2. Применить газоуловители для удаления газов из теплообменников (т/о) СПОТ ПГ в режимах работы системы по прямому назначению «пар-вода», «вода-вода».

3. Для повышения автономности работы системы использовать ледовый теплообменник (ЛТО).

4. Электроэнергию от АБ и ТЭГ расходовать в авариях для питания насосов, газоуловителей, арматуры газоудаления из первого контура, подачи борной кислоты в первый контур для обеспечения стояночной концентрации.

5. Использовать насос при прогреве системы при вводе РУ в режим «горячее состояние» из режима «холодное состояние».

Принципиальная схема модернизированной СПОТ ПГ приведена на рис. 1.

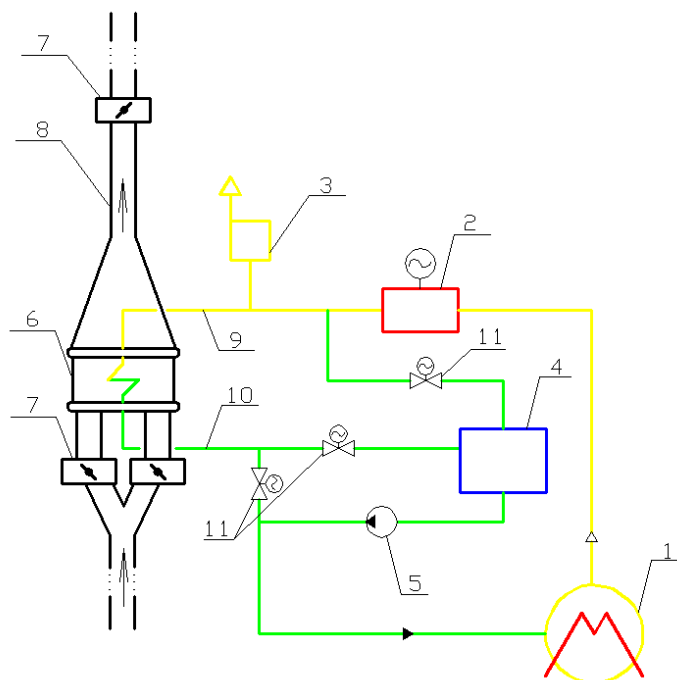


Рис. 1. Принципиальная схема модернизированной СПОТ ПГ:

1 – парогенератор, 2 – термоэлектрический генератор, 3 – газоуловитель, 4 – ледовый теплообменник, 5 – циркуляционный насос, 6 – воздушный теплообменник, 7 – воздушный затвор, 8 – воздуховод, 9 – трубопровод подвода охлаждаемой среды, 10 – трубопровод отвода охлаждаемой среды, 11 – запорная арматура

Fig. 1. Schematic diagram of the upgraded passive heat removal system from the steam generators:

1 – steam generator, 2 – thermoelectric generator, 3 – gas collector, 4 – ice heat exchanger, 5 – circulation pump, 6 – air heat exchanger, 7 – air-shutter, 8 – air duct, 9 – cooled medium supply pipeline, 10 – cooled medium outlet pipeline, 11 – shut-off valves

СПОТ ПГ включает: парогенератор (1), воздушный теплообменник (6), которые соединены друг с другом трубопроводами (9), (10) подвода и отвода охлаждаемой среды, соответственно, тем самым образуя тракт «парогенератор – воздушный теплообменник». Кроме того, она содержит термоэлектрический генератор (2) и газоуловитель (3), которые подключены к трубопроводу (9) подвода охлаждаемой среды к воздушному теплообменнику (6). В контуре трубопровода (10) отвода охлаждаемой среды от воздушного теплообменника (6) установлены ледовый теплообменник (4) и циркуляционный насос (5). В трубопроводе (10) отвода охлаждаемой среды от воздушного теплообменника (6) установлена запорная арматура (11) активно-пассивного действия.

При нормальной эксплуатации энергоблока атомной станции СПОТ ПГ находится в режиме ожидания, при котором термоэлектрический генератор (2) работает по прямому назначению, преобразуя тепло в электрический ток. Полученная энергия накапливается на аккумуляторных батареях (АБ), не представленных на рис. 1, поскольку они не влияют на достижение технического результата. При возникновении аварийных режимов при работе энергоблока система начинает работать по прямому назначению, при этом введение в действие циркуляционного насоса (5), газоуловителя (3) и открытие линии охлаждаемой среды к ЛТО (4), производится по сигналам автоматического и автоматизированного управления при снижении температуры охлаждаемой среды в пароводяном тракте ниже 150 °С из системы управления технологическими процессами АЭС (описание не приводится в силу общеизвестности). В составе ПМ СПОТ РУ ВВЭР-1200 предполагается использование четырех газоуловителей, восьми циркуляционных насосов, четырех ледовых теплообменников объемом по 150 м³, четырех термоэлектрических генераторов.

Характеристики оборудования ПМ СПОТ

1. Классификация / классификационное обозначение элементов системы по НП-001-15 – 2НТ.
2. Резервирование элементов системы – 4х33 %.
3. Характеристика циркуляционного насоса: подача – 20 м³/ч, напор – 25 м вод. столба. Мощность электродвигателя – 3 кВт.
4. Полезный объем ЛТО одного канала – не менее 150 м³.
5. Электрическая мощность ледогенератора – не более 1 кВт. Масса получаемого льда в сутки – не менее 2 500 кг.
6. Суммарная электрическая мощность ТЭГ одного канала – не менее 20 кВт.
7. Емкость АБ одного канала – не менее 800 А*ч.

Принципиальная схема канала ПМ СПОТ с указанием оборудования представлена на рис. 2.

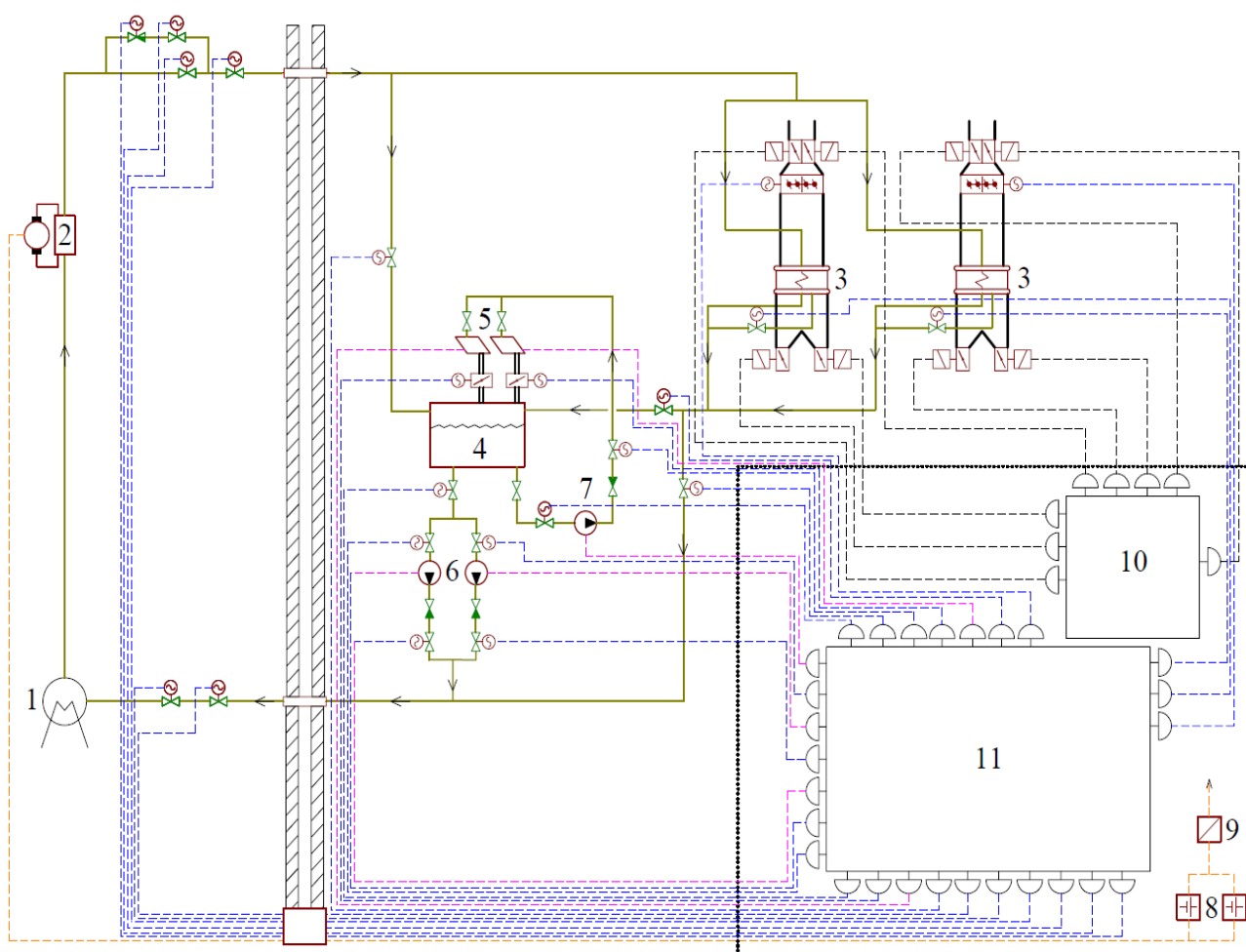


Рис. 2. Технологическая схема канала предлагаемой системы

1 – парогенератор, 2 – ТЭГ, 3 – ВТО СПОТ, 4 – ЛТО, 5 – ледогенераторы, 6 – конденсатные насосы, 7 – насос талой воды, 8 – АБ, 9 – преобразующий инвертор, 10 – шкаф управления электромагнитами воздушных затворов СПОТ, 11 – щит управления электроприводами системы

Fig. 2. Technological scheme of the proposed system channel:

1 – steam generator, 2 – thermoelectric generator, 3 – air heat exchanger, 4 – ice heat exchanger, 5 – ice machines, 6 – condensate pumps, 7 – meltwater pump, 8 – batteries, 9 – converting inverter, 10 – air-shutter electromagnets control cabinet, 11 – electric drives control panel

Результаты теплогидравлического расчета ПМ СПОТ

Для выполнения расчета модернизируемого воздушного СПОТ был использован расчетный анализ запроектной аварии (ЗПА) – Отказ всех источников электроснабжения переменного тока, разработанный для блока № 1 НВАЭС-2 [2]. Мощность остаточных тепловыделений принята по данным табл. 15.4.24 НВАЭС-2, Глава 15 [2], динамика изменения мощности после останова реактора представлена на рис. 2.

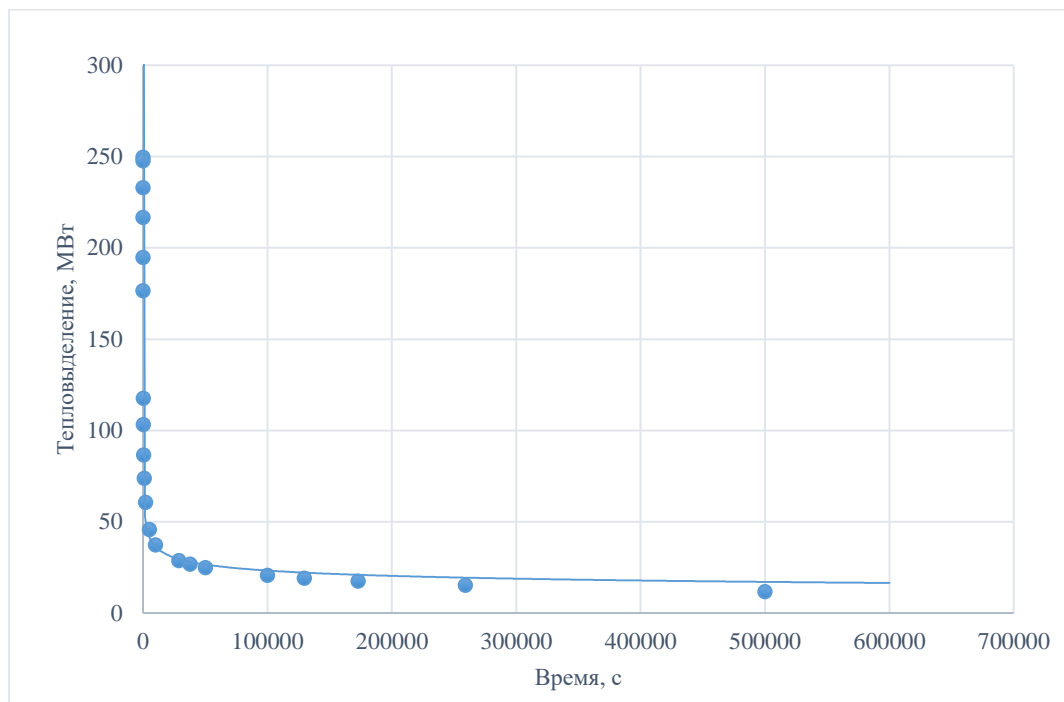


Рис. 3. График изменения мощности остаточных тепловыделений

Fig. 3. Residual heat power graph

Согласно расчетному анализу [2], расхолаживание РУ за 24 часа происходит за счет СПОТ ПГ (с участием быстродействующей редуцирующей установки сброса пара в атмосферу (БРУ-А) в интервале с 5 по 1823 сек аварии), далее приводится в действие пассивная часть системы аварийного охлаждения активной зоны реактора (САОЗ), открываются линии к гидроремкостям первой ступени (далее – ГЕ-1). В результате этого температура в первом контуре снижается с 295 до 140 °С за 4,5 суток (394 400 с). Дальнейшее расхолаживание РУ, после исчерпания запаса борного раствора ГЕ-1, (по истечении 4,5 суток) происходит только за счет работы СПОТ ПГ. Исходя из динамики тепловыделений за шестые сутки, можно утверждать, что на начало седьмых суток мощности СПОТ будет недостаточно для нормального расхолаживания РУ. Мощность остаточных тепловыделений от РУ на начало седьмых суток будет составлять 14,5 МВт, на начало восьмых суток – 10,3 МВт. Одновременно с этим происходят процессы выделения газов из теплоносителя 1-го и 2-го контуров, ухудшающих теплопередачу, как в парогенераторах, так и ВТО СПОТ.

Нужно отметить, что мощность остаточных тепловыделений на начало седьмых и восьмых суток 14,5 МВт и 10,3 МВт достигается при работоспособности всех парогенераторов и четырех каналов СПОТ и отсутствия влияния выделения газов на процессы теплообмена как в парогенераторах, так и ВТО СПОТ.

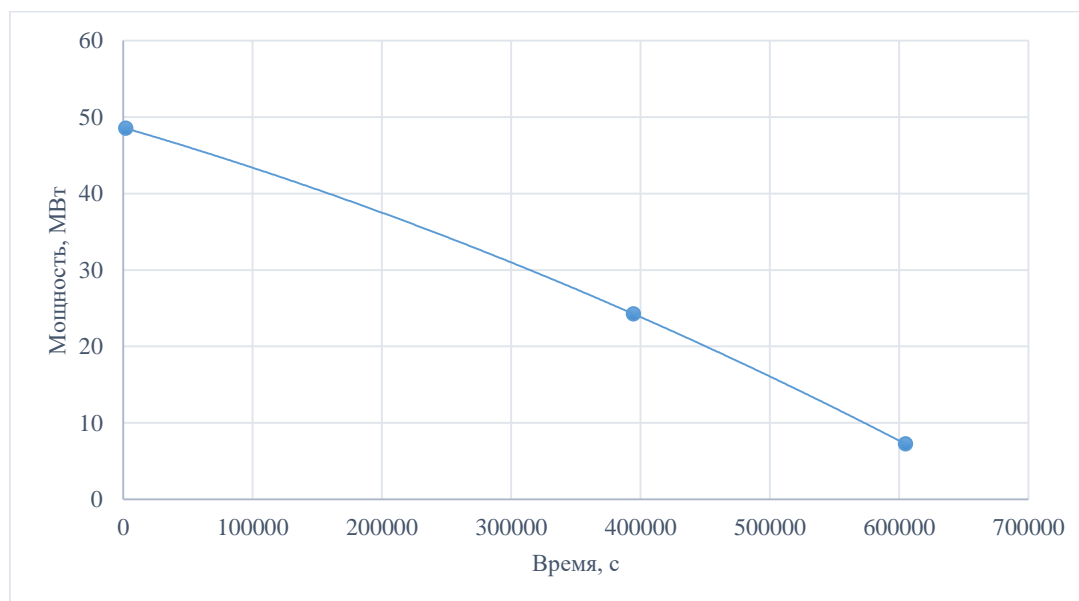


Рис. 4. График изменения мощности СПОТ ПГ

Fig. 4. Power graph of passive heat removal system from the steam generators

Для подтверждения автономности энергоблока с использованием модернизированной СПОТ ПГ для отвода тепла выбраны и приняты следующие граничные условия (табл. 2).

Таблица 2.

Граничные условия для выполнения расчета

Table 2.

Boundary conditions for calculations

Наименование параметра	Начальное значение параметра	Конечное значение параметра
Температура паро-водяной смеси на входе в СПОТ, °С	140	70
Температура паро-водяной смеси на выходе из СПОТ, °С	120	60
Температура на выходе из ЛТО, °С	70	30
Температура хладоносителя в ЛТО, °С	-10	70
Масса хладоносителя в ЛТО (лед), тонн	600	0
Температура воздуха на входе в СПОТ, °С	38	38
Температура воздуха на выходе из СПОТ, °С	130	60
Длительность режима, с (сут)	394400 (4,5)	604800 (7)

Теплогидравлический расчет выполнен с использованием программы *Mathcad*. При выполнении расчетов постулировалось, что нерастворенные газы из полостей парогенератора и ВТО СПОТ ПГ удалены за счет работы арматуры аварийного газоудаления парогенераторов, запитанной от АБ и ТЭГ. В 1-м контуре обеспечена стояночная концентрация борной кислоты за счет подачи ее от насосов, также запитанных от АБ и ТЭГ. Циркуляция теплоносителя по контуру «Парогенератор-ВТО СПОТ» осуществляется насосом, запитанным от АБ и ТЭГ. Масса льда выбрана, исходя из требуемой мощности теплоотвода для перевода РУ в «холодное состояние», равной 4,6 МВт.

Результаты расчетов подтверждают, что мощности модернизированной СПОТ ПГ будет достаточно для повышения автономности энергоблока АЭС до 7 суток и расхолаживания РУ до «холодного состояния».

Оценка надежности системы

Для определения надежности системы был выполнен анализ надежности модернизированной СПОТ ПГ при помощи программы для ЭВМ *Risk Spectrum PSA*, аттестованной в российском надзорном органе [3] и представляющей интегрированный пакет разработки логико-вероятностных моделей и выполнения вероятностного анализа безопасности. В ходе анализа построено дерево отказов элементов системы, и оценена вероятность отказа системы в различных режимах работы.

Результаты оценки надежности системы в сравнении с аналогичными показателями СПОТ ПГ НВАЭС-2 приведены в табл. 3.

Таблица 3.
Результаты оценки надежности системы

Table 3.
System reliability assessment results

Режим работы	Кол-во рабочих каналов СПОТ	Время работы, ч	Вероятность отказа	
			Модернизированная СПОТ	СПОТ ПГ НВАЭС-2
Режим расхолаживания РУ	4	72	1,62E-05	7,15E-05
Режим регулирования давления в ПГ	4	72	1.03E-03	2,76E-03
Режим отвода тепла при ЗПА	4	168	8.23E-05	–

В отличие от анализа надежности СПОТ ПГ НВАЭС-2, где расчет проводился при учете работы системы в течение 3 суток и не учитывал частичных отказов теплообменников, при расчете надежности предлагаемой системы учитывались все возможные отказы элементов и работа в течение 7 суток.

Результаты анализа надежности позволяют утверждать, что вероятность отказа представленной системы находится на уровне современных требований, повышает уровень безопасности энергоблока в целом, достигая при этом требуемых функциональных показателей.

Влияние на показатели готовности АЭС

Готовность АЭС – это свойство энергоблока сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность производить электроэнергию в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания и ремонта. Одним из основных показателей эффективности эксплуатации станции является коэффициент готовности. Коэффициент готовности – это вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается [4]. Данный показатель одновременно оценивает свойства работоспособности и ремонтпригодности объекта и в случае АЭС зависит от надежности строительных конструкций, систем и элементов (оборудования) блока.

Для расчета коэффициента готовности разработанной системы может быть использована формула:

$$K_{\Gamma} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}, \quad (1)$$

где μ – интенсивность восстановления системы после отказа, 1/ч;

λ – интенсивность отказов системы, 1/ч.

В разработанной модернизированной системы отвода тепла (МСПОТ) предусмотрено четыре независимых канала. Допустимое время работы блока на мощности при работоспособных трех из четырех каналов СПОТ ПГ составляет 168 ч [5].

Принимаем время восстановления системы после единичного отказа (t_B) равным 168 ч, тогда интенсивность восстановления составит:

$$\mu = \frac{1}{t_B} = \frac{1}{168} = 0.006 \text{ (1/ч)}. \quad (2)$$

Вероятность отказа системы на интервале работы в 72 ч при использовании наиболее консервативных подходов к расчету (результат расчета представлен на рис. 4):

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 4,96 \cdot 10^{-4}, \quad (3)$$

где $t = 72$ ч – время работы системы;

λ – интенсивность отказов системы, 1/ч.

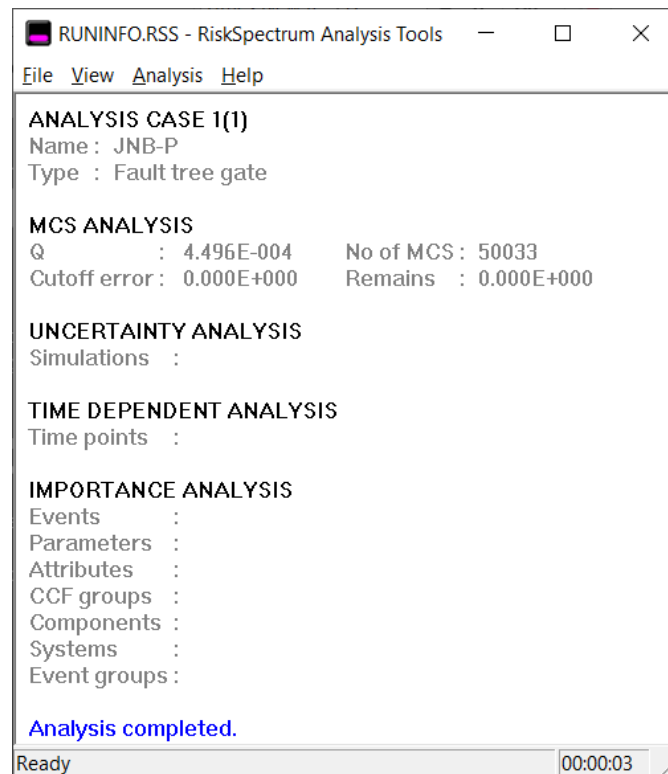


Рис. 5. Результат расчетов надежности МСПОТ ПГ с помощью *Risk Spectrum PSA*

Fig. 5. Reliability assessment results made in the Risk Spectrum PSA for the modified passive heat removal system from the steam generators

Таким образом, интенсивность отказов системы:

$$\lambda = -\ln \frac{1 - Q(t)}{t} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/час} \quad (4)$$

Исходя из этого, коэффициент готовности разработанной системы составит:

$$K_r = \frac{6 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{-5} + 6 \cdot 10^{-3}} = 99,65 \%. \quad (5)$$

Коэффициент готовности МСПОТ выше, чем целевой коэффициент готовности АЭС, принимаемый для проектов новых энергоблоков – 92 %. Это свидетельствует о том, что внедрение рассматриваемой системы в существующие проекты АЭС не приведет к снижению коэффициента готовности блока.

Капитальные затраты на реализацию системы

Для расчета капитальных затрат приняты расценки по ФЕРм 81-03-13-2001 «Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования» [3] и индексы изменения сметной стоимости на II квартал 2022 г. [4]. Массы и стоимости оборудования приняты на основании референтных решений. Масса и стоимость трубопроводов и арматуры системы принята укрупненно на основании референтных решений систем безопасности современных АЭС разработки РФ. Величина затрат на электротехническое оборудование принята равной 10 % от общей стоимости.

Таблица 4.
Капитальные затраты на реализацию системы

Table 4.
Capital costs

Позиция	Кол-во	Стоимость 1 ед., млн руб.	Масса, т	Расценка, руб/т			Стоимость монтажа 1 ед., млн руб.	Итого, млн руб.
				Оплата труда	Эксплуатация машин и механизмов	Материалы, изделия и конструкции		
т/о СПОТ	8	57	54	9028,59	9850,62	249,92	1,033	464,264
Насос конденсатный	8	0,02	0,1	224522,92	16957,29	32961,16	0,027	0,380
Насос талой воды	4	0,013	0,003	224522,92	16957,29	32961,16	0,001	0,055
Трубы, 1 канал	4	5,25	10,5	67249,85	4960,31	12532,26	0,890	24,559
Арматура, 1 канал	4	30	16	40403,00	2772,24	5007,88	0,771	123,084
ЛТО	4	60	96	141614,62	6443,66	28487,27	16,948	307,793
Ледогенерирующая система	8	1	0,2	147597,75	69612,91	2147,56	0,044	8,351
ТЭГ	4	0,25	0,3	36506,89	12294,09	2097,74	0,015	1,061
Электротехническое оборудование								103,283
Всего:								1032,83

Для расчета операционных затрат потребление электроэнергии единицами оборудования принято на основе референтных решений, затраты на электроэнергию – согласно данным о ее себестоимости АО «Концерн Росэнергоатом», тариф на утилизацию принят для отходов II класса опасности согласно федеральному закону от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 19.12.2022) «Об отходах производства и потребления» [8] на основании имеющихся на рынке предложений. Величина затрат на электротехническое оборудование принята равной 10 % от общей стоимости.

Таблица 5.
Операционные затраты на обеспечение работы системы

Table 5.
Operation and maintenance costs

Позиция	Кол-во	Потребление э/э, кВт	Затраты на э/э, руб./кВт*ч	Техн. обслуж., млн руб.	Вывод из экспл., млн руб.	Утилизация, млн руб.	Итого, млн руб.
Т/О СПОТ	8	-		0,950	0,0172	12,042	0,967
Насос конденсатный	8	3	0,8	0,0003	0,0005	0,022	0,001
Насос талой воды	4	0,12	0,8	0,0002	0,0000	0,0007	0,0003
Трубы, 1 канал	4	-		0,088	0,0148	2,342	0,102
Арматура, 1 канал	4			0,500	0,0128	3,568	0,513
Лед ящик 150 м ³	4	-		1,000	0,2825	21,408	1,282
Ледогенериру- ющая система	8	0,37	0,8	0,017	0,0007	0,045	0,020
ТЭГ	4			0,004	0,0003	0,067	0,004
Электротехническое оборудование – 10 % от общей суммы							0,321
							3,212

Как известно, один из показателей экономической эффективности эксплуатации АЭС является LCOE (*Leverized cost of electricity*) – полная удельная приведенная стоимость электрической энергии, т.е. цена электроэнергии, при которой достигается полное покрытие совокупной стоимости владения АЭС в течение жизненного цикла станции. Оценка влияния внедрения предлагаемой системы на показатель LCOE АЭС проведена в соответствии с «Едиными отраслевыми методическими указаниями по определению показателя LCOE и предельной стоимости АЭС в России, обеспечивающей конкурентоспособный уровень показателя LCOE» [9]:

$$LCOE_{AЭС} = \frac{KЗ_{прив}^{AЭС} + \sum_{i=1}^n \frac{OЗ_i^{AЭС} \cdot (1 - НП) - A_i^{AЭС} \cdot НП}{\prod_{j=1}^i (1 + CD_j^{AЭС})}}{\sum_{i=1}^n \frac{CI_i \cdot W^{AЭС} \cdot (1 - НП)}{\prod_{j=1}^i (1 + CD_j^{AЭС})}} = 0,017 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6)$$

где n – суммарная длительность (в годах) проектного периода эксплуатации, в соответствии с современными проектами российских АЭС принятая равной 60, $KЗ_{прив}^{AЭС}$ – капитальные затраты на реализацию предлагаемой системы, приведенные к моменту ввода энергоблока в эксплуатацию, рассчитываются по формуле:

$$KЗ_{прив}^{AЭС} = \sum_{i=0}^{t-1} KЗ_i^{AЭС} \cdot (1 + РСД_i^{AЭС})^{t-1-i} = 1,390 \text{ млрд руб.}, \quad (7)$$

где $KЗ_i^{AЭС} = \frac{1032,83}{60} = 17,214$ млн руб. – капитальные затраты на реализацию по годам, приняты равномерно распределенными по всему сроку службы АЭС;

t_0 – год начала реализации проекта;

t_1 – год начала реализации проекта;

НП = 20 % ставка налога на прибыль;

$OZ_i^{AЭС} = 4,917$ млн руб. – операционные затраты на обеспечение работы системы, принятые равномерно распределенными по всему сроку службы АЭС;

$CD_j^{AЭС} = 8$ % – ставка дисконтирования в j -ом году, принятая одинаковой по всему сроку службы АЭС;

$A_i^{AЭС} = \frac{1032,83}{60} = 17,214$ млн. руб. – амортизация за i -ый период, принятая равномерно распределенной по всему сроку службы АЭС;

$CI_i = 1,07$ – кумулятивный индекс потребительских цен в i -ом году, принятый одинаковым по всему сроку службы АЭС;

$PCD_i^{AЭС} = \frac{CD_j^{AЭС} + 1}{CI_i} - 1$ – реальная ставка дисконтирования;

$W^{AЭС} = N \cdot \text{КИУМ} \cdot 24 \cdot 365 = 8,480 \cdot 10^6$ кВт·ч в год – прогнозируемый среднегодовой полезный отпуск электрической энергии атомной электростанции;

$N = 1100$ МВт – электрическая мощность нетто АЭС, принята в соответствии с современными проектами российских АЭС;

КИУМ = 88 % – коэффициент использования установленной мощности АЭС, принят в соответствии с целевыми показателями современных проектов российских АЭС.

Результаты расчета следующие.

1. Капитальные затраты на реализацию системы составляют порядка 1,033 млрд руб. Увеличение капитальных затрат при внедрении МСПОТ составляет порядка 250 млн руб., что при затратах на строительство реакторного отделения типового энергоблока порядка 100 млрд. руб. приводит к увеличению его стоимости менее чем на 1 %.

2. Операционные затраты на обеспечение работы МСПОТ составляют 3,212 млн руб. за весь жизненный цикл эксплуатации энергоблока АЭС.

3. Рост средней расчетной себестоимости производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции (LCOE) при внедрении МСПОТ составит менее 2 коп. за кВт*ч.

Заключение

Проведенная оценка ПМ СПОТ (патент РФ от 07.02.2020 № 2713747) позволяет сделать вывод о целесообразности и практической возможности применения данного решения на будущих проектах АЭС с реактором типа ВВЭР для повышения уровня безопасности энергоблоков и приведения проектов в соответствие со всеми требованиями международных Регуляторов и эксплуатирующих организаций при незначительном увеличении капитальных вложений и себестоимости электроэнергии относительно стоимости сооружения аналогичной АЭС в Российской Федерации.

Библиографический список

1. Ланкин, М.Ю. Сравнительный анализ требований к обеспечению безопасности атомных станций (нормы безопасности МАГАТЭ и российские федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии) / М.Ю. Ланкин – М.: ОнтоПринт, 2020. – 378 с.
2. Нововоронежская АЭС-2 Энергоблок № 2. Отчет по обоснования безопасности. Глава 15, Анализ аварий (NW20.W.120.1.15&&&.07&&.022.HD.0001_&_026-044=4). – АО «Атомэнергопроект», 2015.
3. Программа для ЭВМ Risk Spectrum PSA. Аттестационный паспорт программного средства, регистрационный номер 484 от 19.12.2019 – Ростехнадзор, ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2019. – 1 с.

4. Анализ опыта эксплуатации при продлении срока эксплуатации блока АС (РБ-030-04). – Ростехнадзор, ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2004. – 26 с.
5. Нововоронежская АЭС-2 с энергоблоками № 1 и № 2. Проект. Вероятностный анализ безопасности (ВАБ). Том 1. ВАБ первого уровня. Книга 1. ВАБ уровня 1 для внутренних инициирующих событий при работе энергоблока на мощности. Краткая характеристика проекта энергоблока. Приложение Г, Качественный анализ надежности систем и деревьев отказов. Защитные системы безопасности (NW2P.B.120.&&&&&.0101&.022.HH.0005) – АО «Атомэнергопроект», 2007 – 211 с.
6. Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования (ФЕРм 81-03-13-2001) – М.: Росстрой, 2001. – 59 с.
7. Приложение № 1 к письму Минстроя России от 08.07.2022 № 32358-ИФ/09 «Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам использования атомной энергии, определяемых с применением федеральных единичных расценок, на II квартал 2022 года». – М.: Минстрой, 2022. – 4 с.
8. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 19.12.2022) «Об отходах производства и потребления» [Электронный ресурс] // Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109/ (дата обращения 10.12.2023).
9. Единые отраслевые методические указания по определению показателя LCOE и предельной стоимости АЭС в России, обеспечивающей конкурентоспособный уровень показателя LCOE» – Госкорпорация. – М.: Росатом, 2017 – 10 с.

*Дата поступления
в редакцию: 01.12.2023*

*Дата принятия
к публикации: 31.01.2024*