

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ БЕЗОПАСНОГО РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

**АТОМНЫЕ СТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ:
НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ
ЭНЕРГЕТИКИ**

Том 2

Под редакцией академика РАН
А. А. Саркисова

Москва 2015

УДК 621.039
ББК 31.19
А92

Рецензенты:

академик РАН Г. А. Филиппов,
доктор технических наук И. И. Линге

Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики :
Т. 2 /под ред. акад. РАН А. А. Саркисова. — М. : Академ-Принт, 2015. — 387 с. :
ил. — ISBN 978-5-906324-04-7 (в пер.).

Книга является продолжением изданного в 2011 г. сборника, посвященного проблемам создания и развития атомных станций малой мощности. В настоящее издание вошли наиболее актуальные материалы, связанные с реализацией данного направления, которые были представлены на международной конференции «Атомные станции малой мощности — актуальное направление развития атомной энергетики», прошедшей 3—5 декабря 2013 г. в Президентском зале Российской академии наук.

Для инженерно-технического и руководящего персонала, научных сотрудников, а также студентов и аспирантов, специализирующихся в области ядерной энергетики, атомного машиностроения, регионального развития, экономики энергетики.

Low-power Nuclear Power Plants – a New Line in the Development of Power Systems:
Vol. 2 [in Russian] / Ed. by Acad. A. Sarkisov. — Moscow : Academ-Print, 2015. —
387 p. : ill. — ISBN 978-5-906324-04-7 (bound).

The book continues collection of articles published in 2011 and devoted of problems in construction and development of small nuclear power plants. In comprises of the most acute materials related to implementation of this direction presented at the international conference «Small-sized Nuclear Power Plants: the Current Direction of Nuclear Power Development» held in December 3—5, 2013 in the President Hall of the Russian Academy of Sciences.

Aimed at managerial and engineering staff, scientific researches, students and post-graduates working in the fields of nuclear power industry, nuclear machinery, regional development, economics of power industry

ISBN 978-5-906324-04-7



Издание осуществлено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 15-08-07006, не подлежит продаже.

© Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, 2015
© Коллектив авторов, 2015
© ООО «Академ-Принт», 2015

Содержание

Вступительная статья председателя Программного комитета конференции <i>А. А. Саркисов</i>	7
Атомные станции с передовыми реакторами малой и средней мощности — потенциальный вариант энергоснабжения для выполнения конкретных функций: Вступительное слово от МАГАТЭ <i>Чон-Кюн Парк</i>	10
Проектные и технологические разработки для реакторов малой и средней мощности — перспективы и проблемы внедрения <i>М. Хадид Субки, Х. Хидайатола, С. Сусяди, Т. Коши</i>	14
Перспективы развития атомных станций с реакторами малой и средней мощности <i>В. В. Петрунин, Л. В. Гуреева, Ю. П. Фадеев, И. В. Шмелев, А. Н. Лепехин, С. В. Удалищев</i>	36
Области применения реакторных установок малой мощности <i>В. Н. Крушельницкий</i>	50
Сравнительная эффективность использования атомных станций малой мощности в локальных энергосистемах на востоке России <i>Н. И. Воропай, Б. Г. Санеев, И. Ю. Иванова, А. К. Ижбулдин</i>	59
Эффективные направления и масштабы развития атомной теплофикации на основе АСММ в России <i>А. С. Макарова, Т. Г. Панкрушина, А. А. Хоршев, Е. И. Шаров</i>	72
Анализ условий масштабного, экономически и коммерчески эффективного внедрения когенерационных атомных энергоисточников в региональную энергетику <i>Ю. Н. Кузнецов, К. Э. Колесников</i>	89
Система малых АЭС для гармонизации топливно-энергетического комплекса страны. Подходы к реализации проектов <i>С. А. Субботин, Д. Ю. Чумак, Т. Д. Щепетина,</i>	94

Реакторные установки для перспективных атомных плавучих теплоэлектростанций и судов <i>Ю. П. Фадеев, А. Н. Пахомов, К. Б. Вешняков, В. И. Полуничев, С. В. Кабин</i>	104
Новый облик морских объектов атомной энергетики малой и средней мощности <i>В. П. Струев, С. П. Малышев</i>	114
Создание плавучих энергетических блоков: современное состояние и варианты будущих проектов <i>Г. А. Макеев</i>	130
Создание морских атомных водоопреснительных комплексов с использованием энергетических модулей с реакторными установками <i>В. В. Мойсов, В. В. Рыжков</i>	139
Возобновляемая энергетика — важный компонент улучшения энергоснабжения и повышения энергобезопасности страны <i>А. Ф. Дьяков, Э. М. Перминов</i>	149
Роль Северного морского пути в развитии плавучих атомных энергоисточников и перспективы сотрудничества со странами Евросоюза, БРИКС и АТР <i>А. П. Шадрин, В. С. Игнатьев, В. А. Иванов</i>	167
Оценка перспектив использования атомных станций малой мощности при освоении месторождений полезных ископаемых, в удаленных регионах Арктики <i>Н. Н. Мельников, В. П. Конухин, В. А. Наумов, С. А. Гусак</i>	179
Атомная теплоэлектростанция малой мощности на базе блочно-транспортабельного реакторного блока с установкой типа АБВ-б <i>И. В. Кудинович, Н. В. Шкляров, А. Ж. Сутеева</i>	194
Установки малой мощности с замкнутым газотурбинным циклом <i>Н. Г. Кодочигов, В. Ф. Головкин, Н. Г. Абросимов, М. Е. Ганин, А. И. Арбеков, И. Г. Суровцев, Д. Д. Русаков</i>	208

АСММ «УниTERM» — одно из актуальных направлений развития атомной энергетики <i>А. И. Алексеев, Е. Н. Гольцов, Г. И. Гречко, Д. В. Еремеев, В. Н. Пена</i>	219
Реакторная установка ВК-300 для региональной когенерационной энергетики <i>Ю. Н. Кузнецов, К. Э. Колесников</i>	232
Оценка обеспечения безопасной эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС с учетом анализа аварии на АЭС «Фукусима» <i>В. И. Каширин, В. Г. Федосов, Н. А. Чугунов, В. А. Афанасьев, Д. О. Дрягин</i>	240
Результаты вероятностного анализа безопасности первого уровня энергоблока плавучей атомной теплоэлектростанции с реакторной установкой КЛТ-40С <i>А. М. Бахметьев, И. А. Былов, С. П. Линьков, А. В. Бакланов, И. Э. Ефимкина, А. Г. Маркелов, Ю. В. Котихина</i>	251
Комплексное обеспечение безопасности на атомных ТЭЦ с корпусными кипящими реакторами <i>А. С. Курский, В. В. Калыгин, В. И. Широков, А. Л. Петелин, Д. П. Протопопов, И. Н. Васильченко, В. А. Мохов, В. М. Махин, Ю. Н. Кузнецов, В. И. Каширин</i>	260
О концепции вывода и снятия с эксплуатации малых АЭС в условиях криолитозоны Крайнего Севера и Арктики <i>А. П. Шадрин, М. П. Лебедев, В. П. Кобылин, О. И. Слепцов, В. М. Ефимов, А. М. Большаков, И. П. Шадрин, В. С. Игнатьев, В. А. Иванов</i>	274
Правовые и институциональные вопросы передвижных АЭС <i>З. Дрейс, В. Кузнецов, В. Лысаков</i>	281
Риски атомно-энергетических проектов: подходы к классификации и управлению <i>Д. Ю. Чумак, Т. Д. Щепетина</i>	299
Вопросы гражданской ответственности за ядерный ущерб при строительстве и эксплуатации атомных станций малой мощности <i>М. Е. Амелина, А. М. Кутумов</i>	315

Вопросы страхования гражданской ответственности за ядерные риски от атомных станций с реакторами малой мощности <i>В. П. Кузнецов, В. Ф. Демин, В. И. Макаров, В. М. Шмелев</i>	322
Обеспечение физической защиты транспортабельных атомных установок малой мощности <i>М. И. Беловолов, В. П. Кузенков, В. П. Кузнецов, Ю. Р. Опанасюк, Е. Е. Соколов</i>	334
Вопросы кадрового обеспечения системы атомной энергетики на основе транспортабельных атомных энергетических установок <i>Н. И. Гераскин, Ю. Н. Волков</i>	347
Производство атомных станций малой мощности как международный проект <i>В. М. Шмелев, В. П. Кузнецов</i>	362
Итоги и задачи исследования вопросов правового и институционального обеспечения атомной энергетики малой мощности <i>Л. Н. Андреева-Андреевская, Е. П. Велихов, В. П. Кузнецов</i>	367

Вступительная статья председателя Программного комитета конференции

А. А. Саркисов

*ФГБУН Институт проблем безопасного развития
атомной энергетики РАН*

Современная широкомасштабная атомная энергетика возникла как совокупный результат технического прогресса в атомной отрасли и объективных потребностей экономики. Около полувека история развития атомной энергетики связана с повышением мощности единичных блоков от 500 до 1500 МВт и созданием на их основе крупных атомных станций. Для современной атомной энергетики характерна концентрация больших реакторных мощностей в относительно небольшом числе ядерно-энергетических центров.

Значимыми областями применения малой атомной энергетики долгое время оставались и продолжают оставаться атомные подводные лодки и атомные надводные корабли. Единственным примером хотя и ограниченного, но в высшей степени эффективного коммерческого применения атомных установок малой мощности является советский, а ныне российский атомный ледокольный флот. Таким образом, можно констатировать, что все эти годы малая энергетика для коммерческих целей практически не развивалась.

В то же время мировая экономика нуждается, а далее еще острее будет нуждаться в современных автономных, надежных, экологически безопасных и экономически эффективных энергоисточниках. В качестве таких источников для целей электроснабжения, теплоснабжения, а также для некоторых технологических нужд наряду с традиционными и возобновляемыми источниками энергии могут быть востребованы и атомные установки малой мощности. Возможные области применения таких установок и спектр их предназначения достаточно широки.

Атомные станции малой мощности (АСММ), в частности, могут быть использованы как объекты локальной энергетики для энергоснабжения удаленных изолированных потребителей. Целевыми потребителями энергоресурсов в этом случае будут отдельные группы населенных пунктов и промышленных предприятий, имеющих компактное расположение.

Другая область возможного применения, на которую ориентированы некоторые зарубежные проекты, связана с созданием распределенных энергетических систем на основе АСММ. Актуальной областью возможного применения АСММ также является энергоснабжение единичных потребителей,

таких, например, как буровые платформы, горно-обоганительные комплексы, металлургические предприятия и другие энергоемкие производства.

Наряду с выработкой электроэнергии АСММ могут быть потенциально востребованы как источники теплоснабжения, для производства водорода и других вторичных энергоносителей, для опреснения воды в регионах с острым дефицитом водоснабжения.

Отдельной актуальной для стран с развитой атомной энергетикой сферой является производство АСММ с целью их экспорта в страны Юго-Восточной Азии, Африки и некоторые северные страны для использования в удаленных слаборазвитых в социальном и экономическом плане регионах.

В последние годы наблюдается прогрессивный рост интереса к созданию и практическому использованию АСММ. Серьезное внимание проблемам малой атомной энергетики уделяет Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ), где систематически ведется аналитическая работа и предпринимаются организационные меры по координации работ, ведущихся в разных странах.

По данным МАГАТЭ, разработчиками атомных энергетических установок к настоящему времени заявлено более 50 проектов атомных энергетических установок малой — до 300 МВт(э) — и средней — до 700 МВт(э) — мощности. Многие развивающиеся страны заявили о намерении использовать атомную энергетику для промышленного и социального развития. Экономическое и географическое положение этих стран делает целесообразным для них строительство АЭС умеренных мощностей.

В Российской Федерации имеются значительные реальные продвижения в этом направлении, в течение нескольких лет ведутся практические работы по созданию перспективных АСММ двух типов.

На Балтийском заводе в Санкт-Петербурге завершается сооружение первой в мире плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» мощностью 70 МВт(э) с двумя реакторами КЛТ-40С. По условиям контракта она должна быть отбуксирована к месту эксплуатации к концу 2016 г.

Другая многообещающая разработка — создание наземной транспортбельной атомной станции мощностью 100 МВт(э) на основе реакторной установки типа СВБР. Этот проект реализуется в рамках государственно-частного партнерства и использует достигнутый еще в советское время уникальный инновационный прорыв по созданию реакторов на промежуточных нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем. Монтаж головной установки будет производиться на специально выделенной площадке в ОАО

«ГНЦ НИИАР» (Дмитровград). Физический пуск реактора планируется осуществить в 2018 г.

Несмотря на некоторые реальные достижения и позитивные шаги, очевидно, что это новое направление развития атомной энергетики находится пока лишь на стадии подготовки плацдарма для широкомасштабной экспансии. Для успешной реализации этого направления необходимо решить целый ряд проблем, важнейшими из которых являются:

- обеспечение повышенных стандартов ядерной и экологической безопасности разрабатываемых проектов АСММ;
- достижение экономической эффективности АСММ, обеспечивающей высокий уровень их конкурентоспособности;
- освоение технологий индустриального серийного производства АСММ;
- разработка и реализация технологий централизованного (на заводе-изготовителе) обращения с ОЯТ и РАО;
- правовое и институциональное обеспечение сектора атомной энергетики на основе АСММ.

Решение всего комплекса этих сложных проблем вряд ли было возможно на начальных стадиях развития ядерной энергетики. Но к сегодняшнему дню мировая ядерная энергетика достигла такого уровня зрелости, который позволяет надеяться на ее способность успешно справиться со всеми этими проблемами.

Отмеченные выше, а также другие актуальные проблемы нового направления развития атомной энергетики на основе АСММ в совокупности освещены в представленных ниже докладах участников международной конференции «Атомные станции малой мощности — актуальное направление развития атомной энергетики», которая состоялась 3—5 декабря 2013 г. в Российской академии наук.

Атомные станции с передовыми реакторами малой и средней мощности — потенциальный вариант энергоснабжения для выполнения конкретных функций

Вступительное слово от МАГАТЭ

Чон-Кюн Парк

директор Отдела ядерной энергетики Департамента ядерной энергии Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ)

Уважаемые участники, академики, дамы и господа, доброе утро!

Меня зовут Чон-Кюн Парк. Я директор Отдела ядерной энергетики в Международном агентстве по атомной энергии. Для меня большая честь и удовольствие открывать эту международную конференцию по атомным станциям малой и средней мощности с акцентом на потенциальный вариант энергоснабжения для выполнения конкретных функций.

Прежде всего от имени Международного агентства по атомной энергии хотел бы выразить искреннюю признательность Леониду Большову, председателю оргкомитета и директору Института проблем безопасного развития атомной энергетики Российской академии наук, за приглашение МАГАТЭ в качестве соорганизатора конференции. Также выражаю признательность другим соорганизаторам — Госкорпорации «Росатом», Национальному исследовательскому центру «Курчатовский институт», а также компании «Русатом Оверсиз» за сотрудничество с МАГАТЭ при подготовке данной конференции. Я также очень рад быть членом программного комитета конференции, возглавляемого Ашотом Саркисовым.

Уважаемые коллеги и участники!

Я очень благодарен за активную поддержку государств — членов МАГАТЭ и в частности Отдела ядерной энергетики МАГАТЭ. Ваше участие и содействие помогают нам управлять сквозными действиями по облегчению членам МАГАТЭ осуществляемых разработок и развертывания проектов и технологий реакторов малой и средней мощности (МСП) посредством технологических оценок, системной ядерной инженерии, комплексной инфраструктуры и проекта INPRO. МАГАТЭ признает, что у Российской Федерации имеются десятки инновационных проектов малых реакторов основных типов, находящихся в настоящее время в стадии разработки и развертывания.

Это, в частности, плавучая АЭС с установленным на судне реактором КЛТ-40С, находящаяся в завершающей стадии строительства, и реакторы малой мощности на быстрых нейтронах с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем, такие как СВБР-100.

МАГАТЭ также отмечает, что современная тенденция развития, особенно в Корее и Соединенных Штатах, направлена на создание передовых ядерных реакторов малой мощности, которые могут быть развернуты в виде электростанций с несколькими модулями. В некоторых МСР с водяным охлаждением используется комплексный подход к работе первого контура, при котором компоненты системы подачи пара устанавливаются в корпусе реактора вместе с активной зоной. В Корее недавно получил проектную сертификацию проект реактора SMART, а в Соединенных Штатах несколько проектов МСР в 2014 г. поступят на лицензионное рассмотрение. Следует также упомянуть, что нами была получена информация о прогрессе в разработке и развертывании малых высокотемпературных реакторов с газовым охлаждением, таких как HTR-PM в Китае, а также быстрых реакторов с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем. Несколько стран, в том числе Франция и Россия, также осуществляют новаторские разработки и используют передвижные АЭС включая плавучие МСР и МСР морского базирования.

МАГАТЭ осознает, что потребности каждой страны различны и специфичны. Правильный энергетический баланс для конкретной страны будет зависеть от темпов роста ее энергопотребления, наличия энергетических альтернатив, вариантов финансирования, а также от национальных предпочтений и приоритетов. Ранее высказывавшиеся предположения о том, что малые реакторы — подходящий вариант для развивающихся стран с небольшими электроэнергетическими сетями, могут не оказаться единственно верными в дальнейшем. Несколько новых стран — членов МАГАТЭ недавно начали ядерно-энергетические программы с развертывания крупномасштабных атомных электростанций, что было связано главным образом с отсутствием на момент принятия решения о развитии атомной энергетики коммерческих проектов реакторов малой мощности. Помимо этого новые страны предпочитают проверенные технологии, уже развернутые и безопасно эксплуатируемые на территории самих стран, разрабатывающих эти технологии. Таким образом, современными мотивациями или движущими силами развития МСР является целый ряд факторов:

- удовлетворение потребностей в гибкой выработке электроэнергии для широкого круга пользователей и различных видов применения как в странах, развивающих атомную энергетику, так и в развивающихся странах;
- замена устаревших энергоблоков, работающих на ископаемом топливе;
- улучшение эксплуатационной безопасности через элементы внутренне присущей и пассивной систем безопасности;
- лучшая экономическая доступность;
- пригодность для комбинированного производства тепла и электроэнергии, а также для неэлектрических применений;
- привлекательность для повышения надежности энергоснабжения в странах, испытывающих потребности в энергоснабжении отдаленных районов.

Весьма обнадеживающим для стран — членов МАГАТЭ выглядит тот факт, что в ходе очередной 57-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ, состоявшейся в сентябре прошлого года, в рамках программы «Укрепление деятельности Агентства, связанной с ядерной наукой, технологиями и их применениями» была принята обновленная резолюция о развитии и развертывании реакторов малой и средней мощности. Страны — члены МАГАТЭ признают, что реакторы небольшой мощности, вероятно, наиболее подходят для некрупных электроэнергетических сетей многих развивающихся стран с не очень развитой инфраструктурой. При этом в некоторых развитых странах МСР могут стать эффективным подходом для замены технически отсталых, старых или сильно загрязняющих окружающую среду углеродными выбросами энергетических источников без каких-либо существенных изменений в инфраструктуре. Вместе с тем МАГАТЭ признает, что размер ядерного реактора является национальным решением, которое каждое государство-член должно принимать на основании собственных потребностей и существующих условий. МАГАТЭ с учетом интересов стран-членов также отмечает, что в будущем МСР могли бы сыграть существенную роль благодаря повышению тепловой эффективности и увеличению рентабельности систем централизованного теплоснабжения, опреснения и производства водорода и их потенциальных возможностей для инновационных энергетических систем, например, для гибридного развертывания совместно с возобновляемыми энергетическими источниками.

Дамы и господа!

Я не намерен произносить длинную речь, поскольку сегодня утром мой сотрудник, Хадид Субки, отвечающий за деятельность в области малых и средних реакторов, представит более детальную информацию по разработкам проектов и технологий МСР.

В заключение хотел бы отметить, что активная поддержка государств-членов помогает МАГАТЭ содействовать эффективному международному обмену информацией и техническими ноу-хау в области МСР по таким вопросам, как дорожные карты в сфере развития технологий, технологические оценки, соображения общих потребителей, инфраструктура регулирования, эксплуатационные характеристики и ремонтпригодность, безопасность и физическая защита, обращение с отходами, конструктивные особенности, экономика, ядерное нераспространение и инновационное развитие, путем организации соответствующих технических совещаний и конференций и написания технических отчетов и отчетов о положении дел.

На конференции присутствует ряд выдающихся международных специалистов как в качестве докладчиков по углубленным техническим проблемам, так и в роли участников открытых дискуссий, и это, безусловно, будет содействовать укреплению международного сотрудничества в области разработки и развертывания технологий малых и средних реакторов в глобальном масштабе.

Желаю всем приятной и продуктивной работы на этой международной конференции.

Спасибо!

Проектные и технологические разработки для реакторов малой и средней мощности — перспективы и проблемы внедрения

М. Хадид Субки, Х. Хидайатола, С. Сусяди, Т. Коши

Отдел развития ядерно-энергетических технологий Департамента ядерной энергии МАГАТЭ

Резюме

МАГАТЭ отмечает значительное усиление участия государств-членов и их экспертов в программах Агентства, связанных с технологическими разработками реакторов малой и средней мощности (МСП). Наблюдается большой интерес к разработкам и развертыванию МСП как в странах — владельцах технологий, так и в странах-пользователях. Современными движущими силами развития МСП, в частности, являются: удовлетворение потребностей в гибкой выработке энергии для широкого круга пользователей и применений; замена устаревших объектов на ископаемом топливе, улучшение эксплуатационной безопасности через элементы внутренне присущей и пассивной систем безопасности, обеспечение лучшей экономической доступности, пригодность для когенерации и неэлектрических применений, возможности для отдаленных районов и использование гибридных энергосистем с ядерными и возобновляемыми источниками энергии. Для стран-новичков, однако, одна из проблем заключается в том, как совместить «новые или передовые разработки МСП» с проверенными технологиями. В течение нескольких последних лет тенденция в развитии была связана с сертификацией проектов усовершенствованных и инновационных малых ядерных реакторов для развертывания в виде электростанций с несколькими модулями. На некоторых водо-водяных МСП реализуется комплексный подход к системе первого контура, а также используются современные проверенные технологии. Несколько стран являются новаторами в разработке и применении передвижных атомных электростанций, в том числе плавучих МСП и МСП морского базирования.

Чтобы помочь государствам-членам, МАГАТЭ создало форум по обсуждению вопросов регулирования, лицензирования и безопасности в ходе развертывания МСП, что в равной степени будет полезно как разработчикам, так и пользователям технологий. В центре внимания среди прочего находятся такие вопросы, как определение факторов, требующих учета при разработке

МСП; соображения по выбору площадок для размещения МСП; применение дифференцированного подхода к процессу регулирования, лицензирования, правовой и нормативной базы. По мнению государств-членов, нормы безопасности МАГАТЭ в целом подходят для МСП, однако в ближайшем будущем потребуются их незначительная корректировка для учета конкретных технических и эксплуатационных характеристик МСП. В качестве элемента «Плана действий МАГАТЭ по ядерной безопасности» Агентство также приносит путем использования эффективных методов исследований и разработок свой технический и организационный опыт, извлеченный из аварии на АЭС «Фукусима», в проекты инженерно-технических средств безопасности для усовершенствованных МСП.

Введение

Ядерная энергия способна обеспечить экологически безопасную альтернативу для удовлетворения глобальных энергетических потребностей в XXI в. Согласно «Обзору ядерных технологий МАГАТЭ» [1] к 2030 г. ожидается значительное увеличение использования атомной энергии (на 35—100%), несмотря на то, что этот прогноз на 7—8% ниже сделанного в 2010 г. В настоящее время в 26 странах — членах МАГАТЭ уже работает 131 блок реакторов малой и средней мощности (МСП) с суммарной электрической мощностью 59 ГВт. Помимо этого в 6 странах строятся еще 14 МСП [2]. Реакторы малой и средней мощности являются частью нового поколения проектов АЭС, разрабатываемых для обеспечения гибкого и экономически эффективного производства энергии для различных областей применения.

Согласно классификации, принятой в МАГАТЭ, малые реакторы — это реакторы, обладающие эквивалентной электрической мощностью менее 300 МВт(э), а реакторы средней мощности имеют эквивалентную электрическую мощность в диапазоне 300—700 МВт(э) [1].

Проекты усовершенствованных МСП демонстрируют ряд преимуществ над проектами традиционных крупномасштабных АЭС, и после того как будет доказана технологическая обоснованность проектов МСП, они смогут стать привлекательной технологией. Помимо производства электроэнергии проекты МСП могут служить и другим целям включая такие промышленные применения тепловой энергии, как опреснение воды, производство жидких видов транспортного топлива и нефтепродуктов, а также производство водорода. В целом предполагается, что усовершенствованные МСП для производства электроэнергии обладают более простой конструкцией, экономией за счет массового производства и меньшей площадью. В проектах

МСП также предлагаются улучшенные характеристики безопасности, физической защиты и противодействия ядерному распространению. Одним из основных преимуществ современных систем МСП является их модульность, благодаря которой конструкции, системы и их элементы изготавливаются в заводских условиях, а затем перевозятся и собираются на месте, вследствие чего время на их строительство существенно сокращается. Несмотря на то что технология модульных конструкций не является новой и уже применяется для обычных крупных реакторов, для них по-прежнему широко используется метод строительства на площадке вследствие крупного размера стандартных реакторных конструкций. Преимущества модульности также заключаются в более низких начальных капиталовложениях, возможностях наращивания и размещения на территориях, непригодных для обычных крупных реакторов.

В передовых МСП будут использоваться иные, чем в крупных реакторах, подходы для достижения высокого уровня безопасности и надежности в системах, структурах и их элементах, что это станет результатом сложного взаимодействия между проектированием, эксплуатацией, материальным и человеческим факторами. Интерес к МСП как к варианту производства электроэнергии и обеспечения энергетической безопасности продолжает возрастать. Вместе с тем на первом этапе усовершенствованным МСП потребуется продемонстрировать высокую работоспособность и надежность для подтверждения будущих заказов и популярности.

Для реализации предполагаемых преимуществ усовершенствованных МСП конструкторам предстоит преодолеть ряд трудностей, обусловленных различиями в проектах, технологиях и эксплуатационных характеристиках. Эти реакторные установки будут иметь более высокую степень автоматизации, но при этом в сфере надзора, управления системами и принятия оперативных решений по-прежнему сохранится опора на человеческий фактор. И, что еще важнее, в случае сбоев автоматики операторы по-прежнему будут рассматриваться в качестве последней линии защиты.

Классификация МСП

В настоящее время разрабатывается свыше 45 проектов МСП, однако лишь немногие из них уже получили проектную сертификацию, некоторые находятся в стадии строительства в качестве опытных образцов, а остальные — на различных стадиях проектной разработки. В связи с возрастанием деятельности по разработке и развертыванию МСП на глобальном уровне среди них могут быть выделены следующие категории [3]:

- i. усовершенствованные МСР, в том числе модульные реакторы и комплексные реакторы с водой под давлением;
- ii. инновационные МСР, в том числе малые реакторы четвертого поколения с неводяным охлаждением/модератором;
- iii. переоборудованные или видоизмененные МСР, в том числе плавучие АЭС на баржах и заякоренные на морском дне реакторы, напоминающие подводные лодки;
- iv. стандартные МСР, основанные на использовании технологий второго поколения и по-прежнему развертываемые в настоящее время.

В рамках настоящей работы рассматриваются реакторы, относящиеся к группе «i», — это усовершенствованные комплексные малые модульные реакторы с водой под давлением (английская аббревиатура — iPWR-SMR). «Модуль» определяется как реактор и ядерная система подачи пара. Модули независимы друг от друга; каждый может быть заглушен без воздействия на другие модули и установлен в мультимодульную установку позднее. Последующие модули могут обладать не только общей системой второго контура, например, паровой турбиной, но и общим основным оборудованием, например, дизельными генераторами [3]. Модульность обеспечивает возможности для заводского изготовления реакторов и элементов контайнмента. Дополнительные модули могут устанавливаться поэтапно по мере увеличения спроса на энергоносители в связи с ростом промышленности, населения и т. д. в каком-либо конкретном регионе.

Передвижная АЭС — это изготовленная в заводских условиях транспортная атомная электростанция, способная после загрузки топлива вырабатывать конечные энергетические продукты — электроэнергию и тепло [4]. Примерами проектируемых и разрабатываемых в настоящее время передвижных АЭС являются KLT-40S, ABV-6M и «Flexblue».

Инновационные характеристики малых и средних реакторов

В настоящее время МСР различных типов и конфигураций находятся в стадии исследований и разработок, а также проходят лицензирование в разных странах [1], в частности:

- SMART (KAERI, Республика Корея);
- CAREM (CNEA, Аргентина);
- «NuScale» («NuScale Power Inc.», США);

- «mPower» («B&W Generation mPower», США);
- «Westinghouse SMR» («Westinghouse», США);
- ACP-100 (CNNC, Китай);
- АВV-6М, RITM-200, VBER-300 (ОКБМ им. Африкантова, Россия);
- IRIS (IRIS — международный консорциум, возглавляемый «Politecnico di Milano», Италия).

Ожидаемые технологические преимущества перечисленных проектов способны обеспечить более безопасную, гибкую и эффективную работу установок. Эти инновационные характеристики, соединяемые воедино в более безопасной, надежной и доступной по цене установке (рис. 1), могут быть описаны следующим образом:

Упрощенный проект и компактность. Вся конфигурация представляет собой легковесный, транспортабельный и компактный реактор, дающий существенное снижение размера радиационной части. В некоторых проектах отсутствуют главные циркуляционные насосы, и течение теплоносителя осуществляется за счет естественной циркуляции, что снижает механическую сложность и обеспечивает место для другого оборудования. В других проектах используются циркуляционные насосы, устанавливаемые горизонтально или вертикально через насадки в корпусе реактора или монтируемые внутри в нижней части корпуса реактора. Прямоточный парогенератор с винтовой обмоткой имеет большую площадь теплообмена при компактной геометрии. Упрощенный проект облегчает эксплуатацию реакторов и делает их менее уязвимыми к нарушениям в работе.

Улучшенная безопасность. Работа пассивных систем основана на законах гравитации и естественной циркуляции. Способность пассивных систем безопасности к отводу остаточного энерговыделения, аварийному охлаждению активной зоны и теплоотводу от контейнента устраняет необходимость во внешнем электроснабжении в аварийных условиях и, в свою очередь, обеспечивает низкую частоту повреждений активной зоны. Благодаря приводному механизму регулирующих стержней внутрикорпусного типа, используемому в некоторых МСР, аварии с выбросом регулирующих стержней полностью исключаются [5]. Потенциальные риски возникновения большой и средней течи в результате разрывов горячей и холодной веток, дыхательного трубопровода компенсатора объема и всасывающего/отводящего трубопровода главного циркуляционного насоса исключаются самим проектом.

Повышенная надежность. Упрощенная и одновременно более прочная конструкция способствует повышению надежности систем МСР. Повышенная надежность МСР достигается путем: минимизации числа активных компонентов, необходимых для эксплуатации и технического обслуживания установки; оснащения современным оборудованием и широкого использования автоматики; применения передовых методов диагностики и прогнозирования, а также использования услуг высококвалифицированных и хорошо обученных операторов.

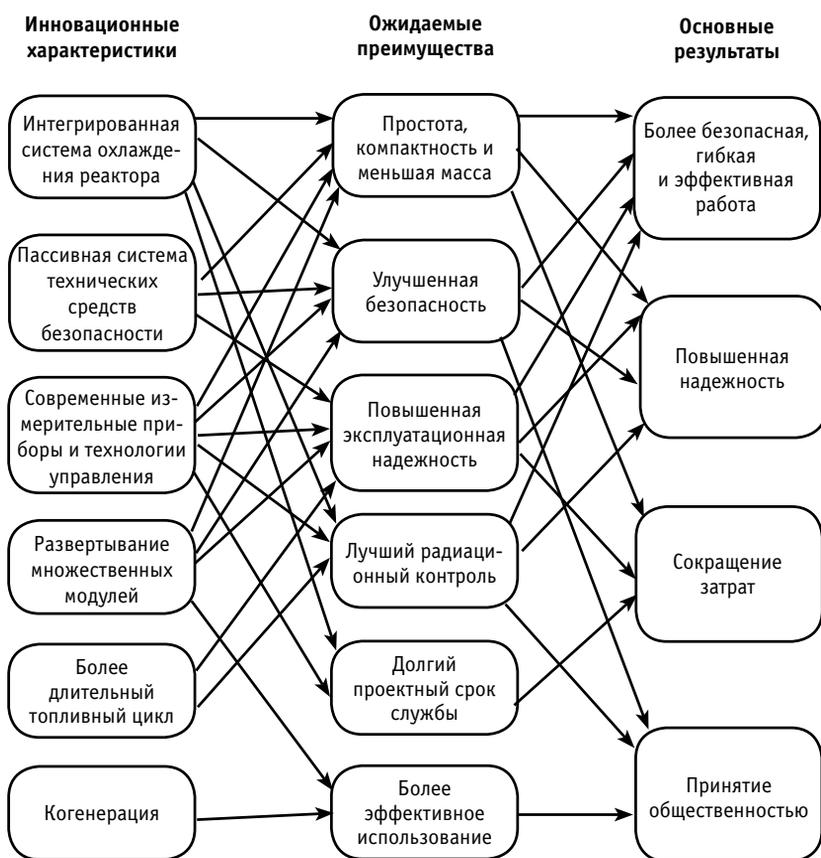


Рис. 1. Перспективы использования инновационных характеристик МСР

В настоящее время проектирование, лицензирование и детальные инженерные изыскания для передовых МСР находятся на начальной стадии и стадии проектирования. Для их развертывания требуется решение ряда проблем и сложных задач (рис. 2), решать которые следует путем тестирования и аттестации компонентов и оборудования, исследований и разработок, подготовки кадров, международного сотрудничества.



Рис. 2. Трудности, задачи и требования для инновационных характеристик МСР

Поскольку многие инновационные МСР содержат в некотором смысле первые в своем роде инженерные системы и компоненты, необходимо решать вопросы их лицензирования и регулирования. Многие страны, являющиеся новичками в ядерной сфере, продолжают высказываться в пользу «проверенных» технологий и желают, чтобы МСР-технологии были вначале развернуты в стране происхождения для минимизации рисков по лицен-

зированию и функционированию. Например, приводной механизм регулирующих стержней внутрикорпусного типа должен будет работать в более суровых условиях среды. Поэтому важной технологической и материальной задачей могут стать не только его проект и разработка, но также его характеристики и долговременная надежность.

Для получения знаний о термогидравлическом поведении и технике управления вокруг номинальной/переходной эксплуатационной точки выполняются тесты интегральных и отдельных эффектов. Ряд термогидравлических явлений заслуживает изучения в свете аварии на АЭС «Фукусима». В [6] рассматриваются факторы, требующие учета перед началом реализации первого МСР.

Новые ядерные коды и стандарты

В настоящее время процесс адаптации действующих правил и нормативов к МСР находится на стадии планирования и определения. Вследствие ярко выраженных проектных особенностей МСР необходимо обновление и расширение применяемых к ним кодов и стандартов. Например, документы ASME секций III и XI не рассматривают внутрикорпусные реакторные конструкции за исключением опорных конструкций активной зоны. Для МСР может потребоваться пересмотр существующих ядерных кодов для учета мультимодальности, заводского изготовления, новых материалов и процессов и т. д. К МСР относятся следующие коды и стандарты [3]:

- BPV III — код для парогенератора и корпуса высокого давления (англ. Boiler and Pressure Vessel Code), секция III;
- BPV XI — код для парогенератора и корпуса высокого давления (англ. Boiler and Pressure Vessel Code), секция XI;
- OM — эксплуатация и техническое обслуживание (англ. Operation and Maintenance);
- CNRM — управление ядерными рисками (англ. Nuclear Risk Management).

Индустрии МСР необходимо привлечь организации, занимающихся кодами и стандартами, к решению вопросов внесения необходимых изменений. При этом для подготовки и внесения таких изменений потребуется значительное время, тогда как разработку различных проектов нельзя начать до момента готовности этих кодов. В настоящее время продавцы рекламируют и продвигают различные типы МСР, поэтому в ряде случаев может потребоваться разработка новых кодов и стандартов.

Преимущества и недостатки систем естественной циркуляции

В некоторых проектах МСР применяется принцип естественной циркуляции. Например, в проектах CAREM-25 (Аргентина) и «NuScale» (США) в нормальном режиме эксплуатации используется полная естественная циркуляция теплоносителя первого контура, тогда как главные циркуляционные насосы отсутствуют [7; 8]. В усовершенствованных проектах ядерных реакторов в дополнение к активным системам имеется несколько пассивных систем, основанных на принципе естественной циркуляции. Это сделано не только для повышения эксплуатационной безопасности реакторов, но и для исключения возможности гипотетических тяжелых аварий. Под естественной циркуляцией понимается способность жидкости непрерывно циркулировать в системе под действием единственной движущей силы — гравитации и изменений (плотность жидкости) в тепловой энергии (температура). Эта сила известна под названием «тепловой напора». Система жидкости, предназначенная для естественной циркуляции, будет иметь источник тепла и теплоотвод. Источник тепла располагается ниже теплоотвода. Некоторые преимущества и недостатки систем естественной циркуляции перечислены в табл. 1 [9].

Таблица 1. Преимущества и недостатки систем естественной циркуляции

Преимущества	Недостатки
Меньшая стоимость за счет простоты	Малый движущий напор
Отсутствие насосов	Более низкая максимальная мощность в каждом канале
Возможность улучшения распределения течения в активной зоне	Потенциальная нестабильность
Лучшие двухфазные характеристики в зависимости от мощности	Низкий критический тепловой поток
Большая тепловая инерция	Необходимость сложных процедур запуска

В реакторах, работающих на принципе естественной циркуляции, очень важно сопряжение нейтронно-физических и теплогидравлических явлений. Измерение естественной циркуляции потока теплоносителя осуществляется не напрямую, и потребуются оценка различных методов. В рамках общих усилий МАГАТЭ по содействию международному сотрудничеству, направленному на улучшение экономических аспектов и безопасности будущих атомных электростанций, недавно была завершена четырехлетняя

скоординированная научно-исследовательская программа МАГАТЭ по разработке усовершенствованных методов оценки работы пассивной системы безопасности в усовершенствованных реакторах.

Ожидания в сфере безопасности

Благодаря конструктивной простоте, внедрению пассивных систем безопасности, небольшому суммарному количеству топлива и использованию дополнительных барьеров для продуктов деления МСР обладают потенциалом для существенных улучшений в области безопасности по сравнению с действующими установками. Встроенная конструкция модуля ядерной системы подачи пара без внешних трубопроводов первого контура исключает сценарии тяжелой аварии «большой течи» (англ. LBLOCA). Использование пассивных технических средств безопасности исключает потребность во внешнем источнике питания в случае возникновения аварии. Благодаря этим пассивным системам безопасности тяжелые аварии типа «малой течи» (англ. SBLOCA) не смогут оказать существенного влияния на безопасность установки. Ожидания от МСР, касающиеся сферы безопасности, перечислены в табл. 2. Предполагается, что частота повреждений активной зоны будет очень низкой, порядка 10^{-6} — 10^{-8} в год или ниже, что, однако, должно быть подтверждено дополнительным детальным вероятностным анализом безопасности. Частота повреждений активной зоны, заявляемая в настоящее время поставщиками, составляет порядка 10^{-8} в год [8].

Таблица 2. Ожидания от МСР в сфере безопасности

Характеристика, конструктивное решение	Добавленная ценность	Ожидания в сфере безопасности
Низкая мощность активной зоны	Уменьшение источника продуктов деления. Низкий уровень остаточного тепловыделения, вследствие чего после загрузки реактора потребуются меньшее охлаждение	Усиление удержания корриума внутри корпуса. Уменьшение последствий аварий. Упрощение аварийного планирования
Система охлаждения реактора, интегрированная в корпус высокого давления реактора	Отсутствие протяженных внешних трубопроводов первого контура. Более длительный срок службы корпуса высокого давления вследствие уменьшенного интегрального потока быстрых нейтронов	Уменьшенная уязвимость или ее полное отсутствие по отношению к некоторым потенциально возможным событиям, таким как тяжелая авария типа «большая течь» (англ. SBLOCA)

Табл. 2. (продолжение)

Характеристика, конструктивное решение	Добавленная ценность	Ожидания в сфере безопасности
<p>Встроенный прямоточный парогенератор с винтовой обмоткой с питательной водой и паром внутри трубки</p>	<p>Парогенератор сконструирован так, чтобы выдерживать давление в первом контуре без давления со стороны второго контура</p> <p>Паровая система призвана выдерживать давление в первом контуре вплоть до запорных клапанов.</p> <p>Трубки парогенератора находятся в состоянии компрессии.</p> <p>Уменьшенное суммарное количество воды со стороны трубок</p>	<p>Улучшение целостности трубок парогенератора при уменьшенной частоте их повреждений.</p> <p>В ходе аварии с разрывом паропровода охлаждение будет избыточным, а добавление реактивности ограниченным, и избыточная мощность реактора не сможет поставить под угрозу критические пределы безопасности вследствие малого теплоотода</p>
<p>Естественная циркуляция</p>	<p>Упрощенная конструкция и сниженные эксплуатационные затраты в связи с отсутствием главных циркуляционных насосов</p>	<p>Исключение вероятности аварий вследствие потери расхода теплоносителя (англ. LOFA).</p> <p>Исключение вероятности аварий на главные циркуляционные насосы (разрывы вала, утечки через уплотнения, заклинивание и утечки насоса)</p>
<p>Пассивные системы безопасности</p>	<p>Пассивные системы безопасности уменьшают или потенциально исключают необходимость во внешнем источнике питания в аварийных условиях.</p> <p>Вспомогательная система питательной воды может не потребоваться.</p> <p>Спринклерные системы для снижения давления пара или для удаления радиоактивного йода из защитной оболочки не требуются</p>	<p>Возможность недопущения полного обесточивания установки.</p> <p>Активные системы безопасности не потребуются (низкая частота повреждений активной зоны).</p> <p>Теплоотвод от активной зоны без вспомогательной системы питательной воды может стать значительным улучшением в области безопасности.</p> <p>Насосы по обеспечению безопасности для смягчения аварии отсутствуют, поэтому нет необходимости в баках-приямках и защите их системы всасывания</p>
<p>Внутренний приводной механизм регулирующих стержней</p>	<p>Исключение выведения стержней системы управления и защиты.</p> <p>Исключение/уменьшение проникновения в крышку корпуса</p>	<p>Аварии из-за скачка реактивности (англ. RIA) вследствие выведения стержней исключаются</p>

Табл. 2. (окончание)

Характеристика, конструктивное решение	Добавленная ценность	Ожидания в сфере безопасности
Высокое проектное давление и температура; вакуумные металлические защитные оболочки	<p>При наихудшей проектной аварии давление и температура в защитной оболочке будут ниже проектных значений.</p> <p>Все потери воды из корпуса высокого давления реактора остаются внутри защитной оболочки и возвращаются в корпус реактора пассивными средствами.</p> <p>В процессе нормальной эксплуатации давление еще в большей степени ниже атмосферного.</p> <p>Упрощение инженерных систем безопасности.</p> <p>Улучшение сейсмозащиты</p>	<p>Отсутствие гипотетической тяжелой аварии типа «малой течи» (англ. SBLOCA), способной оголить ядерное топливо.</p> <p>Обеспечение целостности защитной оболочки (благодаря металлическому защитному корпусу взаимодействия между расплавом активной зоны и бетоном не происходит).</p> <p>В ходе гипотетической аварии типа «малой течи» глубокий вакуум повышает интенсивность конденсации пара для теплоотвода от защитной оболочки.</p> <p>В ходе тяжелой аварии предотвращается взрыв водорода вследствие малого количества имеющегося кислорода</p>
Активная зона без растворимого бора	<p>Отсутствие разбавления бора.</p> <p>Меньшая коррозия.</p> <p>Уменьшение объема ЖРО.</p> <p>Сильный отрицательный температурный коэффициент замедления.</p> <p>Отсутствие систем для наблюдения и регулировки бора</p>	<p>Исключаются события, вызываемые реактивностью.</p> <p>Снижена радиационная доза на персонал.</p> <p>Улучшены характеристики реактора в ходе переходного процесса, а также эксплуатационная безопасность</p>

Вопросы измерения и контроля

Одной из важных технических областей, связанных со спецификой проектов, эксплуатационных и технологических характеристик усовершенствованных МСР, являются контрольно-измерительные системы. По всей вероятности, проекты помещения блочного щита управления (БЩУ), системы взаимодействия «человек — машина» и эксплуатационные процедуры для МСР будут отличаться от используемых на традиционных АЭС с реакторами с водой под давлением и, следовательно, потребуют оценки. Решение технических вопросов и задач, связанных с контрольно-измерительными системами, применительно к специфическим характеристикам усовершенствованных МСР является условием, обеспечивающим развертывание реакторов данных проектов [10].

Конструкция установки, состоящая из нескольких реакторных модулей, может стать большим испытанием для действий человека. При решении тех-

нических вопросов, связанных с человеческим фактором, применительно к мультимодульным МСР, имеющим одно общее помещение БЩУ, необходимо сотрудничество между поставщиком и лицензиатом.

Для обеспечения эффективного управления помещением БЩУ при возникновении аварии на мультимодульных установках необходимы переподготовка и проведение учений для операторов и групп управления в кризисных ситуациях. Помимо этого изменение функционального назначения при управлении в кризисных ситуациях может стать альтернативным вариантом для осуществления эффективного управления помещением БЩУ.

При удаленном развертывании усовершенствованных МСР требуется изучение вопросов кибербезопасности. Необходимо выявить положительные и отрицательные характеристики контрольно-измерительных систем усовершенствованных МСР с технологической точки зрения.

Большинство сигналов, требующихся для управления комплексными малыми модульными реакторами с водой под давлением (англ. iPWR-SMR), совпадают с сигналами, используемыми на установках с традиционными реакторами с водой под давлением. Вместе с тем интегральная конфигурация этих установок ставит ряд новых сложных задач для проектирования и размещения датчиков и измерительных приборов:

- Полная компоновка и обширные участки опускной трубы требуют пересмотра системы ядерных измерительных приборов (местоположения датчиков, типа измерительных приборов). В частности, представляется, что низкий интегральный поток нейтронов за пределами корпуса не позволит применять внекорпусные нейтронные датчики (ионные камеры), используемые в настоящее время [11]. Размещение датчиков, созданных по существующим технологиям, ближе к активной зоне в области опускной трубы является сомнительным с технической точки зрения, поскольку их размеры могут вызвать нарушения в характере течения и поставить вопрос об их пригодности для жестких условий среды (температуры, давления, радиации). Поэтому необходима разработка новых нейтронных датчиков для всего диапазона обнаружения, т. е. от диапазона источника до диапазона мощности.
- Отсутствие петли теплоносителя первого контура предполагает пересмотр местоположения и количества датчиков измерения температуры и расхода течения первого контура. Отсутствие трубопроводов первого контура исключает возможность использования стандартных расходовмеров, поэтому могут потребоваться опосредованные методы измере-

ния течения. Необходимо нахождение надежного и конкретного решения для измерений течения теплоносителя первого контура.

- В связи с более длительными топливными циклами по сравнению с таковыми у действующих в настоящее время реакторных установок возникает проблема техобслуживания/замены измерительных приборов; следовательно, требуются их повышенная надежность и более продолжительный период между калибровками.
- Особый тип парогенератора (прямоточный с винтовой обмоткой), отличный от используемого в современных реакторных установках, требует особой стратегии и иных технических средств контроля.

Установление стандартов для МСР [3]

При развертывании стандартизованных систем и оборудования для усовершенствованных МСР важно содействовать международной стандартизации каждого проекта поставщиков и обмену информацией по опыту эксплуатации и проектным усовершенствованиям, а также по использованию передового опыта в области безопасности и экономики. Это должно способствовать:

- снижению рисков для лицензирования, строительства и ввода в эксплуатацию;
- повышению доверия со стороны инвесторов;
- увеличению ресурсов, касающихся специальных инструментов, обмена запасными частями и решения вопросов устаревания по всему парку объектов;
- повышению общественного доверия к регулятивным решениям;
- поощрению экспертной оценки проблемных зон и международного сотрудничества с более широкими знаниями и ресурсами;
- обеспечению стандартизации компонентов с более широкими рынками.

К международной проектной сертификации может быть принят системный подход в виде:

- i. совместных оценок и рассмотрений проектов;
- ii. валидации и одобрения проектов других стран: де-факто это уже делается так называемыми странами-новичками и требует более конкретных рекомендаций по применению для лицензирования МСР;
- iii. международной сертификации проектов.

Нормы безопасности МАГАТЭ представляются фундаментально подходящими для МСР, хотя и требуют некоторых корректировок. При этом краеугольный камень безопасности — принцип глубоко эшелонированной защиты — изменять нельзя. Для МСР могут быть выполнены все действующие требования документа SSR-2/1 МАГАТЭ, а пределы безопасности могут быть расширены. Вместе с тем имеется ряд вопросов, требующих изучения. Общий принцип зоны аварийного планирования можно не менять, однако с учетом конкретного проекта МСР и места размещения она может быть ранжирована. Действующие стандарты недостаточно ясны в отношении мультимодульных и передвижных АЭС и требуют дополнительного рассмотрения.

Мультимодульные установки (проблемы и процесс лицензирования)

В проектах усовершенствованных МСР предлагается использовать на одной площадке сразу несколько модулей, в которых либо будут, либо не будут совместно использоваться системы, важные для безопасности. Важнейшие проблемы для развертывания мультимодульных МСР — процесс лицензирования, инженерия с учетом человеческого фактора, кадровые, правовые и нормативные вопросы, а также задачи безопасности и охраны окружающей среды. В настоящее время на стадии обсуждения применительно к мультимодульным установкам находятся следующие вопросы [3].

- Должны ли мультимодульные установки рассматриваться с точки зрения глубокоэшелонированной защиты как один объект или как отдельные объекты?
- Какое максимальное количество модулей/блоков может быть разрешено на одной площадке и каковы их критерии?
- Каковы преимущества и недостатки множественных присоединяемых модулей, имеющих общее, частично общее или полностью отдельное помещение БЩУ? Персонал помещения БЩУ, влияние на безопасность и специальные требования к контрольно-измерительным системам.
- Дополнительный персонал, который может потребоваться в каждом модуле в случае общих внешних событий.
- Высокая квалификация и тренировки, необходимые для управляющего персонала.
- Требования к пересмотру действующих норм безопасности.
- Выбор площадки на основе суммарной дозы, которая потенциально может быть получена населением.

- Требования вероятностной оценки безопасности для всей площадки.
- Лицензирование множественных модулей для одной площадки в условиях быстрых изменений в проекте, обеспечение отсутствия проблем, связанных с изменениями в технологии.

Целесообразно рассмотреть вопросы лицензирования мультимодульных реакторных установок, поднятые национальной лабораторией в Айдахо (Idaho National Laboratory) в 2010 г. [12].

Площадки для МСР в регионах с отсутствующей базовой инфраструктурой [3]

По сравнению с площадками традиционных АЭС МСР обладают лучшими потенциальными возможностями для размещения в странах или регионах внутри какой-то страны, где базовая инфраструктура поддержки работы установки или противоаварийного планирования является недостаточной или отсутствует вовсе (например, дороги, больницы, местные возможности аварийного реагирования). Это особенно справедливо для сильно отдаленных районов, таких как Крайний Север, или для районов с очень низкой плотностью населения, где реализация проекта, например, шахты или рудника, требует строительства автономной энергетической инфраструктуры.

Однако даже если проекты МСР обладают улучшенной внутренне присущей безопасностью, необходима адекватная инфраструктура аварийного планирования, обеспечивающая как глубоко эшелонированную защиту при аварийном реагировании, так и доверие населения. Для площадок МСР могут быть рассмотрены следующие вопросы:

- необходимость выработать политику планирования землепользования и обеспечить мониторинг населения, проживающего вблизи площадки;
- потребность в адекватных стратегиях и планах аварийного реагирования (включая места эвакуации);
- инфраструктура, необходимая на площадке в течение всего срока работы МСР;
- программы участия общественности;
- доступ к адекватной медицинской помощи, а также к резервным источникам электропитания, топлива и воды;
- физический доступ на площадку (по земле, воде или воздуху);
- возможности физической защиты и аварийного реагирования на площадке.

Нормативно-правовая база

Проекты и концепции работы МСР могут войти в противоречие с законами и нормативными актами и потребовать внесения в них изменений или создания новых документов для облегчения лицензирования МСР. Отметим, что эта работа должна выполняться продуманно и тщательно. Что касается готовности к непосредственному использованию (подход «подключай и работай» — англ. Plug and Play), то в связи с возможным наличием ряда правовых вопросов, требующих решения между различными странами, необходимо содействие развитию международного сотрудничества. Ключевыми правовыми и нормативными вопросами, требующими приоритетизации для решения, являются [3]:

- возможности применения действующих норм безопасности МАГАТЭ в отношении МСР: основополагающих принципов безопасности (англ. SF-1), государственной, правовой и нормативной базы по безопасности (англ. GSR, часть 1) и процесса лицензирования для ядерных установок (англ. SSG-12);
- требования консенсуса между международными организациями по международной сертификации проектов в присутствии большого числа стран-новичков, не имеющих хорошо развитой системы регулирования;
- кадровое обеспечение, обучение, квалификация и наращивание потенциала для регулирующих органов стран-новичков с целью решения вопросов лицензирования;
- использование особого подхода для передвижных АЭС и транспортировки АЭС (модулей) с топливом, а также разработка или пересмотр регулирующих документов;
- процесс лицензирования для множественных модулей;
- выявление необходимых изменений для внесения в нормы безопасности, поскольку МСР описываются как простые проекты, обладающие внутренне присущей безопасностью;
- требования к пересмотру документов МАГАТЭ (SSR-2/2 по безопасности АЭС: ввод в эксплуатацию и эксплуатация, а также NS-G-2.14 по проведению работ на АЭС);
- работы в ходе строительства дополнительных энергоблоков;
- стандартизация части проектных конструкций и классификация по безопасности;

- ожидаемые изменения для внесения в национальное законодательство;
- размер зоны аварийного планирования и всей площадки;
- инспектирование и испытания;
- управление при нормальной эксплуатации, при нарушении нормальной работы и в аварийном режиме;
- управление техобслуживанием и модификациями.

Правовые и институциональные вопросы передвижных АЭС [4]

Для передвижных АЭС одним из важнейших соображений является их вес/масса. Например, установку «Flexblue» изготавливают и заправляют топливом в заводских условиях, а затем транспортируют надводным кораблем к месту работы, находящемуся под водой. Корпус реактора представляет собой цилиндр, защищенный от воздействия торпед и имеющий длину 100 м и массу около 12 000 т. Модуль ядерной системы подачи пара установки «NuScale» может иметь массу примерно 300 т [13]. Соотношение мощность/масса является важным с точки зрения мобильности, что может также повлиять на инфраструктурные и законодательные аспекты.

Тема передвижных АЭС требуют обсуждений и выявления различных видов ответственности заинтересованных сторон, а также тщательного анализа международной и национальной нормативно-правовой базы (в частности, ядерной безопасности, физической защиты, обязательств и гарантий для передвижных АЭС). Для правовых, нормативных и технических высокопоставленных чиновников в государствах — членах Агентства, планирующих приступить к выполнению ядерных программ или к расширению своих действующих ядерных программ за счет передвижных АЭС, МАГАТЭ разработало специальный документ [4].

Транспортировка передвижной АЭС после использования для техобслуживания, заправки топливом, перемещения на другое место или для вывода из эксплуатации включает транспортировку облученных компонентов и нуждается в специальном рассмотрении. Если же речь идет о транспортировке передвижной АЭС с топливом в активной зоне, то потребуется анализ ряда дополнительных соображений. Необходимо также рассмотрение правовых и институциональных аспектов использования новаторских или первых в своем роде проектов в странах, не имеющих опыта в развитии ядерной энергетики. Третьи страны могут иметь интерес к радиологическому воздействию радиоактивных выбросов, происходящих в ходе нормальной

эксплуатации и имеющих трансграничные последствия. Международная сертификация оборудования, комплектующих и даже операторов новых проектов АЭС способна существенно облегчить осуществление международных сделок с участием инновационных передвижных АЭС.

Экономика и рыночный спрос

МСП обладают значительным потенциалом для расширения мирного использования атомной энергии путем удовлетворения энергетических потребностей тех сегментов рынка, которые не могут обслуживаться традиционными АЭС с крупными реакторами. Одним из ключевых преимуществ эксплуатации крупных реакторов является экономия от масштаба; при этом, однако, капитальные затраты, а также затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание очень высоки. Из-за меньшей электрической мощности на реактор МСП теряют преимущество экономии от масштаба, однако это компенсируется более низкими капитальными затратами вследствие использования меньших по размеру компонентов, а также стандартизованных и более или менее серийных элементов и систем. Предполагается, что по мере возникновения потребностей к МСП могут добавляться дополнительные модули, способные образовать мультимодульный комплекс. Что касается проблемы выхода на рынок, то средняя расчетная себестоимость производства электроэнергии на МСП может быть снижена при масштабном серийном производстве, поэтому для запуска процесса требуется крупный первоначальный заказ [3]. Объем выпуска МСП потенциально может составлять десятки и сотни блоков [3].

Для достижения конкурентоспособности МСП должны стать более экономичными за счет внедрения инновационных концепций: повышения эффективности с помощью новых технологий, инновационных схем для человеко-машинного интерфейса, высокого уровня автоматизации и потенциала для когенерации энергии. В случае успешного лицензирования и демонстрации экономической конкурентоспособности МСП могут стать жизнеспособным вариантом для более безопасного и надежного производства электроэнергии.

МСП могут ориентироваться на следующие потенциальные рынки:

- i. традиционное развертывание и прямая конкуренция в производстве электроэнергии с крупными АЭС и другими источниками энергии — относительно небольшие первоначальные капиталовложения на один

- блок МСР обеспечивают большую гибкость в поэтапном увеличении мощности, что ведет к меньшим финансовым рискам [14];
- ii. развертывание в электросетях — альтернатива для замены небольших старых угольных электростанций [3];
 - iii. страны-новички, заинтересованные в использовании атомной энергии, могут начать свои проекты именно с развертывания МСР [3];
 - iv. узкоспециализированное использование в отдаленных или изолированных районах, где нет необходимости создавать крупные генерирующие мощности, а электрические сети слабо развиты или отсутствуют, и где неэлектрические продукты столь же важны, как и электричество [14].

Выводы

- Технологии коммерческих МСР могут быть выгодными и привлекательными во многих секторах экономики. Однако требуются более глубокий анализ, дополнительные научные исследования и проектные разработки, способствующие дальнейшим усовершенствованиям проектов МСР, повышению производительности, сокращению расходов и преодолению ряда трудностей, обусловленных различиями в проектах, технологиях и эксплуатационных характеристиках МСР. Существует необходимость в выявлении положительных и отрицательных характеристик МСР с технологической точки зрения.
- Сложными задачами в области развертывания МСР являются: детальное проектирование и инженерия; лицензирование и решение проблем изменения существующих нормативных и правовых рамок; развертывание множественных модулей на одной площадке; приемлемость для населения и демонстрация проверенной технологии более безопасного и надежного производства атомной энергии. В случае успешного лицензирования МСР и демонстрации их экономической конкурентоспособности, возможно, будет уместно говорить о новом ренессансе ядерной энергетики.
- Для преодоления препятствий, ускорения создания детальных проектов и разработок, получения реальных выгод от инновационных технологий для удовлетворения глобального спроса на электроэнергию в XXI в. и снижения финансовых рисков необходимо более тесное международное сотрудничество.

Литература

1. Nuclear Technology Review 2012: IAEA/NTR/2012 / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2012.
2. Status of Small and Medium Sized Reactor Designs: A Supplement to the IAEA Advanced Reactor Information System (ARIS) / Intern. Atomic Energy Agency. — [S. 1.], Sept. 2012 (<http://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Technology/files/SMR-booklet.pdf>).
3. Proceeding of the 6th INPRO Dialogue Forum on Global Nuclear Energy Sustainability: Licensing and Safety Issues for Small and Medium-sized Reactors (SMRs), 29 July — 2 August 2013, IAEA Headquarters / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2013 (<http://www.iaea.org/INPRO/DFs/index.html>).
4. IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.5 Legal and Institutional Issues of Transportable Nuclear Power Plants: A Preliminary Study / Intern. Atomic Energy Agency. — Vienna, 2013.
5. International Reactor Innovative and Secure (IRIS) “Final Technical Progress Report” / Westinghouse electric Company. — [S. 1.], Nov. 2003.
6. *Laina M.-K., Hadid Subki M.* Status, Generic Technical Issues and Prospect of Small And Medium-Sized Reactors Development and Deployment / NPTD, IAEA // Transactions of Fusion Science and Technology. — 2012. — Vol. 61. — Jan.
7. “Safety Design features of CAREM, CNEA, Annex III”, Argentina, Design Features to Achieve Defense in Depth in Small and Medium Sized Reactors, IAEA Nuclear Energy Series No.NP-T-2.2, IAEA, 2009.
8. Chris Colbert, Chief Operating Officer, Overview of NuScale Design, Technical Meeting on Technology Assessment of SMRs for Near-Term Deployment, Chengdu, China — Sept. 2-4, 2013, Non-proprietary.
9. Natural Circulation in Water Cooled Nuclear Power plants: Phenomena, models, and Methodology for System reliability Assessments, NPTD-Nuclear Power Technology. Revised TECDOC Introduction-updated 10 May 05.doc. / Intern. Atomic Energy Agency.
10. Proceeding of the Technical meeting on Instrumentation and Control in Advance Small and medium Sized Reactors (SMRs), 21 May — 24 May 2013 / Division of Nuclear Power, Department of Nuclear Energy, IAEA Headquarters. — To be issued by IAEA.

11. Instrumentation Needs for Integral Primary System Reactors (IPSRs): Cooperative Agreement DE-FC07-05ID14690, Task 1, Final Report, Rev.1 / Westinghouse Electric Company LLC. — [S. 1.], Sept. 2005. — STD-AR-05-01.
12. License Structure for Multi-Module Facilities / Idaho National Laboratory, Next Generation Nuclear Plant Project. — Idaho Falls, Idaho 83415, Aug. 2010. — INL/EXT-10-18178.
13. *Modro S. M.* Multi-Application Small Light Water Reactor: Final Report. — Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. — [S. 1.], Dec. 2003. — INEEL/EXT-04-01626.
14. Current Status, Technical Feasibility and Economics of Small Nuclear Reactors / Nuclear Energy Agency (NEA), Organization of Economic cooperation and development (OECD) // Nuclear Development. — 2011. — June.

Перспективы развития атомных станций с реакторами малой и средней мощности

*В. В. Петрунин, Л. В. Гуреева, Ю. П. Фадеев, И. В. Шмелев,
А. Н. Лепехин, С. В. Удалицев*

ОАО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород

Перспективы развития энергоисточников с реакторами малой и средней мощности активно исследуются и анализируются последние пятнадцать лет, хотя сам вопрос использования АСММ в различных целях был поставлен гораздо раньше.

Неоднократно проблема использования реакторов малой и средней мощности и атомных станций (АС) на их основе в России рассматривалась на совещаниях у генерального директора Госкорпорации «Росатом» С. В. Кириенко, на заседаниях Научно-технического совета № 1 Госкорпорации «Росатом» и НТС ОАО «Концерн Росэнергоатом», на межотраслевых научно-технических конференциях «Региональная атомная энергетика» («АтомРегион-2009»), «Перспектива развития системы АСММ в регионах, не имеющих централизованного электроснабжения» («АСММ — регионам-2010»), «Корабельные ядерные энергетические установки» (КЯЭУ-2010, КЯЭУ-2012).

Масштабная работа была проведена по указанию С. В. Кириенко рабочей группой, возглавляемой В. Г. Асмоловым, результаты которой были рассмотрены на НТС Росатома в 2007 г. Главный вывод, который был тогда сделан, заключался в том, что причины отсутствия широкомасштабного распространения ядерных энергоисточников малой мощности в очевидный, казалось бы, сектор потребления лежат не в сфере принципиальных научно-технических и проектно-конструкторских решений, а в области организации, создания инфраструктуры, эксплуатации и обслуживания, ответственности и владения ядерными установками, требующими высокой квалификации и формирующими особые требования обеспечения безопасности.

Более конкретно итоги этих обсуждений заключаются в следующем:

- основным сдерживающим фактором коммерческого внедрения ядерных энергоисточников на локальном и местном уровнях является отсутствие прототипных (референтных) энергоблоков, т. е. нет готового продукта;
- отсутствуют прямые предложения инвесторов, которые могли бы быть приняты для немедленной реализации;

- при безусловном выполнении требований безопасности факторами для определения приоритета при выборе энергоисточника являются: подготовленность к реализации, сроки реализации, готовность промышленности и эксплуатационной инфраструктуры, экономические и коммерческие факторы.

Вместе с тем за последние три года произошли существенные ключевые события как в России, так и в мире, позволяющие с большим оптимизмом рассматривать перспективы разработки и продвижения проектов АСММ и связанной с ними инфраструктуры. Поэтому необходимо попытаться дать оценку тем процессам, которые происходят в последнее время с самими проектами АСММ в сфере предполагаемого их применения, чтобы понять, какие формируются объективные условия и тенденции, какие актуальные задачи следует решить как в техническом, так и в организационном плане и какие этапы развития АСММ предстоит еще пройти до стадии широкой коммерциализации и становления этого направления как широкомасштабного бизнеса. Несмотря на упомянутые сдерживающие факторы, реакторы малой и средней мощности и АС на их основе имеют значительный потенциал для освоения новых и перспективных для атомной энергетики сегментов рынка:

- АС малой мощности — в отдаленных или изолированных регионах, где стоимость доставки углеводородного топлива высока, а электрические сети слабо развиты или отсутствуют, что гармонично вписывается в «Стратегию развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года»;
- АС средней мощности — в регионах, где единичные большие мощности не вписываются в региональную энергосистему, потребители предъявляют высокие требования к системной надежности электроснабжения, затраты в бюджете регионов на закупки газа, мазута и угля являются доминирующими, а инвестиционные возможности ограничены.

По данным МАГАТЭ, на той или иной стадии НИОКР находятся сегодня примерно 45 инновационных концепций реакторов малой и средней мощности и АС на их основе [1]. Эти проекты характеризуются разной степенью готовности к реализации, но единой направленностью — быстрой реакцией на реальный рыночный спрос (табл. 1).

Следует отметить, что предложение должно соответствовать запросам и требованиям потребителя, однако очевидно также, что маркетинговая деятельность разработчиков формирует у потенциального потребителя представление о комплексе ключевых требований и характеристик интересного для них продукта.

Таблица 1. Проекты АСММ зарубежного дизайна

Проект АСММ	Технология	№, МВт(э)	Конфигурация АЭС	Состояние проекта	Лицензирование / Дата окончания или подачи заявки	Целевая дата реализации проекта
SAREM, Аргентина	PWR	27	Одномодульная, наземная	Рабочий проект на стадии завершения	Идет лицензирование / Строится прототип мощностью 25 МВт(э)	Прототип: конец 2016 г.
SMART, Корея	PWR	90	Одномодульная, наземная	Разработка рабочего проекта	Лицензия получена в июле 2012 г.	Прототип к 2017 г.
«NuScale», США	PWR	12×45	12-модульная, наземная	Рабочий проект на стадии завершения	Подача заявки в 2015 г.	Первая в 2018 г.
«nPower», США	PWR	2×180	Многомодульная, наземная	Разработка рабочего проекта	Начато лицензирование проекта в Канаде. Подача заявки в NRC в III квартале 2014 г., получение объединенной лицензии к 2018 г.	Первые два энергоблока в 2022 г.
«Holtec SMR-160», США	PWR	160	Многомодульная, подземная	Разработка рабочего проекта	Подача заявки на сертификацию проекта к концу 2016 г.	После 2018 г.
«Westinghouse SMR», США	PWR	> 225	Одно- или многомодульная, наземная	Разработка рабочего проекта	Подача заявки в NRC ожидается во II квартале 2014 г.	2022 г.
ACP-100, Китай	PWR	100	От одного до восьми модулей, наземная	Рабочий проект завершен	Идет лицензирование / Окончание к 2015 г. / Строительство с середины 2014 г.	Первая к 2018 г.
HTR-PM, Китай	ВТТР	2×105	Двухмодульная, наземная	Рабочий проект завершен	Лицензирован / Строится с декабря 2012 г.	Первая в 2015 г.
«Gen4 Module» («NuRepon»), США		25	Одно- или многомодульная, подземное размещение контейнента	На стадии разработки	Подготовка заявки на получение лицензии / (Дата подачи заявки не известна)	Первая к 2018 г.
4S, Япония		10	Одномодульная, наземная	Разработка рабочего проекта	Получение лицензии планируется к 2020 г.	После 2020 г.

Комплекс требований и целевых характеристик АС малой и средней мощности (АС МСМ) сформировался у российских и зарубежных специалистов на базе проектных разработок, исследований рынка, определения областей применения, а также исследований по тематическим программам МАГАТЭ и международных проектов включая INPRO.

К числу основных требований относятся: безопасность, экономическая эффективность, гарантированное обеспечение режима нераспространения, простота и надежность в эксплуатации, повышенная устойчивость к внешним воздействиям природного и техногенного характера, минимальные требования к местной инфраструктуре, соответствие АС и ее топливного цикла требованиям «устойчивого развития» в отношении эффективного использования невозобновляемых ресурсов и воздействия на окружающую среду. Этот набор требований по существу совпадает с международно признанными требованиями к реакторам четвертого поколения и к инновационным ядерно-энергетическим системам в трактовке INPRO.

Неоднократно проводились исследования по определению потенциальных рынков с учетом возможных областей применения АС МСМ.

По данным независимого исследования, проведенного «Вain & Company», объем внешнего и внутреннего рынков генерации составит примерно 35 ГВт(э) до 2030 г. (рынок охватывает потенциальные потребности в единичной мощности до 100 МВт) [2]. При этом высоким потенциалом применения обладают США, страны БРИКС, Канада, Турция и т. д. Подход к оценке рынков основан на анализе востребованности и реализуемости потенциальных проектов АСММ и сравнительном анализе стран.

Потенциальный объем рынка опреснения воды с учетом критерия «дефицит пресной воды к 2050 г.» и при нормативе 0,6—1,2 МВт на 1 млн м³/год может составить от 157 до 8 200 ГВт(э) [3].

На сегодня можно обозначить ключевых конкурентов, имеющих проекты АС МСМ и возможности их быстрой реализации (с учетом финансирования). Это Россия, США, Корея, Китай и др. Проекты, предлагаемые к реализации, нацелены на коммерциализацию и тиражирование продукта. Можно сделать вывод, что потенциальный рынок потребителей есть, но по-прежнему нет готового к реализации продукта, подтвердившего референтную эксплуатацию.

В этой связи хотелось бы особо отметить, что сейчас одним из стратегических и приоритетных направлений развития Российской Федерации обозначена Арктика. Как сказал президент России В. В. Путин, «Арктика — не

отъемлемая часть России, которая будет идти по пути расширения своего присутствия в регионе». В подтверждение этого в 2008 г. он утвердил «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу» [4], в 2013 г. утверждена «Стратегия развития Арктической зоны...» [5], Министерство регионального развития внесло в правительство проект «Государственной программы социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года» [6], являющейся одним из основных инструментов реализации «Стратегии развития Арктической зоны...» и предусматривает общий объем финансирования в оптимистичном варианте в размере примерно 1,8 трлн руб., в том числе бюджетного финансирования — 0,62 трлн руб. [6].

Разработанные государственные стратегические документы направлены на достижение следующих целей:

- обеспечение национальной безопасности и социально-экономического развития Арктической зоны;
- обеспечение военной безопасности (включая инфраструктуру базирования Вооруженных сил Российской Федерации);
- обеспечение функционирования Северного морского пути;
- защита государственных интересов при освоении месторождений углеводородного сырья на арктическом шельфе;
- строительство судов ледокольного (в том числе с ядерными энергетическими установками) и вспомогательного флотов, развитие береговой и энергетической инфраструктуры;
- улучшение качества жизни коренного населения в Арктической зоне.

Участие Госкорпорации «Росатом» в решении указанных задач позволяет создать новое широкомасштабное бизнес-направление «Транспортная, судовая и корабельная энергетика» со всей необходимой обеспечивающей инфраструктурой.

Фундаментом отработанности и развития реакторных установок (РУ) для АС МСМ может служить опыт, полученный ОАО «ОКБМ Африкантов» при разработке и эксплуатации корабельных РУ для ВМФ, судовых РУ для атомных ледоколов, а также опыт разработки и изготовления РУ для плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) «Академик Ломоносов».

В ОАО «ОКБМ Африкантов» в настоящее время на разных стадиях разработки и реализации находятся проекты РУ электрической мощностью от 6 до 600 МВт типов АБВ, КЛТ, РИТМ, ВБЭР, ВТГР (рис. 1).

Эти РУ можно использовать в составе атомных станций наземного, надводного и подводного исполнения, они могут рассматриваться в качестве вариантов атомной электрогенерации.

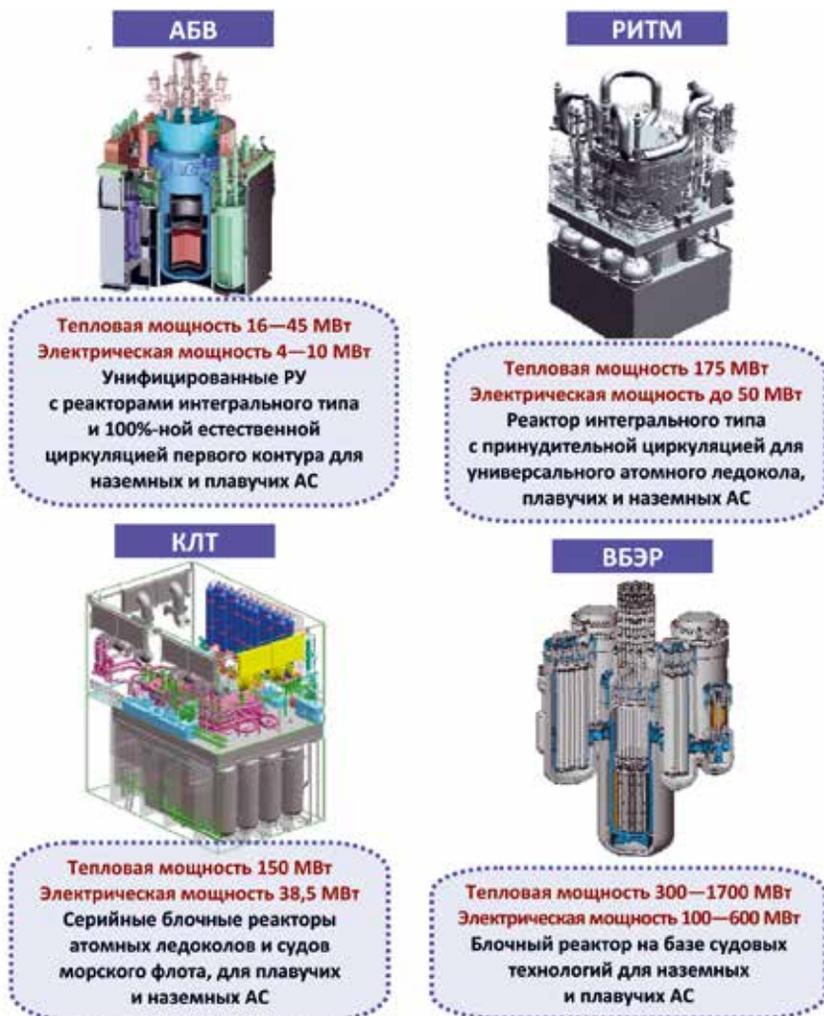


Рис. 1. Проекты реакторов малой и средней мощности на основе судовых технологий

При этом высокую степень готовности, которая характеризуется наличием конструкторской документации, производственной и эксплуатационной инфраструктуры, референтности технических решений, имеют РУ АБВ-6, КЛТ-40С и РИТМ-200 (изготовлено два комплекта оборудования РУ КЛТ-40С для плавучего энергоблока «Академик Ломоносов», изготавливаются два комплекта оборудования РУ РИТМ-200 для универсального атомного ледокола с поставкой в 2015 г., также до 2019 г. запланировано изготовление еще четырех комплектов оборудования РУ РИТМ-200 для второго и третьего универсальных атомных ледоколов). Характеристики и стадии разработки различных РУ на основе судовых технологий представлены в табл. 2.

Таблица 2. Проекты РУ и стадии их разработки

Проект	Интервал между перегрузками топлива, лет	Срок службы, лет	Стадия разработки
АБВ-6	10—12	50	Разработан технический проект прототипной РУ и ПАТЭС «Волнолом» (1993 г.). Разработаны ТЭИ строительства ПАТЭС с РУ АБВ-6М для Крайнего Севера (поселки Тикси, Усть-Камчатск, 2006 г.) и АТЭС для Казахстана (город Курчатов, 2007 г.). Эксплуатируется наземный стенд-прототип со 100%-ной естественной циркуляцией (ФГУП «НИТИ»). Разрабатывается техпроект транспортабельной РУ по контракту с Минпромторгом
КЛТ-40С	2,5—3	40 *	В 2011 г. завершена комплектная поставка оборудования двух РУ для головной ПАТЭС «Академик Ломоносов»
РИТМ-200	4,5—10	40 *	Идет изготовление двух РУ для головного универсального ледокола (комплектная поставка в 2016 г.). Серийная поставка РУ для двух следующих атомных ледоколов в 2018 и 2019 гг.
ВБЭР-300	1,5—2	60	Технико-коммерческое предложение двухблочной АС с РУ ВБЭР-300 (2002 г.). Эскизный проект РУ, одобренный НТС № 1 и Госатомнадзором (2004 г.). Техническое задание на проект АС и на технические проекты РУ, АСУ ТП и ТГУ, ТЭО-ОБИН для АС с РУ ВБЭР-300 в Мангистауской области Казахстана (2007—2009 гг.)
ВБЭР-600	1,5—2	60	Проработка мощного ряда РУ ВБЭР мощностью 100—600 МВт (2007—2008 гг.). НИОКР по проекту АС на базе РУ ВБЭР-460/600 (2008—2011 гг.) Разработка РУ ВБЭР-600/4 на основе петли теплообмена повышенной мощности (2011—2012 гг.)

* С возможностью продления до 60 лет.

Прогресс реакторных технологий можно проследить на примере судовых РУ действующих ледоколов и инновационной РУ РИТМ-200. Сравнение технических характеристик первых РУ действующих ледоколов (на базе РУ ОК-900) с РУ РИТМ-200 для универсального атомного ледокола показывает, что за десятки лет создания и эксплуатации получен огромный опыт, который реализовался в достижении уникальных результатов:

- назначенный ресурс оборудования до заводского ремонта увеличен в 2,6 раза (160 тыс. ч по сравнению с 60 тыс. ч);
- назначенный срок службы основного оборудования до заводского ремонта увеличен в 1,6 раза (с 12 до 20 лет);
- энергоресурс активной зоны увеличен в 2 раза (с 2,1 до 4,5 ТВт·ч);
- коэффициент использования установленной мощности увеличен в 1,9 раза (с 0,35 до 0,65);
- период непрерывной работы увеличен в 3,2 раза (с 8 до 26 тыс. ч);
- масса двух РУ в пределах защитной оболочки уменьшена в 1,7 раза (с 3743 до 2200 т);
- площадь в пределах защитной оболочки уменьшена в 2,6 раза (габариты двух РУ действующего ледокола 12×17,2×12 м; габариты двух РУ РИТМ-200 6,8×14,6×16,0 м).

Статус «ОКБМ Африкантов» как главного конструктора и комплектного поставщика РУ с выходом на серийные поставки является итогом многолетнего опыта и большого объема работ на горизонте жизненного цикла РУ от проектирования до изготовления и осуществления поставок оборудования на объекты включая оказание сервисных услуг. Такой спектр имеющихся компетенций необходим для создания широкомасштабного бизнеса, поскольку мировой уровень компетенций поддерживается за счет научно-технического развития, внедрения инновационных прорывных технологий, развития производственно-технологической и опытно-экспериментальной базы. Имеющиеся технологические возможности и развитие производственных мощностей «ОКБМ Африкантов» подтверждены фактом комплектных поставок РУ и выходом на серийное производство. Обеспечена типизация групп оборудования, технологических цепочек и переделов по заказам оборонного и коммерческого назначения.

Действующая кооперация заводов-изготовителей предусматривает возможность альтернативного выбора поставщиков с использованием конкурсных процедур, что позволяет в дальнейшем оптимизировать цену поставки

оборудования. Действующие и альтернативные поставщики оборудования РУ представлены в табл. 3.

Таблица 3. Текущая кооперация и возможности ее расширения

Оборудование	Текущая кооперация	Возможности расширения
Корпус реактора	ФГУП «ЦНИИ КМ Прометей», ОАО «Ижорские заводы», ОАО «Ижора-Спецсталь»	ОАО «ЗиО-Подольск», ЗАО «АЭМ-технологии», ОАО «Энергомашспецсталь», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»
Реактор (включая крышку, шахту внутрикорпусную, блок трубных устройств)	ОАО «НМЗ», ФГУП «ЦНИИ КМ Прометей», ОАО «Ижорские заводы»	ОАО «ЗиО-Подольск», ЗАО «АЭМ-технологии», ОАО «Энергомашспецсталь», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»
Корпусное оборудование: • гидрокамера; • компенсатор давления; гидроаккумулятор; • емкость запаса воды	ОАО «НМЗ», ЗАО «ВМЗ “Красный Октябрь”»	ОАО «ЗиО-Подольск», ЗАО «АЭМ-технологии», ОАО «Энергомашспецсталь»
Приводы ИМ КГ и ИМ АЗ	ОАО «ОКБМ Африкантов»	Возможна кооперация на уровнях отдельных деталей и сборок
Перегрузочный комплекс включая оборудование по обращению с ядерным топливом	ОАО «ОКБМ Африкантов», ОАО «НИИС им. Седакова», ЗАО «Диаконт»	ОАО «Петрозаводскмаш»
Оборудование хранилища ОТВС и ТРО, вентиляционная арматура	ОАО «ОКБМ Африкантов», ЗАО «Ижора-Деталь», ООО «Гидротехатом»	ОАО «Петрозаводскмаш»
Серийное оборудование (вентиляторы, подпиточные и аварийные насосы, компрессоры и др.)	ОАО «Вента», ОАО «ЛМГ», ООО «НПП «БАСЭТ», ООО «Легмаз», ОАО «Компрессор» и др.	

Большое значение имеет интеллектуальная составляющая проектов. По словам заместителя генерального директора — директора Блока по управлению инновациями Госкорпорации «Росатом» В. А. Першукова, «приоритет Госкорпорации «Росатом» — многократный рост объема охраняемых результатов интеллектуальной деятельности и доходов по лицензионным договорам к 2020 г.». Для примера: на сегодня портфель охраняемых объектов интеллектуальной собственности «ОКБМ Африкантов» по бизнес-направлению «Транспортная, судовая и корабельная атомная энергетика» составляет порядка 300 объектов.

Успешное развитие направления АСММ может осуществляться посредством последовательного выполнения работ в следующих направлениях в рамках «Стратегии развития Арктической зоны...»:

- определение потребностей и приоритетных требований потенциальных заказчиков (Министерства обороны, Объединенной судостроительной корпорации, компаний нефтегазодобычи и др.);
- формирование Госкорпорацией «Росатом» программы развития АСММ, отвечающей документам федерального уровня, и «дорожной карты» до 2030 г. в обеспечение развития бизнеса;
- системное решение военно-политических, технологических и рыночных задач на платформе унифицированных решений и апробированных технологий АСММ с учетом их совершенствования;
- формирование координирующих центров с максимальным использованием существующих структур (например, ФГУП «Атомфлот») с компетенциями по всем этапам жизненного цикла атомных ледоколов и концентрация проектно-конструкторских организаций и предприятий вокруг этих центров.

Ключевые этапы развития направления АСММ приведены на рис. 2.

Для успешного развития бизнес-направления за счет развития потенциала точек роста необходимо использовать имеющийся резерв времени для принятия организационных, управленческих, инвестиционных решений, выполнения НИОКР и доведения до уровня коммерциализации проектов и технологий. При этом должна координироваться и управляться из единого центра работа главного конструктора ядерной энергетической установки и генпроектировщика объекта с подготовкой к коммерциализации конечного продукта — проекта АС.

Чтобы обеспечить развитие точек роста до этапа коммерциализации к 2023 г., необходимо начать работы с 2014 г.

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы:

- В мире происходит неуклонно развивающийся процесс подготовки проектов АСММ к этапу коммерциализации: оцениваются рынки; разрабатываются инновационные проекты; строятся первые пилотные станции; решаются вопросы нормативно-правового регулирования, нераспространения ядерных материалов; ищутся пути практического и экономичного внедрения, в том числе за счет новой архитектуры «ядерного острова».

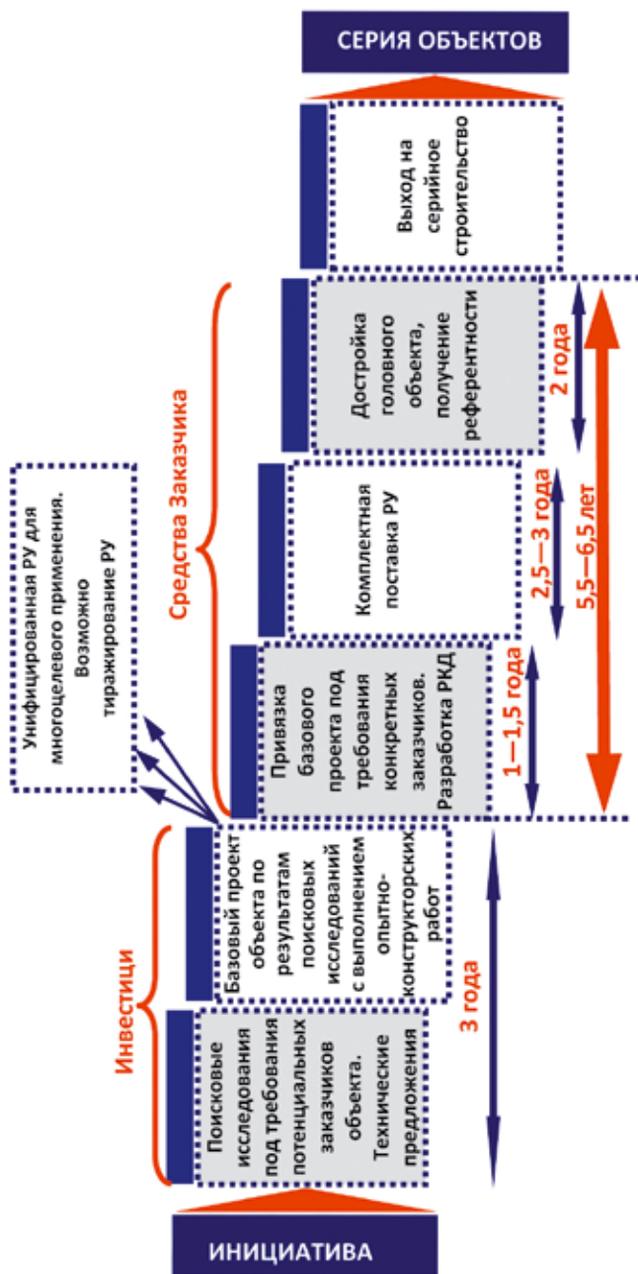


Рис. 2. Ключевые этапы развития

- Перспективы дальнейшего развития АСММ в России зависят от реализации государственного программно-целевого способа решения задач, сформулированных в «Стратегии развития Арктической зоны...», определения потребностей и приоритетных требований потенциальных заказчиков (Министерства обороны, Объединенной судостроительной корпорации, компаний нефтегазодобычи и др.), формирования Госкорпорацией «Росатом» программы развития АСММ, отвечающей документам федерального уровня, и «дорожной карты» до 2030 г. в обеспечение развития бизнеса, обеспечения развития точек роста до этапа коммерциализации к 2023 г., в том числе определения источников и способов финансирования.
- Решение вопросов широкомасштабного внедрения АСММ более эффективно будет происходить при организации соответствующего координирующего центра с компетенциями по всем этапам жизненного цикла проекта, функциями управления, продвижения и контроля, правами, полномочиями и ответственностью за коммерциализацию конечного продукта и концентрации проектно-конструкторских организаций и предприятий (главного конструктора — комплектного поставщика РУ и генпроектанта объекта) вокруг этого центра.

Список сокращений

АС	— атомная станция
АСММ	— атомная станция малой мощности
АС МСМ	— атомная станция малой и средней мощности
АСУ ТП	— автоматизированная система управления технологическими процессами
АТЭЦ	— атомная теплоэлектроцентраль
ВТГР	— высокотемпературный газовый реактор
МАГАТЭ	— Международное агентство по атомной энергии
НИОКР	— научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НТС	— научно-технический совет

ПАТЭС	— плавучая атомная теплоэлектростанция
РКД	— рабочая конструкторская документация
РУ	— реакторная установка
БРИКС	— Бразилия, Россия, Индия, Китай, ЮАР
ТГУ	— турбогенераторная установка
ТЭИ	— технико-экономические исследования
ТЭО-ОБИН	— технико-экономическое обоснование инвестиций
INPRO	— международный проект по инновационным ядерным реакторам и топливным циклам

Литература

1. Доклад гендиректора МАГАТЭ «Обзор ядерных технологий-2013» / ИАЕА. — [Б. м.], 2013.
2. Предварительные материалы по разработке дорожной карты входа ГК «Росатом» на рынок малой атомной генерации «Формирование концепции ведения бизнеса ГК «Росатом» на энергетических рынках «новой парадигмы». — [Б. м.], 2012.
3. Системный подход к обоснованию необходимости широкомасштабного развития АСММ на принципах «Стратегии национальной безопасности» / П. Н. Алексеев, В. А. Стукалов, С. А. Субботин, Т. Д. Щепетина: Доклад на межотраслевой межрегиональной научно-технической конференции «Перспектива развития системы атомных станций малой мощности в регионах, не имеющих централизованного электроснабжения», 11—12 ноября 2010 г. в Президентском зале РАН.
4. Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу. — Утверждены президентом РФ 18 сентября 2008 г. № Пр-1969.
5. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. — Утверждена президентом РФ 20 февраля 2013 г.

6. Государственная программа социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года. — Завершается разработка, до конца 2014 г. будет внесена в Правительство РФ.
7. Деловой еженедельник «Профиль», совместно с журналом «Der Spiegel». — 2013. — № 40.
8. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / Под ред. акад. РАН А. А. Саркисова; ИБРАЭ РАН. — М.: Наука, 2011.
9. *Алексеев П. Н., Субботин С. А., Щепетина Т. Д.* Добыча энергоносителей и консолидация традиционных и ядерной энерготехнологий / Энергия: экономика, техника, экология. — 2013. — Окт.
10. *Митько В. Б.* Эволюция геополитических факторов, определяющих устойчивое развитие Северо-Востока России / Атом. стратегия. — 2013. — 21 марта (<http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=4401>).

Области применения реакторных установок малой мощности

В. Н. Крушельницкий

ОАО «Атомэнергопроект»

Введение

Согласно общепринятой классификации к малым принято относить реакторы мощностью до 300 МВт(э). К этой категории можно отнести еще действующие реакторные установки (РУ) первых поколений, для которых такой уровень мощности был обычным, а также разработанные реакторы для военно-морского флота, судовых установок и для других специальных целей, послужившие базой для разработки энергетических реакторов.

В дальнейшем базой развития атомной энергетики, в соответствии с экономической конкурентоспособностью, становятся реакторы все большей мощности, предназначенные главным образом для централизованного электроснабжения. Теплоснабжением обеспечивался только ближайший населенный пункт, образованный на базе поселка для персонала АЭС.

В настоящее время все более актуальной становится целесообразность децентрализованности производства энергии, особенно тепла, предсказанная еще в 1970 г. футурологом Элвином Тоффлером в книге «Третья волна», для чего как раз и нужны реакторы малой мощности. В основном это объясняется ростом экономики развивающихся стран, освоением удаленных и изолированных районов, потребностями в опреснении морской воды и технологическом теплоносителе высоких параметров.

В табл. 1 приведен перечень наиболее продвинутых по имеющейся информации реакторных установок малой мощности с разной степенью разработки и перспективами применения.

Таблица 1. Реакторные установки малой мощности

Обозначение	Мощность, МВт(э)	Страна
CAREM	25—100	Аргентина
HTR-10	10	Китай
HTR-PM	210	Китай
CAP-FNPP	40	Китай

Табл. 1. (окончание)

Обозначение	Мощность, МВт(э)	Страна
SMART	100	Республика Корея
КЛТ-40	35	Россия
СВБР-100	100	Россия
СВБР-10	10	Россия
«Брест»	300	Россия
ВБЭР-300	300	Россия
«mPower»	150—180	США
SMR-160	160	США
«NuScale»	45	США
«Gen 4» («Hyperion»)	25	США
FUJI	100	США
EM 2	265	США
«Flexblue»	50—250	Франция
SC-HTGR	250	Франция
HCR-100	100—150	Япония
4S	30—50	Япония

Примечание. В перечень не включены реакторы, запланированные к разработке в более поздние сроки или предназначенные для исследовательских целей («Clear-1», «Alfred», ELER и др.).

Из реакторных установок малой мощности выделился особый класс малых модульных реакторов (SMR), определяемый не только уровнем мощности и безопасности, но и модульностью конструкции, способом изготовления и доставки, а также обеспечением широкого диапазона мощностей энергоблоков, набираемого из разного количества модулей. Этот класс вызвал большой интерес инвесторов и имеет серьезный потенциал применения, особенно с длительным периодом перегрузки. Привлекают инвесторов также малые объем инвестиций и сроки сооружения.

Относительно термина, определяющего требуемый уровень безопасности, до сих пор идут дискуссии (естественная безопасность, внутренняя самозащищенность, построенная на естественных процессах и т. п.), но все со-

гласны, что это определяется степенью воздействия на население и окружающую среду.

В данном докладе делается попытка сделать некоторые обобщения по проведенным в России исследованиям в части возможных областей применения атомной энергетики малой мощности и сформулировать требования к ней, вытекающие из приемлемости ее для общества и экономической конкурентоспособности.

Области применения

Региональная энергетика

Интерес к региональной энергетике, особенно в области теплоснабжения, вытекает прежде всего из результатов анализа существующего состояния ее в России, где подавляющее большинство работающих энергоблоков в регионах имеет мощность менее 100 МВт(э).

Вместе с тем для региональной энергетики следует учитывать особенности размещения существующих энергоисточников, которые предполагается заменять. Их большинство размещено в границах существующей жилой или промышленной застройки населенного пункта. В этой связи и согласно соображениям экономики и обеспечения конкурентоспособности заменяющие атомные энергоисточники следует располагать на месте заменяемого энергоисточника, учитывая экономическую целесообразность использования остальной инфраструктуры объекта и сохранения распределительной сети энергии от источника, особенно тепловой. Размещение АЭС вне территории застройки потребует значительных дополнительных затрат на магистральные тепловые сети и существенную реконструкцию существующих распределительных тепловых сетей населенного пункта, что практически исключит конкурентоспособность атомного энергоисточника по отношению к энергоисточникам на органическом топливе.

Из сказанного вытекают следующие требования к атомному энергоисточнику:

- высочайший уровень ядерной и радиационной безопасности, обеспечивающий границу зоны наблюдения в пределах ограды промплощадки;
- экономическая конкурентоспособность с другими энергоисточниками;
- срок службы основного оборудования не менее 50 лет;
- соответствие параметров мощности и пара параметрам существующих турбоустановок и турбогенераторов.

Конкурентные предпосылки:

- экономическая конкурентоспособность;
- исключение потребления дорогих или отсутствующих органических видов топлива;
- улучшение экологической безопасности;
- снижение нагрузки на транспорт.

Энергообеспечение удаленных районов

К таким районам можно отнести локальные труднодоступные территории Севера, Сибири и Дальнего Востока, которые не имеют постоянных логистических и энергетических связей с освоенной территорией.

Объектами энергопотребления в них могут быть предприятия по добыче полезных ископаемых, базовые поселки малых народов, морские портовые терминалы, насосные станции на магистральных газонефтепроводах, объекты оборонного назначения и др.

Для предприятий, связанных с добычей полезных ископаемых, следует учитывать возможный ограниченный период потребности в энергоисточнике из-за исчерпания месторождения, изменения ценовой конъюнктуры или объемов рыночной потребности в продукции.

Требования к атомному энергоисточнику:

- высочайший уровень ядерной и радиационной безопасности, обеспечивающий границу зоны наблюдения в пределах границы энергоисточника и с учетом суровых природно-климатических условий;
- экономическая конкурентоспособность с другими энергоисточниками;
- модульность, обеспечивающая мобильность и логистику;
- максимально возможный период перегрузки ядерного топлива вплоть до 30 лет;
- минимальный объем радиоактивных отходов (РАО);
- срок службы основного оборудования не менее 50 лет;
- вахтовый метод эксплуатации.

Конкурентные предпосылки:

- экономическая конкурентоспособность;
- экологическая безопасность;
- минимизация логистических проблем.

Вместе с тем удаленность и изолированность таких районов определяют некоторые особенности их экономически эффективного применения. Во-первых, необходимо иметь существенные резервы мощности для энергоснабжения в период остановок и перегрузки топлива, что влияет на коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Во-вторых, и в таких условиях необходимо решать вопросы перегрузки, хранения и утилизации отработавшего ядерного топлива и РАО с учетом логистики как при эксплуатации, так и после снятия с эксплуатации.

Очевидно, что для решения этих вопросов потребуется сооружение центральной базы с наличием резервного фонда модулей и организацией аварийно-ремонтной службы. Все это приведет к дополнительным затратам и будет экономически оправданно только при наличии потребностей в достаточном количестве таких энергоисточников. Это обстоятельство потребует для инвесторов соответствующих гарантий или значительных страховых затрат, что осложняет перспективы применения.

Энергоснабжение отдельных производственных предприятий

К этой области применения можно отнести производственные предприятия, где энергетическая составляющая составляет значительную или определяющую величину в структуре стоимости продукции и требуются значительные затраты при подключении к системному энергоисточнику или необходимы особые параметры технологического теплоносителя.

Отсюда вытекает естественное желание владельца такого предприятия иметь собственный источник электроэнергии или технологического пара, обеспечивающий существенное снижение стоимости энергоресурсов (по себестоимости).

Требование к атомному энергоисточнику:

- высокий уровень ядерной и радиационной безопасности, обеспечивающий границу зоны наблюдения в пределах границы промплощадки;
- экономическая конкурентоспособность;
- минимальный объем РАО;
- длительный период перегрузки ядерного топлива (не менее 8 лет);
- срок службы основного оборудования не менее 50 лет;
- соответствие выходных параметров потребностям потребителя.

Конкурентные предпосылки:

- экономическая конкурентоспособность;
- экологическая безопасность.

Энергоснабжение локальных иностранных территорий

К области применения атомной энергетики малой мощности в этом случае можно отнести изолированные островные территории сравнительно небольших размеров, локальные предприятия по опреснению морской воды и другие обособленные объекты вне обжитой территории.

По этой области применения следует исходить из:

- неприятия потребителем функций эксплуатирующей организации;
- неприемлемости для потребителя наличия на его территории постоянных сооружений с ядерной технологией;
- неприемлемости для потребителя ответственности за ядерный ущерб;
- полного отсутствия местных трудовых ресурсов необходимой квалификации;
- возможного относительно ограниченного периода потребности в энергоисточнике (переход на возобновляемые источники, ценовая конъюнктура энергоресурсов и т. п.);
- обеспечения состояния «зеленой лужайки» при снятии с эксплуатации.

Требования к атомному энергоисточнику, конкурентные предпосылки и осложнения с перспективой применения — такие же, как для случая энергоснабжения удаленных территорий страны. Следует отметить, что при объединении энергоснабжения локальных иностранных территорий и удаленных территорий в один инвестиционный проект могут уменьшиться сложности и риски с набором экономически приемлемого количества энергопотребителей.

Комплектование реакторных установок средней и большой мощности

Технико-экономические исследования, проведенные ОАО «Атомэнергoproject», ОАО ОКБ «Гидропресс» и ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», показали, что во многих случаях экономически целесообразно сформировать реакторную установку средней или большой мощности из комплекта модулей РУ малой мощности, объединенных по пару, питательной воде, инфраструктуре и управлению в единую реакторную установку.

Технико-экономическая целесообразность и повышенная конкурентоспособность такого решения могут быть достигнуты за счет:

- высокого уровня безопасности;
- высокой величины КИУМ за счет поочередной перегрузки одного модуля при работе остальных;

- минимального объема РАО;
- снижения удельных затрат по перегрузочному оборудованию и инфраструктуре;
- уменьшения грузоподъемности кранового оборудования;
- существенного снижения объемов и сроков монтажных работ за счет поставки модулей РУ заводского изготовления.

Реновация действующих АЭС

Выполненные ОАО «Атомэнергопроект», ОАО ОКБ «Гидропресс» и ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ» исследования и концептуальные проекты применения модульной РУ со свинцово-висмутовым теплоносителем на быстрых нейтронах мощностью 100 МВт (СВБР-100) показали техническую возможность и высокую технико-экономическую целесообразность реновации (продления сроков эксплуатации АЭС) энергоблоков с РУ ВВЭР-440.

Технические решения предусматривают демонтаж парогенераторов, компенсатора давления, гидроемкостей и установка на их месте четырех реакторных модулей по 100 МВт. При этом выводимый из эксплуатации собственно реактор не демонтируется и может быть использован как хранилище высокоактивных твердых радиоактивных отходов. По всем остальным основным и вспомогательным сооружениям производится восстановительный ремонт. Входные и выходные параметры РУ СВБР-100 полностью соответствуют параметрам выводимого из эксплуатации энергоблока. Отсутствующий у энергоблока с ВВЭР-440 контейнер не требуется и для СВБР-100. Так как строительные конструкции основных зданий в соответствии с нормами на момент их сооружения рассчитывались на срок службы 100 лет, их можно использовать еще в течение 40—50 лет.

Таким образом, в результате реновации получается энергоблок, отвечающий самым высоким требованиям безопасности, практически идентичной мощности и с высокими технико-экономическими показателями.

В дополнение к сказанному следует отметить следующее:

- экономическая эффективность этого инвестиционного проекта очень высока;
- реновация решает и сложную социальную проблему, возникающую при выводе из эксплуатации градообразующего предприятия;
- большой объем рынка потребности в такой реновации инвестиционно привлекателен (около 100 модульных РУ СВБР-100 для эксплуатирующихся энергоблоков с ВВЭР-440 в России и Восточной Европе).

Аналогичные решения по реновации действующих энергоблоков можно применить и для других типов легководных энергоблоков и на базе других типов модульных реакторов.

Предпочтительные основные характеристики РУ малой мощности

Из анализа требований к атомному энергоисточнику по областям его возможного применения вытекают следующие предпочтительные характеристики РУ малой мощности.

- исключение реактивных аварий с ядерным разгоном;
- исключение тяжелых аварий с плавлением топлива;
- устойчивость к запроектным авариям с множеством отказов оборудования и ошибок оператора;
- неактивируемый теплоноситель;
- исключение потери теплоносителя при постулированных запроектных авариях малой вероятности;
- длительный период перегрузки ядерного топлива (до 30 лет) или упрощенный способ перегрузки;
- минимум систем безопасности и преимущественно на пассивных принципах;
- исключение аварийного выброса при постулированных запроектных авариях малой вероятности;
- обеспечение границы зоны наблюдения в пределах промплощадки;
- широкий диапазон параметров пара включая сухой;
- высокий коэффициент полезного действия;
- срок службы не менее 50 лет.

Конечно, конкретная реакторная установка не должна обязательно соответствовать всем указанным характеристикам, но к этому следует стремиться.

Заключение

1. Для атомной энергетики малой мощности имеется существенное количество достаточно реальных областей применения с прогнозируемой конкурентоспособностью.

2. В краткосрочной перспективе наиболее привлекателен как инвестиционный проект вариант реновации действующих энергоблоков с РУ ВВЭР-440 на базе сооружаемого СВБР-100.
3. В относительно близкой перспективе возможен вариант применения для формирования энергоблоков средней и большой мощности модульных РУ.
4. В среднесрочной и долгосрочной перспективе необходимы более глубокие маркетинговые исследования и проведение НИОКР для разработки требуемых рынком ядерных технологий.
5. Для энергоснабжения отдельных производственных предприятий и региональной энергетики предпочтительны (по уровню безопасности) быстрые реакторы.
6. Для комплектования реакторных установок средней и большой мощности могут рассматриваться все типы реакторов модульной конструкции.
7. Для энергоснабжения удаленных и/или изолированных территорий (важен большой период перегрузки) с теплоносителем высоких параметров наиболее подходят модульные газоохлаждаемые реакторы на быстрых нейтронах.

Литература

1. *Dacha*. Гонки в малой атомной энергетике // <http://blog.rentenergo.ru/interesnoe-i-poleznoe/gonki-v-maloy-atomnoy-energetike.html>.
2. Новое значение размера // atomicexpert.com/content/новое-значение-размера.

Сравнительная эффективность использования атомных станций малой мощности в локальных энергосистемах на востоке России

Н. И. Воронай, Б. Г. Санеев, И. Ю. Иванова, А. К. Ижбулдин

Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН, Иркутск

В основу статьи положены результаты исследований, выполненных при разработке стратегий и программ развития энергетики восточных регионов России по заказу региональных органов власти, а также основные выводы, полученные при обосновании рационального варианта энергоснабжения предприятий в районах нового освоения.

Характеристика объектов малой энергетики

Как было показано в предыдущих исследованиях, местами приоритетного размещения атомных станций малой мощности (АСММ) являются труднодоступные районы со сложной схемой доставки топлива, удаленные от топливных баз и зон централизованного электроснабжения, с концентрированной электрической и тепловой нагрузкой [1]. Для определения рынка АСММ необходим более детальный анализ потребителей зоны децентрализованного электроснабжения и возможных перспектив их развития.

По данным Росстата, всего на территории России расположено более 25 тыс. электростанций малой мощности. К этой категории отнесены дизельные и газотурбинные автономные, резервные и передвижные электростанции мощностью до 30 МВт. Число стационарных электростанций малой мощности в целом по России превышает 16 тыс., их суммарная мощность составляет более 5 тыс. МВт (рис. 1).

Многие стационарные электростанции малой мощности используются в качестве резервных, прежде всего в зонах неустойчивого электроснабжения. Однако в основном они функционируют как автономные в децентрализованном секторе в малоосвоенных северных и удаленных районах. Почти 30% мощности стационарных малых электростанций расположено на территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, и 90% из них приходится на электростанции, работающие в этих регионах на объектах геологоразведки и добычи углеводородов [2].

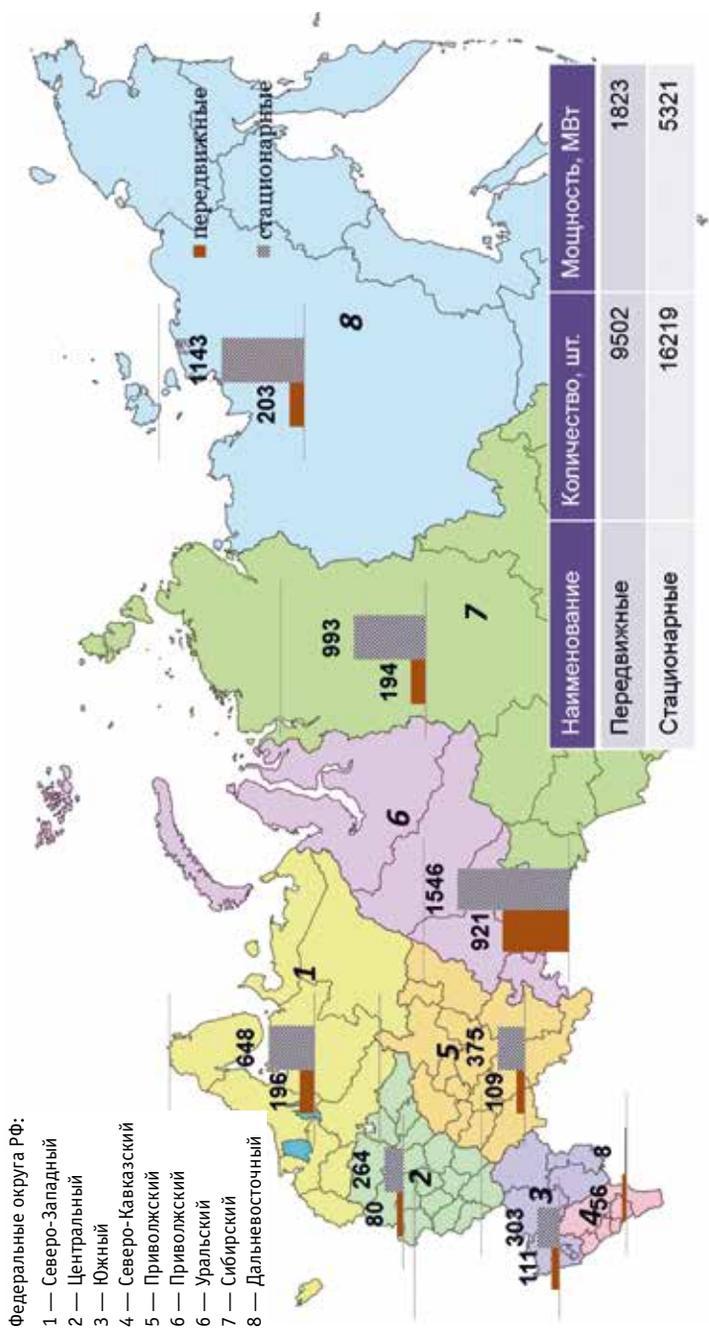


Рис. 1. Размещение электростанций малой мощности по территории России

Более 40% мощности малых электростанций приходится на регионы Сибири и Дальнего Востока. В Сибирском федеральном округе более 80% мощности малых электростанций расположено на территории Таймырского и Эвенкийского АО, в северных районах Томской, Омской и Иркутской областей (рис. 2). На Дальнем Востоке их много на территории Республики Саха (Якутия), Сахалинской области, Камчатского края и северных районов Хабаровского края.



Рис. 2. Распределение мощности малых электростанций в регионах Сибири и Дальнего Востока

Однако средняя мощность автономных электростанций не превышает 400—500 кВт. При этом максимальные значения установленной мощности могут достигать 5—10 МВт, минимальные — 30—60 кВт. Следует подчеркнуть, что приведены показатели установленной мощности автономных энергоисточников, которые превышают максимум нагрузки потребителя в два-четыре раза. Причем существующих в настоящее время относительно крупных потребителей, для которых в качестве альтернативного варианта электроснабжения могут выступать атомные станции малой мощности, насчитывается не так много. В качестве примера можно назвать:

- **в Республике Саха (Якутия):** поселки Белая Гора (установленная мощность дизельной электростанции (ДЭС) — 5 МВт), Тикси (10,3 МВт), Батагай (11,1 МВт), село Жиганск (7,4 МВт), поселок Зырянка (7,7 МВт), село Угольное (5,8 МВт), поселок Сангар (10,5 МВт), село Мома (5,9 МВт), поселок Черский (6 МВт), город Среднеколымск (5,6 МВт), поселки Чокурдах (7,8 МВт), Депутатский (11,6 МВт), Усть-Куйга (6,4 МВт);
- **в Чукотском АО:** поселки Угольные Копи (6,3 МВт), Беринговский (8,2 МВт), Провидения (4,8 МВт), Мыс Шмидта (4,5 МВт).

Проблемы энергоснабжения потребителей восточных регионов

В восточных регионах России централизованным энергоснабжением охвачены только южные районы. В северо-восточных районах лишь незначительная часть территории находится в зоне действия локальных энергосистем, которые представляют собой относительно обжитые очаги. В составе шести локальных энергосистем функционируют 10 изолированных энергорайонов: Норильский в Красноярском крае, Западный и Центральный в Республике Саха (Якутия), Центральный в Магаданской области, Чаун-Билибинский, Анадырский и Эгвекинотский в Чукотском АО, Центральный в Камчатском крае, Центральный и Охинский в Сахалинской области. Только Южно-Якутский энергорайон имеет связь с объединенной электроэнергетической системой Востока по высоковольтной линии 220 кВ.

Всего на территории северо-восточных регионов эксплуатируется 40 электростанций суммарной мощностью 7,4 тыс. МВт. Они ежегодно производят 20—25 млрд кВт·ч электроэнергии. Половину мощности составляют тепловые электростанции (ТЭС), использующие в качестве топлива уголь и газ местных месторождений. Остальное приходится на гидроэлектростанции. На значительной части территории энергоснабжение потребителей осу-

ществляется от автономных энергоисточников, в качестве которых используются в основном дизельные электростанции и газотурбинные установки (ГТУ).

Функционирование электроэнергетики северо-восточных регионов в связи с большой территорией обслуживания и рассредоточенностью потребителей характеризуется:

- большими расстояниями между источниками электроэнергии и потребителями, что вызывает значительные потери электроэнергии при транспортировке;
- отсутствием резервирования электрических сетей, изолированностью и географической удаленностью энергоузлов;
- необходимостью развития малой энергетики в удаленных от магистральных сетей районах, где единственным источником энергоснабжения являются автономные электростанции;
- сезонным завозом топлива и материально-технических ресурсов по сложной транспортной схеме в связи с неразвитостью транспортной инфраструктуры;
- большими расходами по содержанию электрических сетей, выполненных в основном в деревянном исполнении, что приводит к повышенной аварийности.

Перспективы освоения

В то же время в государственных стратегических и программных документах социально-экономического развития восточных регионов страны в числе приоритетных обозначено множество проектов освоения месторождений золота, серебра, олова, свинца и цинка, ниобий-редкоземельных металлов, медных и железных руд, угля и углеводородов, расположенных как в зонах влияния централизованного электроснабжения, так и на необжитой территории северных регионов [3; 4] (рис. 3).

В северо-восточных регионах прогнозируется существенный рост электропотребления и связанное с этим увеличение генерации электроэнергии. Даже по умеренному сценарию развития экономики к 2030 г. предусматривается двукратное повышение производства электроэнергии. Наибольший рост предполагается в Республике Саха (Якутия) и Чукотском АО, что связано с освоением новых перспективных месторождений минерально-сырьевых ресурсов.

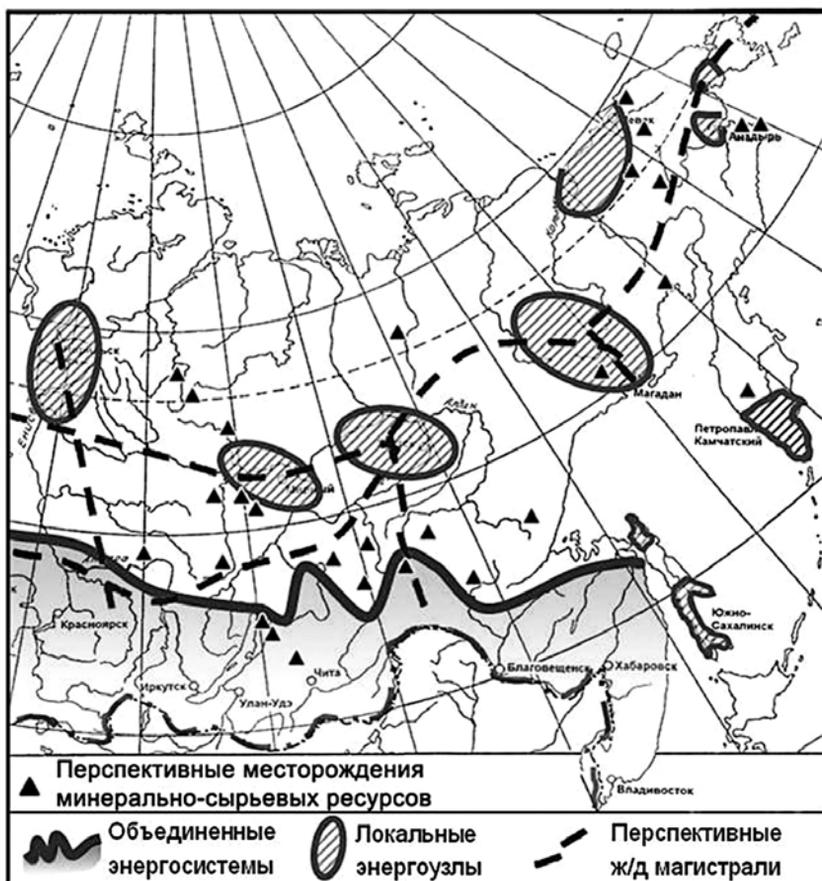


Рис. 3. Размещение перспективных месторождений минерально-сырьевых ресурсов в восточных регионах России

Для обеспечения надежного и эффективного энергоснабжения новых предприятий необходимо как реконструировать существующие генерирующие и электросетевые объекты, так и строить новые. В северо-восточных энергосистемах, как и в других регионах России, накопилось большое число проблем, сдерживающих их социально-экономическое развитие:

- Высокая степень износа электрогенерирующего оборудования. Так, Аркаалинская ГРЭС, Чаунская ТЭЦ, Якутская ТЭЦ, Сахалинская ГРЭС, Билибинская АЭС выработали ресурс и требуют вывода из эксплуатации.

- Доля ветхих электрических сетей и оборудования трансформаторных подстанций оценивается в 60—70%.
- Доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования, обусловленная состоянием сетевого хозяйства и большой протяженностью линий электропередачи, достигает в некоторых энергосистемах 18—20%.
- Доля топливной составляющей в структуре себестоимости вследствие дальних расстояний транспортировки топлива составляет 60—80%.

Все это сказывается на стоимости производимой электроэнергии. Несмотря на то, что проводится политика тарифного регулирования, в локальных энергосистемах на востоке России самые высокие тарифы на электроэнергию — 5—6 руб./кВт·ч. Наименьшие тарифы из рассматриваемых регионов действуют в Норильско-Таймырском промузле благодаря существенной доле генерации на ГЭС и невысоким затратам на транспорт топлива ввиду концентрированной нагрузки. Во всех локальных энергосистемах затраты на передачу и сбыт электроэнергии превышают затраты на генерацию. Только в чукотской и камчатской энергосистемах наблюдается обратная ситуация в связи с высокими показателями стоимости топлива [5].

Методический подход

При разработке региональных энергопрограмм рациональный вариант энергоснабжения нового промышленного объекта обосновывается во взаимосвязке с развитием топливодобывающих предприятий, электро- и теплогенерирующих мощностей, электросетевого хозяйства, транспортных магистралей с учетом специфики северных условий. При этом первоначально на основе перспектив социально-экономического развития региона рассчитывается потребность в электрической и тепловой энергии, в различных видах топлива для предполагаемого производственного процесса, определяются электрические и тепловые нагрузки в зависимости от категории потребителя и требований к надежности и качеству энергоснабжения. Расчетные данные об электро- и теплотреблении, максимумах энергетических нагрузок, расходе топлива на технологические нужды вносятся в расходные части соответствующих региональных балансов (рис. 4).



Рис. 4. Схема проведения исследований по обоснованию варианта энергоснабжения потребителя

На основе многофакторного анализа обеспеченности территории энергоресурсами, доступности к энергосистеме и топливным базам, развитости транспортной и энергетической инфраструктуры, технологических особенностей потребителя формируется перечень возможных вариантов электро- и теплоснабжения. На этом этапе используются разработанные авторами имитационные модели определения условий экономической целесообразности различных вариантов энергоснабжения потребителей в зависимости от цен на топливо, тарифов на централизованную электрическую и тепловую энергию [2; 6].

При обосновании варианта энерго- и топливоснабжения прежде всего решается вопрос о выборе между централизованной и автономной схемами электроснабжения. Наиболее значимыми показателями при этом выступают электрическая и тепловая нагрузка потребителя, длина линий электропередачи для подключения к энергосистеме и стоимость автономного энергоисточника (рис. 5).

В варианте автономного энергоисточника может рассматриваться как раздельная схема энергоснабжения, так и когенерационная — от мини-ТЭЦ или АСММ. Выбор рационального варианта энерго- и топливоснабжения потребителя осуществляется по показателям экономической эффективности с использованием производственно-финансовых моделей [2].

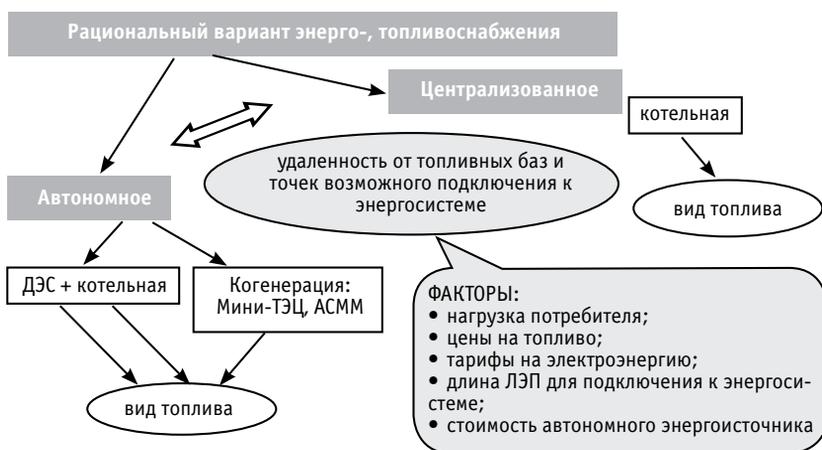


Рис. 5. Альтернативные варианты энергоснабжения потребителя

Среди основных факторов, влияющих на выбор рациональной схемы энергоснабжения новых горно-обогатительных комбинатов, выступают, с одной стороны, удаленность от точек возможного подключения и ограничения на техприсоединение в энергоузле, с другой — наличие транспортной инфраструктуры, возможность и стоимость доставки топлива для собственной генерации. При этом в первом случае, как правило, требуется реконструкция существующих или строительство новых генерирующих и электросетевых объектов, а во втором — строительство новых автодорог.

Результаты исследований

Анализ данных о перспективных месторождениях, расположенных в арктической зоне Республики Саха (Якутия) и Чукотского АО, показывает, что электрические нагрузки горнодобывающих предприятий по их освоению составляют в основном 10—27 МВт (табл. 1).

При этом все указанные новые промышленные потребители на территории Республики Саха (Якутия) находятся в зоне децентрализованного электроснабжения, и их подключение к якутской энергосистеме нецелесообразно вследствие протяженных расстояний и величины нагрузки. Большинство новых промышленных потребителей арктической территории Чукотского АО расположены в зоне централизованного электроснабжения Чаун-Билибинского энергоузла, основой которого является системообразующая одноцепная линия электропередачи, работающая на напряжении 110 кВ.

Таблица 1. Электрические нагрузки предприятий по освоению месторождений арктической зоны

Субъект Федерации	Месторождение	Электрическая нагрузка, МВт
Республика Саха (Якутия)	Томтор	27
	Кючус	22
	Верхняя Муна	21
	Прогноз	11
Чукотский АО	Двойное	6
	Эльвенийское	6
	Песчанка	205
	Кекура	10
	Пыркакайское	24
	Утзвеёмское	10

Суммарная нагрузка действующих и новых потребителей в Чаун-Билибинском энергоузле оценивается в 140—150 МВт. В перспективе предполагается сохранение и развитие этой линии электропередачи с возможностью перехода на более высокий класс напряжения, строительства дополнительных цепей для повышения пропускной способности и надежности электрообеспечения.

Кроме потребителей с электрической нагрузкой 6—24 МВт в Чаун-Билибинском энергоузле возможно появление потребителя с нагрузкой более 200 МВт. Это обусловлено планами по строительству горно-обогатительного комбината на полиметаллическом месторождении Песчанка, которое является разведанной частью Баимской площади с утвержденными запасами. Появление в перспективе такого потребителя значительно повышает требования к надежности электроснабжения и необходимости поддержания в энергоузле резервных мощностей в размере не менее единичной мощности крупнейшего агрегата.

Исходя из анализа электрических нагрузок новых предприятий в арктической зоне восточных регионов России, можно выделить два диапазона требуемой единичной мощности атомных блоков: 6—12 МВт для электрообеспечения изолированных потребителей с уровнем нагрузки 6—30 и 50—100 МВт для организации электроснабжения крупных потребителей и/или для работы в энергосистеме.

При этом атомные станции с блоками 6—12 МВт будут конкурировать с автономными дизельными электростанциями, цена топлива для которых в

отдаленных районах с учетом доставки оценивается в 40—50 тыс. руб./т. В качестве альтернативного варианта для АСММ с блоками 50—100 МВт при их включении в локальные энергосистемы следует рассматривать новые ТЭС на угле, цена которого в северо-восточных регионах составляет 5—8 тыс. руб./т (табл. 2).

Таблица 2. Характеристики категорий АСММ

Показатель	Категория АСММ	
	Нагрузка потребителей	До 6—30 МВт
Единичная мощность блоков	6—12 МВт	50—100 МВт
Размещение	Автономный источник	Работа в энергосистеме
Резервирование	Резерв дополнительным блоком	Резерв в системе
Конкурирующий источник	ДЭС	ТЭС
Вид топлива	Дизельное	Уголь
Цена топлива	40—50 тыс. руб./т	5—8 тыс. руб./т

Результаты исследований по оценке сравнительной эффективности использования атомных станций малой мощности позволили определить граничные значения себестоимости производства электроэнергии для достижения их конкурентоспособности:

- как автономный энергоисточник 13—17 руб./кВт·ч (рис. 6а);
- в локальной энергосистеме 4—6 руб./кВт·ч (рис. 6б).

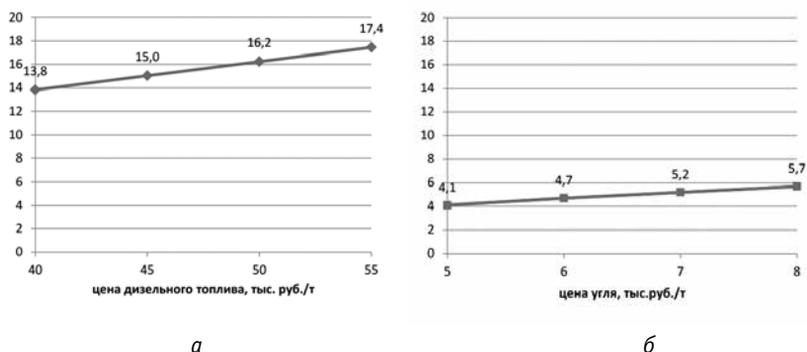


Рис. 6. Граничные значения себестоимости производства электроэнергии для достижения конкурентоспособности АСММ, руб./кВт·ч: а — автономный энергоисточник, б — в составе локальной энергосистемы

Заключение

Существующий рынок атомных станций малой мощности в децентрализованной зоне России ограничен. Перспективный рынок АСММ будет определяться прежде всего развитием горнодобывающих и горно-обогачительных предприятий, расположенных в регионах Крайнего Севера и приравненных к ним, где отсутствует или слабо развита энергетическая инфраструктура. Основные предпосылки для внедрения в этих регионах АСММ:

- старение существующих энергоисточников;
- рассредоточенность нагрузок;
- высокие капиталовложения в конкурирующие источники;
- неразвитость транспортной системы.

Единичная мощность блоков АСММ, необходимых для электроснабжения таких потребителей, составляет 6—12 и 50—100 МВт, что значительно ниже верхнего предела классификации МАГАТЭ для АСММ (300 МВт). Для обеспечения дальнейшим разработкам и практической реализации проектов атомных станций малой мощности необходимо детализировать классификационную категорию АСММ в соответствии с требованиями рынка для такого типа реакторов в части единичной мощности агрегатов.

При обосновании применения АСММ следует учитывать соотношение электрических и тепловых нагрузок у потребителей, необходимость резервирования в изолированных энергосистемах, характер нагрузки потребителей. Кроме того, проектировщики должны принимать во внимание габаритные и весовые ограничения, связанные с возможностью транспортировки реакторов к месту установки.

Литература

1. *Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Франк М. И.* Роль атомных станций малой мощности в зонах децентрализованного электроснабжения на Востоке России // Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / Под ред. акад. РАН А. А. Саркисова; ИБРАЭ РАН. — М.: Наука, 2011. — С. 88—100.
2. *Иванова И. Ю., Петров Н. А., Тугузова Т. Ф.* Системная оценка эффективности вариантов энерго- и топливоснабжения децентрализованных потребителей: методические подходы и результаты исследований // Прогнозирование развития мировой и российской

- энергетики: подходы, проблемы, решения: Сб. науч. трудов Седьмых Мелентьевских чтений / Под ред. акад. РАН А. А. Макарова. — М.: ИНЭИ РАН, 2013. — С. 196—205.
3. Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года. — Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 декабря 2009 г. № 2094-р.
 4. Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 года. — Утверждена распоряжением Правительства РФ от 5 июля 2010 г. № 1120-р.
 5. *Чайка Л. В.* Структура электроэнергетического рынка в северных регионах России // Энергетич. политика. — 2012. — Вып. 4. — С. 82—90.
 6. *Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Ижбулдин А. К., Симоненко А. Н.* Освоение минерально-сырьевых ресурсов Севера: варианты энергоснабжения // Регион: экономика и социология. — 2011. — № 4. — С. 187—199.

Эффективные направления и масштабы развития атомной теплофикации на основе АСММ в России

*А. С. Макарова, Т. Г. Панкрушина, А. А. Хоршев
Институт энергетических исследований РАН*

*Е. И. Шаров
ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

В последние годы наблюдается возросший интерес к технологически более простым атомным станциям малой мощности (АСММ) — во всех ведущих в области атомной энергетики странах разрабатывается более десятка проектов подобных электростанций с применением различных типов реакторов. Рост внимания к АСММ объясняется их заявляемой повышенной безопасностью, модульным принципом сооружения, возможностью размещения в относительной близости к крупным населенным пунктам и промышленным центрам. Ведутся подобные работы и в России. Однако до последнего времени практически отсутствовали исследования, позволяющие оценить конкурентоспособность АСММ и атомной теплофикации на их основе (АТЭЦ) по сравнению с другими источниками энергоснабжения.

В Институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН развернуты активные работы по оценке эффективности развития теплофикации [1—3], прежде всего с использованием газовых технологий. Разработанный в рамках этих работ методический подход был с успехом применен в 2012—2013 гг. в рамках работы с ОАО «Концерн Росэнергоатом» и для оценки эффективности развития атомной теплофикации на долгосрочную перспективу. К основным особенностям этого подхода можно отнести:

- применимость только на предпроектной стадии оценки эффективности комбинированной и раздельной схемы энергоснабжения, когда отсутствует информация о перспективном росте потребности в тепле и электроэнергии конкретных городов и о технико-экономических показателях конкретных источников их энергоснабжения;
- первоочередное исследование перспектив развития теплофикации для обеспечения растущего спроса коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг городов, что объясняется четко прослеживаемой в последние годы тенденцией их преимущественного роста (от 50% в 2000 г. до 56% в 2010 г.) при снижении теплопотребления остальных секторов народного хозяйства, в первую очередь промышленности;

- использование двухэтапного подхода к определению эффективности теплофикации: на первом этапе — только как локального источника тепла, а на втором этапе формируется комплексная оценка эффективности и масштабов развития теплофикации с учетом всех функций этого комбинированного источника энергоснабжения;
- неизбежность типизации всего огромного множества городов ЭЭС России, а также большого числа разнообразных источников их централизованного теплоснабжения.

Для оценки эффективности развития АТЭЦ и возможных областей их применения в России в первую очередь требуется оценить сравнительную эффективность производства электроэнергии и тепла на базе атомных и тепловых электростанций всех типов. Был проанализирован достаточно широкий набор ТЭЦ и АТЭЦ с различным оборудованием и разной мощности — от нескольких до сотен мегаватт.

Главным препятствием для выполнения подобного исследования явилось практически полное отсутствие информации о технико-экономических показателях (прежде всего об удельных капиталовложениях в их сооружение) АСММ и АТЭЦ на их основе (не только отечественных, но и зарубежных). На основе информации ОАО «Концерн Росэнергоатом» и организаций-разработчиков, а также с использованием ряда зарубежных источников в работе сформирована система укрупненных технико-экономических показателей (в первую очередь стоимостных) разных типов АТЭЦ с энергоблоками различной единичной мощности. Наряду с этим ИНЭИ РАН совместно со специалистами проектных организаций регулярно формирует и актуализирует укрупненные технико-экономические показатели альтернативных типов тепловых электростанций на газе и угле (в том числе ТЭЦ).

Определяющую роль в этой работе играют принятые соотношения между сопоставимыми стоимостными показателями сравниваемых типов электростанций. Как видно из рис. 1, даже по оптимистичным оценкам удельные капиталовложения во все типы АТЭЦ в 2,5—4,5 раза превосходят показатели ТЭЦ схожей мощности. При этом особо следует отметить практическое отсутствие эффекта масштаба у ТЭЦ на органическом топливе.

Для определения эффективности раздельной схемы энергоснабжения, являющейся альтернативой АТЭЦ или ТЭЦ, также необходима информация о технико-экономических показателях крупных конденсационных электростанций и районных отопительных котельных с водогрейными котлами раз-

ной производительности. Также как и по ТЭЦ и АТЭЦ, эти показатели рассматриваются в достаточно широком диапазоне.

Специфика АТЭЦ и ТЭЦ на органическом топливе как источников комбинированного производства электроэнергии и тепла, а также необходимость сопоставления их эффективности с отдельной схемой энергоснабжения (теплом от котельных и электроэнергией от крупных конденсационных электростанций (КЭС) или АЭС) вынуждают наряду с прогнозированием технико-экономических (в том числе стоимостных) показателей всех типов генерирующих источников формировать также и укрупненные стоимостные показатели тепловых и электрических сетей.

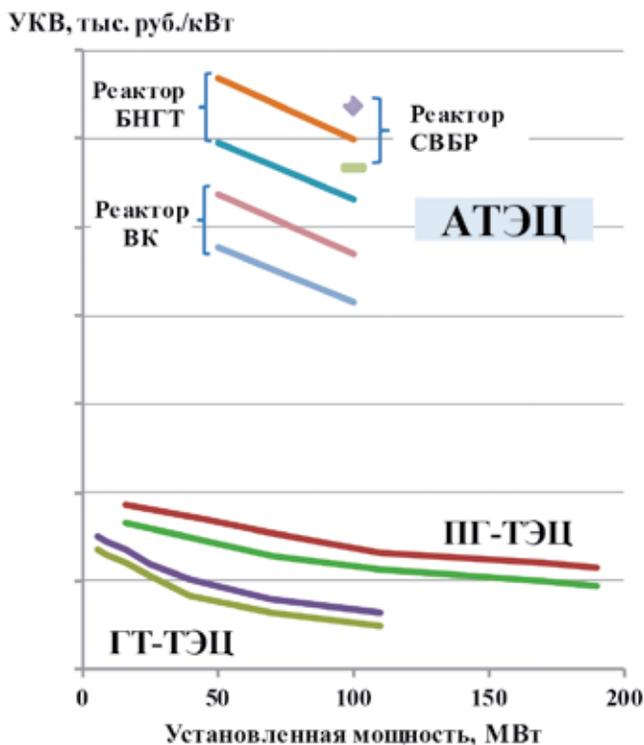


Рис. 1. Зависимость удельных капиталовложений (УКВ) в АТЭЦ и ТЭЦ от установленной мощности блока

При этом, как показали предыдущие исследования, особенно значимое влияние на эффективность теплофикации может оказать учет затрат на тепловые сети. Для унификации возможных схем тепловых сетей в ИНЭИ РАН предложен подход, позволяющий рассматривать их в тесной увязке с тепловой и электрической мощностью генерирующих источников, как ТЭЦ и котельных, так и АТЭЦ (более подробно см. [4]). В соответствии с этим подходом предложены унифицированные схемы тепловых сетей для средних и крупных ТЭЦ на органическом топливе, а также районных котельных, эквивалентных по мощности средним ТЭЦ, которые в принципе применимы и для АТЭЦ. Однако с учетом необходимости обеспечения радиационной безопасности населения независимо от величины установленной мощности АТЭЦ ее размещение возможно только на удалении не менее 5 км от границы проектной застройки городов, что приводит к некоторому (на 3—10% УКВ в АТЭЦ) увеличению затрат на транспорт тепла от АТЭЦ по сравнению с ТЭЦ на органическом топливе.

Очевидно, что достаточно высокие удельные капиталовложения в АТЭЦ и их увеличение из-за необходимости сооружения дополнительных тепловых сетей с ростом потерь тепла в них, безусловно, в еще большей степени снижают конкурентоспособность АТЭЦ по сравнению с ТЭЦ на органическом топливе или с районными котельными, расположенными в непосредственной близости от потребителя.

Формирование подобной системы сопоставимых показателей разных типов электростанций позволяет создать базу не только для адекватной оценки сравнительной эффективности всего множества АТЭЦ с реакторами разного типа и единичной мощности, но и для определения их предпочтительности относительно ТЭЦ и котельных на органическом топливе с разными типами и разной единичной мощностью их основного оборудования.

Поскольку главной целью данной работы является оценка эффективности атомной теплофикации, основным признаком типизации сравниваемых генерирующих источников служит установленная тепловая мощность двухблочной АТЭЦ (при $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$). В соответствии с этим все рассматриваемые атомные источники тепла агрегированы в типовые группы, примерно вдвое различающиеся по тепловой мощности (табл. 1).

Необходимость обеспечения равного энергетического эффекта по отпуску тепла для всех схем энергоснабжения, сравниваемых по критерию их общественной эффективности, обусловила выбор ТЭЦ и котельных на органическом топливе, эквивалентных по тепловой мощности перечисленным выше группам АТЭЦ (правый столбец в табл. 1).

Таблица 1. Эквивалентные сочетания двухблочных ТЭЦ и АТЭЦ (при $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$)

Группа	Тепловая мощность АТЭЦ (прирост тепловой нагрузки городов), Гкал/ч	Тип оборудования электростанций	
		АТЭЦ	ТЭЦ на органическом топливе
0	Менее 86	—	ГТУ-6, ПГУ-16
I	86—162 *	НИКА, БНГТ-50, СВБР-100	ГТУ-9, ГТУ-16, ГТУ-25, ПГУ-46
II	163—300	НИКА, БНГТ-50, СВБР-100, ВК-50	ГТУ-25, ГТУ-40, ПГУ-70, ПГУ-110
III	300—720	ВК-50, БНГТ-100	ГТУ-40, ГТУ-70, ПГУ-110, ПГУ-170, ПГУ-190, Т-115-130
IV	720—1400	ВК-100	ГТУ-110, ПГУ-220, ПГУ-320, Т-115-130

* Тепло отпускается лишь от одного энергоблока АТЭЦ, а электроэнергия — от двух.

Кроме того, и в качестве основного признака типизации всего множества рассматриваемых в работе городов был использован эквивалент тепловой мощности рассматриваемых источников теплоснабжения — прирост тепловой нагрузки коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг городов за рассматриваемый период.

Для определения потенциально возможной области использования АТЭЦ малой и средней мощности в первую очередь требуется оценить на предстоящее двадцатилетие (до 2030 г.) возможные масштабы прироста тепловой нагрузки коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг городов с населением свыше 100 тыс. человек в основных энергообъединениях ЕЭС России.

Оценка величины прироста тепловых нагрузок коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг любого города на перспективу очень сложна, особенно учитывая отсутствие их тепловых балансов даже в ретроспективе. В связи с этим прогнозные значения прироста тепловой нагрузки городов приближенно оцениваются по следующему алгоритму:

- прогнозируется динамика численности населения и его обеспеченности общей жилой площадью до конца рассматриваемого периода (до 2030 г.), на основе которых определяется суммарный фонд общей жилой площади;

- исходя из этого, а также из прогноза динамики удельного расхода тепла на нужды коммунально-бытового хозяйства оценивается перспективная тепловая нагрузка;
- определяется прирост тепловой нагрузки коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг, интерпретируемого как тепловая нагрузка нового фонда общей жилой площади рассматриваемых городов в период до 2030 г.; очевидно, что использование АТЭЦ и новых ТЭЦ в первую очередь должно быть ориентировано именно на обеспечение этого прироста.

Как видно из рис. 2, выполненный прогноз приростов тепловой нагрузки городов ЕЭС России показал, что из 124 городов с населением свыше 100 тыс. человек лишь в 109 прирост тепловой нагрузки до 2030 г. превысит 86 Гкал/ч и в них потенциально возможно размещения АТЭЦ. При этом суммарный прирост нагрузки таких городов в ЕЭС России к 2030 г. составит более 23 тыс. Гкал/ч. Из дальнейшего рассмотрения были также исключены Москва и Санкт-Петербург с приростом нагрузки более 1400 Гкал/ч, где рассмотрение развития АТЭЦ представляется нецелесообразным.

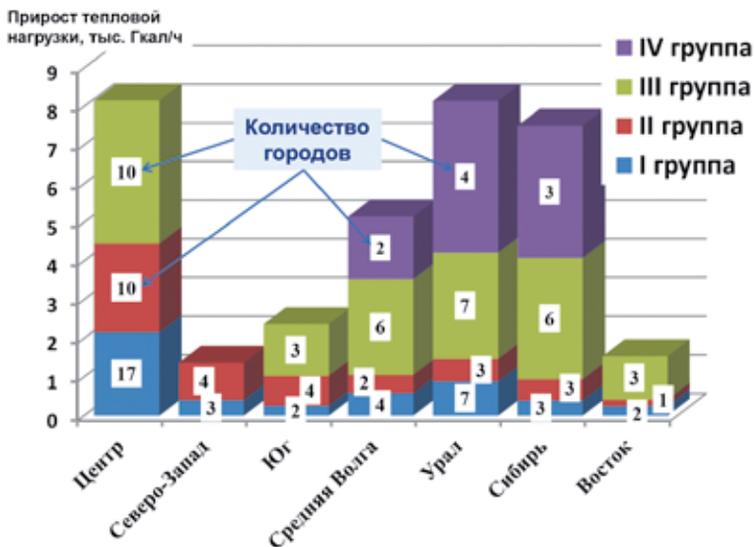


Рис. 2. Структура городов, в которых потенциально возможно размещение АТЭЦ

Из-за большой неопределенности прогноза прироста тепловой нагрузки рассматриваемых городов и условности принятого деления источников теплоснабжения на группы по тепловой мощности оценка сравнительной эф-

фективности разных схем энергоснабжения была выполнена только для отдельных городов-представителей в каждой объединенной энергетической системе (ОЭС), число которых сравнительно невелико (28 вместо 109). Так, в ОЭС Центра вместо 37 городов были рассмотрены лишь 4 города-представителя — по одному в каждой из типовых групп: Орехово-Зуево, Владимир, Белгород и Липецк.

При этом оценка сравнительной эффективности выполнялась по критерию общественной эффективности — суммарным дисконтированным затратам на обеспечение потребности в тепле и электроэнергии каждого города-представителя. Принципиально важным условием сопоставимости сравниваемых схем энергоснабжения является обеспечение ими равного энергетического эффекта как по отпуску тепла, так и по отпуску электроэнергии.

Для каждого города-представителя при заданной динамике прироста их тепловой нагрузки оценивалось влияние следующих основных факторов:

- нормы дисконта, рассмотренной в диапазоне 5—10%;
- удельного электропотребления в диапазоне 2400—10 000 кВт·ч/год·чел.;
- типа замыкающей электростанции: АЭС, парогазовая электростанция или (в некоторых ОЭС) угольная КЭС;
- технико-экономических показателей (прежде всего удельных капиталовложений) всех рассматриваемых источников энергоснабжения и цен топлива.

Одним из главных назначений первого этапа исследования является оценка предельной величины удельных капиталовложений в сооружение АТЭС в различных районах страны, обеспечивающей их равную эффективность с альтернативными технологиями энергоснабжения на органическом топливе. Проведенный анализ показал, что для достижения данного условия в зависимости от типа реактора и района размещения значения УКВ АТЭС должны быть значительно ниже (как минимум на 20—30%) заявляемых организациями-разработчиками, особенно в условиях высокой стоимости капитала (т. е. при норме дисконта 10% и более).

Многовариантные расчеты эффективности сравниваемых схем энергоснабжения городов-представителей каждого типа с населением свыше 100 тыс. человек при варьировании основных технико-экономических показателей генерирующих источников и цен топлива позволили получить достаточно устойчивые выводы об экономически оправданных областях применения

АТЭЦ с энергоблоками малой мощности в период до 2030 г. и на этой основе существенно сократить эффективную область использования таких АТЭЦ в рассматриваемых энергообъединениях ЕЭС России:

А. Ни в одной ОЭС рассмотрение комбинированной схемы энергоснабжения с АТЭЦ в городах I группы (с приростом тепловой нагрузки к 2030 г. менее 162 Гкал/ч) нецелесообразно, в связи с чем она исключена из дальнейшего рассмотрения при определении масштабов развития на втором, системном этапе исследования.

Б. При наиболее стабильных, но маловероятных условиях экономического развития страны при минимальной норме дисконта (5%) в большинстве ситуаций (за исключением районов добычи газа или при его относительно невысокой цене) АТЭЦ могут оказаться эффективными в городах всех групп кроме I.

В. При достаточно высокой степени риска (т. е. при норме дисконта 8% и более) развитие АТЭЦ целесообразно только в городах III и IV групп, отличающихся значительной потребностью в новой тепловой мощности.

Вместе с тем первый этап исследования позволил лишь предварительно оценить условия эффективного применения АТЭЦ в различных регионах, но не позволил оценить их оптимальные масштабы в меняющихся условиях. Эта задача была решена на втором этапе в рамках системного исследования эффективности атомной теплофикации с использованием оптимизационной модели развития электроэнергетики и теплоснабжения в рамках ТЭК (EPOS) [5], в которой существенно развит блок теплоснабжения, где для каждого субъекта Федерации балансируется теплоснабжение нескольких групп типовых городов и производство тепла разными типами генерирующих источников (ТЭЦ, АТЭЦ, котельные) при их дифференциации по мощности, типу оборудования и виду топлива.

Критерием оптимальности в модели служит минимум полных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат электроэнергетики и топливных отраслей за весь рассматриваемый период, отражающий общественную эффективность развития электроэнергетики и теплоснабжения в рамках ТЭК страны.

В отличие от предыдущего этапа исследования, позволяющего учитывать влияние преимущественно локальных (в том числе климатических) факторов, воздействующих на эффективность той или иной схемы энергоснабжения рассматриваемого множества типовых городов, второй этап исследования предназначен в основном для учета системных факторов, также сильно

влияющих на эффективность разных схем энергоснабжения (в том числе схем, базирующихся на АТЭЦ). При всем разнообразии системных факторов следует выделить, во-первых, внутренние технологические факторы, определяемые спецификой ЕЭС России как технической системы, призванной надежно обеспечивать единый график электрической нагрузки всех потребителей в зоне централизованного электроснабжения, во-вторых, факторы, определяемые разными темпами освоения новых технологий в течение рассматриваемого периода, в-третьих, факторы, учитывающие основные особенности развития и функционирования тепловых электростанций как потребителей органического топлива, определяющих объемы и цены поставки разных видов топлива (в первую очередь природного газа) в каждый регион, в-четвертых, факторы, связанные со спецификой ТЭЦ и АТЭЦ, участвующих не только в обеспечении региональных балансов топлива и централизованно производимого тепла, но и в балансах мощности и электроэнергии соответствующих ОЭС, в-пятых, факторы, учитывающие различные темпы роста электро- и теплопотребления городов каждой ОЭС.

Очевидная сложность используемых методических подходов и связанная с этим необходимость подготовки огромного массива исходных показателей чрезвычайно затрудняют проведение системного исследования условий развития электроэнергетики (включая атомную) в период до 2030 г. Этим обусловлен ряд допущений, принятых при выполнении системного исследования в данной работе:

- исследование выполнено при уровне энергопотребления, соответствующем базовому сценарию генсхемы;
- вводы и демонтажи генерирующих мощностей до 2018 г. фиксированы в соответствии с предложениями «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2012—2018 годы», вследствие чего лишь после 2018 г. появляется реальное поле для оптимизации ввода мощностей электростанций;
- достаточно подробная дифференциация по группам городов выполнена только для прироста теплопотребления их коммунально-бытового хозяйства и сферы услуг;
- при этом размер прироста теплопотребления оценен не за весь период (2011—2030 гг.), а только за последнее десятилетие (2021—2030 гг.), поскольку освоение технологий АТЭЦ в ЕЭС России представляется достижимым только за пределами 2020 г.

Многовариантное исследование масштабов развития АЭС и АТЭЦ в период до 2030 г. с помощью оптимизационной модели позволило дать комплексную оценку влияния на них разных сочетаний основных факторов и тем самым подтвердить или опровергнуть более частные выводы первого этапа данной работы об областях эффективного использования атомной теплофикации в различных энергообъединениях ЕЭС России.

Главная же цель этого многовариантного исследования состоит в возможности достаточно адекватного представления всей оптимальной области развития АЭС и АТЭЦ при варьировании множества влияющих факторов (в том числе и слабо формализуемых). На основе ее анализа удастся выделить относительно узкое ядро наиболее вероятных решений о масштабах развития АТЭЦ, которое достаточно устойчиво к изменению большого числа сочетаний влияющих факторов. В свою очередь, это ядро оптимальных решений в дальнейшем служит основой для дальнейшего сужения множества оптимальных вариантов развития и размещения по ОЭС АТЭЦ в период до 2030 г. Так же, как и на первом этапе исследования, при многовариантных оптимизационных расчетах на втором этапе к основным внешним факторам, влияющим на эффективность развития АЭС и АТЭЦ, отнесены: 1) норма дисконта; 2) цены топлива (в первую очередь газа); 3) соотношение стоимостных показателей альтернативных типов электростанций. Кроме того, в качестве одного из наиболее важных внешних факторов здесь дополнительно рассмотрена плата за выбросы парниковых газов.

Из рис. 3 следует, что масштабы развития теплофикационных мощностей в целом по ЕЭС России сильно зависят от *нормы дисконта* при отсутствии платы за выбросы CO_2 или ее минимальном значении (5 долл./т CO_2), повышаясь с ее ростом. При увеличении же этой платы до 15 долл./т CO_2 влияние нормы дисконта на масштабы развития теплофикации нивелируется. Кроме того, следует отметить, что масштабы развития теплофикации при норме дисконта 10% практически не зависят от наличия и величины платы за выбросы парниковых газов.

В то же время, как видно из рис. 4, норма дисконта оказывает значительное влияние на масштабы развития АТЭЦ, но в отличие от ТЭЦ на органическом топливе ее влияние противоположно. Снижение нормы дисконта с 10% до 5% приводит к увеличению оптимальной мощности АТЭЦ в 6—8 раз в зависимости от платы за выбросы CO_2 и стоимостных условий. Так, при норме дисконта 10% оптимальные масштабы развития АТЭЦ незначительны и варьируются всего лишь в диапазоне от 0,4 до 0,9 ГВт, а при норме дисконта 5% — уже от 3,0 до 5,3 ГВт.

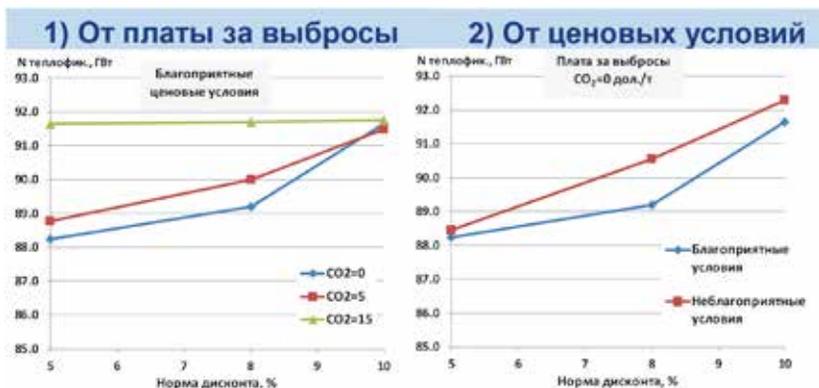


Рис. 3. Зависимость суммарной теплофикационной мощности (ТЭЦ и АТЭЦ) на уровне 2030 г. от основных влияющих факторов

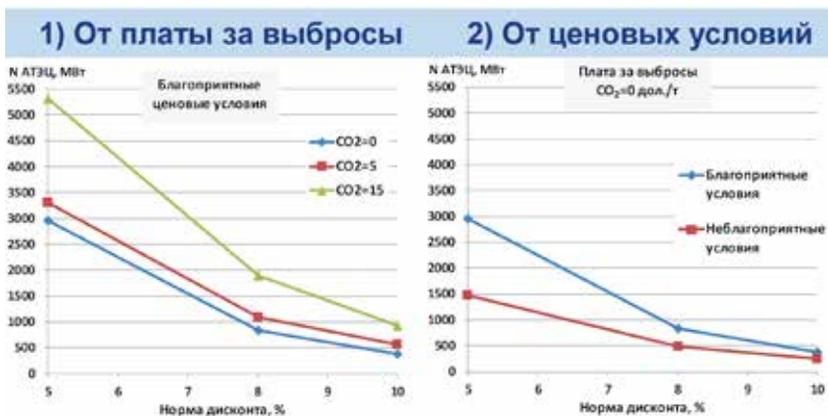


Рис. 4. Зависимость суммарной мощности АТЭЦ на уровне 2030 г. от основных влияющих факторов

Введение небольшой *платы за выбросы* CO₂ приводит лишь к незначительному увеличению мощности АТЭЦ — на 0,3 ГВт (или в 1,1 раза) при норме дисконта 5% и на 0,2 ГВт (или в 1,5 раза) при норме дисконта 10%. В то же время при росте платы за выбросы CO₂ до 15 долл./т CO₂ мощность АТЭЦ увеличивается существенно — более чем вдвое. Влияние *стоимостных условий* на мощность АТЭЦ также оказывается достаточно значимым. Переход от благоприятных стоимостных условий к неблагоприятным (при отсутствии платы за выбросы CO₂) приводит к снижению оптимальной мощности АТЭЦ на 30—50% независимо от нормы дисконта. Вследствие этого при неблаго-

приятных условиях, норме дисконта 10% и отсутствии платы за выбросы CO_2 оптимальная мощность АТЭЦ составляет всего 0,3 ГВт, что является минимальным значением из всех рассмотренных сочетаний.

Названные факторы оказывают влияние и на территориальную структуру мощности АТЭЦ. Из рис. 5 видно, что введение платы за выбросы CO_2 на уровне 15 долл./т CO_2 лишь незначительно увеличивает масштабы развития АТЭЦ в европейских ОЭС, прежде всего в ОЭС Урала. В то же время в ОЭС Сибири введение такой платы делает развитие АТЭЦ чрезвычайно эффективным даже при высокой норме дисконта 10%.

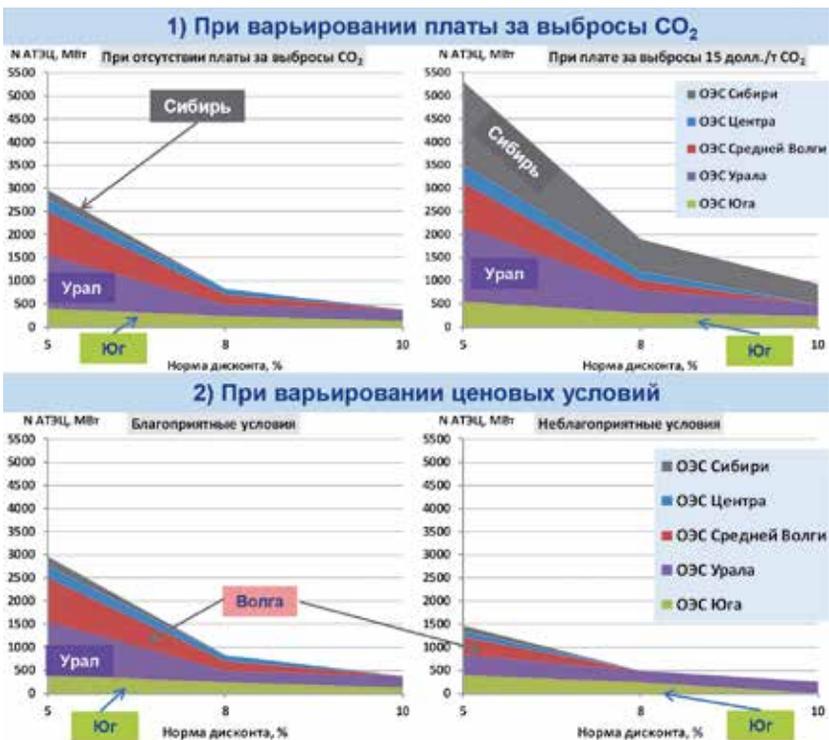


Рис. 5. Изменение территориальной структуры мощности АТЭЦ на уровне 2030 г. при варьировании основных влияющих факторов

Переход от благоприятных к неблагоприятным ценовым условиям при норме дисконта 5% и 8% не только существенно сокращает суммарную мощность АТЭЦ (см. рис. 4), но и снижает масштабы развития АТЭЦ во всех ОЭС, кроме ОЭС Юга.

Варьирование нормы дисконта приводит к радикальным изменениям территориального размещения АТЭЦ. Увеличение нормы дисконта в принятом диапазоне сокращает территориальное разнообразие районов размещения АТЭЦ. Так, при отсутствии платы за выбросы CO₂ и благоприятных стоимостных условиях увеличение нормы дисконта с 5% до 10% делает полностью неэффективным развитие АТЭЦ в ОЭС Сибири, ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. Лишь в ОЭС Урала и Юга развитие АТЭЦ оказывается достаточно устойчивым к изменению нормы дисконта в принятом диапазоне.

Эти результаты подтверждают полученный на первом этапе исследования вывод о значительном расширении области эффективного применения АТЭЦ по мере снижения нормы дисконта. Иными словами, лишь обеспечение низкой стоимости капитала (нормы дисконта) на уровне 5% делает эффективным развитие АТЭЦ в достаточно значительном масштабе в большинстве европейских ОЭС. Очевидно, что достижение столь низкой стоимости капитала невозможно без активного участия государства, возможно за счет привлечения средств государственного бюджета для строительства АТЭЦ — напрямую или, например, в виде льготных условий кредитования.

Интересным представляется анализ не только масштабов развития АТЭЦ, но и их роли в обеспечении прироста потребления тепла в период 2021—2030 гг. Из рис. 6 видно, что в целом по ЕЭС России доля АТЭЦ даже при самых благоприятных условиях не превысит 12%. Относительно невелика и доля всех ТЭЦ (не более 26%) при любом сочетании варьируемых исходных условий.

Несколько лучше ситуация в европейской части страны, где доля всех ТЭЦ в обеспечении прироста потребности в тепле может достигать 38%. Наиболее оптимистичное с точки зрения развития теплофикации положение складывается в ОЭС Юга, где доля АТЭЦ в обеспечении прироста потребления тепла может достигать 20%, а доля всех ТЭЦ — 65%. Это объясняется острым дефицитом мощности в данной ОЭС, особенно в ее южной части.

Такие тенденции связаны с высокой долей в приросте потребления тепла городов с населением менее 100 тыс. человек (рис. 7), где развитие традиционной теплофикации оказывается неэффективным почти всегда. Кроме того, как показал первый этап исследования, эффективное развитие АТЭЦ устойчиво возможно лишь в городах II—IV групп, на долю которых приходится всего около 23% прироста потребления тепла за 2021—2030 гг.

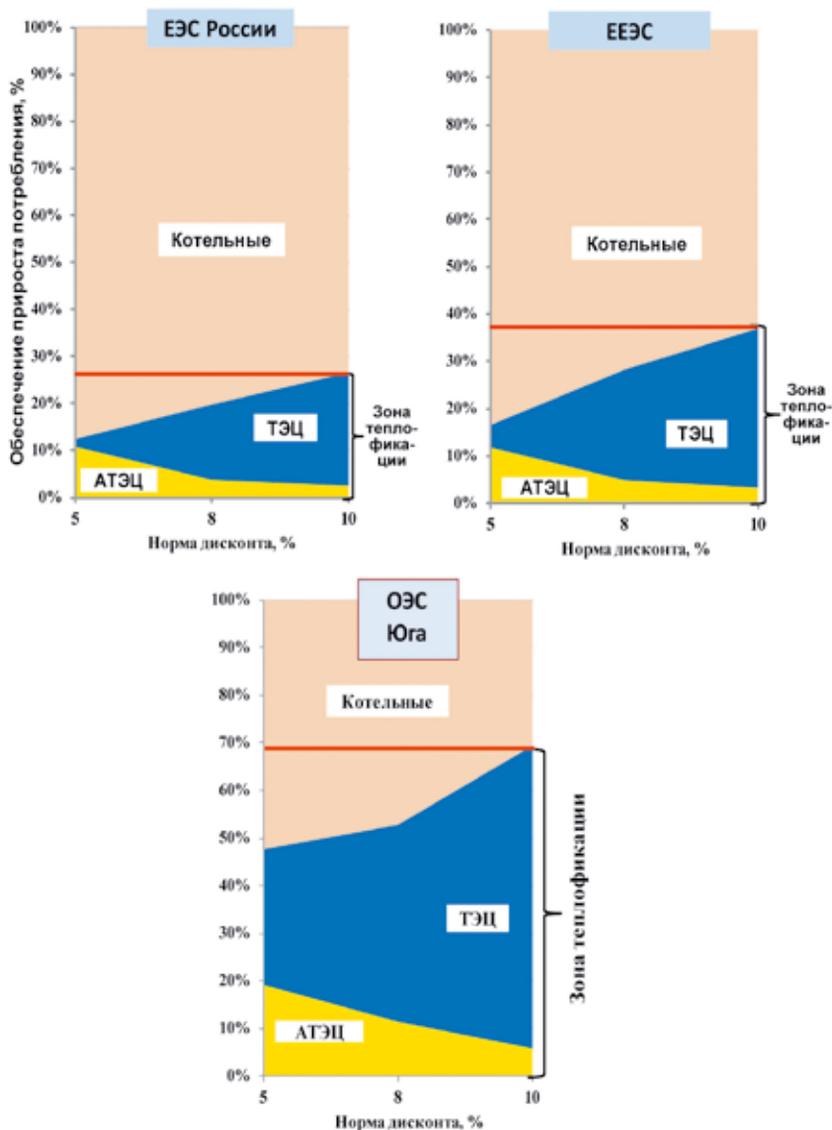


Рис. 6. Структура обеспечения прироста потребления тепла за 2021—2030 гг.



Рис. 7. Структура суммарного прироста потребления тепла городами за период 2021—2030 гг.

Подводя итог, можно сделать следующие основные выводы, полученные в ходе исследования эффективных направлений и масштабов развития атомной теплофикации в России:

1. Оцененный предельный уровень УКВ в АТЭЦ для типовых городов в различных ОЭС свидетельствует о необходимости значительного (20—60%) сокращения принятых значений УКВ.
2. Выполненное с учетом принятых в работе допущений исследование области эффективного развития АТЭЦ в 2021—2030 гг. показывает, что масштабы их развития очень изменчивы и чувствительны не только к изменению практически всех внешних факторов (нормы дисконта, платы за выбросы CO_2 , стоимостных условий, темпов роста теплоснабжения), но и к изменению технической политики в атомной энергетике, в частности, к возможности внедрения атомных энергоблоков средней мощности. Более того, необходимость учета возможностей атомного энергомашиностроения и строительства крупных атомных электростанций в период до 2030 г. также сильно влияет на оптимальные масштабы развития АТЭЦ и их территориальное размещение. Столь высокая чувствительность масштабов развития АТЭЦ к варьированию большинства основных влияющих факторов сильно затрудняет выбор устойчивого ядра решений по их развитию. Кроме того, в ходе исследования определена замыкающая роль АТЭЦ в балансе как тепла, так и электроэнергии в большинстве ситуаций.

3. Выявлено несоответствие единичной мощности рассмотренных АТЭЦ приросту тепловых нагрузок (за 2021—2030 гг.), что приводит к:

- значительному сокращению потенциала их возможного применения;
- практической невозможности их применения в изолированных энерго-районах;
- применимости блоков мощностью более 100 МВт только в крупнейших (более 1 млн человек) или средних (300—500 тыс. человек) городах с учетом замещения действующих ТЭЦ.

Все это свидетельствует о целесообразности разработки АТЭЦ меньшей единичной мощности (10—30 МВт).

4. Несмотря на крайнюю неустойчивость получаемых решений, наиболее эффективным использование АТЭЦ оказывается для энергоснабжения крупных городов с населением более 500 тыс. человек, прежде всего в ОЭС Урала, Юга и Средней Волги. В случае введения платы за выбросы CO₂ эта область может быть расширена и на ОЭС Сибири.

5. Требуется дополнительной проработки возможность поставки высокопотенциального тепла от АТЭЦ на промышленные предприятия, что могло бы в некоторой мере расширить сферу их эффективного применения.

6. Вследствие всего изложенного и учитывая весьма спорный подход к оценке исходных технико-экономических показателей рассматриваемых в работе типов АТЭЦ на данном этапе их разработки представляется целесообразным ориентироваться лишь на небольшие масштабы развития АТЭЦ (не более 0,3—0,5 ГВт) в период до 2030 г.

Литература

1. Волкова Е. А., Макарова А. С., Хоршев А. А. и др. Исследование эффективности развития теплофикации в России // Известия РАН. Сер. Энергетика. — 2010. — № 4. — С. 95—110.
2. Макарова А. С., Хоршев А. А., Урванцева Л. В., Ерохина И. В. Комплексное исследование эффективности и масштабов развития теплофикации // Электр. станции. — 2010. — № 8. — С. 7—14.
3. Волкова Е. А., Панкрушина Т. Г., Шульгина В. С. Эффективность не крупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения // Электр. станции. — 2010. — № 7. — С. 2—10.

4. *Волкова Е. А., Макарова А. С., Панкрушина Т. Г., Хоршев А. А. и др.* Эффективность и перспективы развития теплофикации в современных экономических условиях // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». Сто восьмое заседание от 24 февраля 2010 г. — М.: Ин-т народнохоз. прогнозирования РАН, 2010.
5. *Веселов Ф. В., Волкова Е. А., Курилов А. Е. и др.* Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики // Известия РАН. Сер. Энергетика. — 2010. — № 4. — С. 82—94.

Анализ условий масштабного, экономически и коммерчески эффективного внедрения когенерационных атомных энергоисточников в региональную энергетику

*Ю. Н. Кузнецов, К. Э. Колесников
ОАО «НИКИЭТ им. Н. А. Доллежаля»*

По решению руководства отрасли в рамках «Отраслевой программы технико-экономических и маркетинговых исследований, проектных и конструкторских разработок по направлению “Использование атомных энергоисточников для теплофикации (АТЭЦ)”» специалисты ведущих организаций отрасли, Российской академии наук (Институт энергетических исследований РАН, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН) и энергетики (ВНИПИэнергопром, «Российское теплоснабжение», Всероссийский теплотехнический институт) при головной роли НИКИЭТ выполнили комплекс исследований, охватывающих методологические, технические, экономические, социальные, правовые, коммерческие и экологические вопросы, характеризующие перспективность, возможные масштабы и условия внедрения атомных когенерационных энергоисточников в самый большой сектор отечественной энергетики — региональную когенерационную энергетику.

Установлено, что атомная теплофикация на базе специально разработанных атомных когенерационных энергоблоков может обеспечить:

1. *Кардинальное расширение сферы применения атомных энергоисточников.* Сектор региональной когенерационной энергетики в настоящее время и в перспективе является самым большим, высоко социально значимым и развивающимся сектором Единой энергетической системы (ЕЭС) России (увеличение установленной электрической мощности с 85,5 млн кВт в 2008 г. до 106—112 млн кВт в 2030 г.). С учетом замещения изношенных мощностей ТЭЦ требуется ввод новых мощностей к 2030 г. порядка 107 млн кВт («Энергетическая стратегия России на период до 2030 года»), а также инвестиции до 215 млрд долл.

Емкость рынка замещения в секторе региональной когенерационной энергетики ЕЭС России оценивается в 60—65 ГВт(э).

В этой связи особую важность приобретает инновационный подход к развитию региональной энергетики на основе высокоэффективных, экологически чистых, неуглеродных когенерационных технологий с использованием атомных энергоисточников.

Емкость представительной части (14 городов в различных регионах) рынка замещения в секторе региональной когенерационной энергетики ЕЭС России достаточна для сооружения в близкой и средней перспективе более 38 базовых атомных теплофикационных энергоблоков, имеющих установленную электрическую мощность 250 МВт(э), а в теплофикационном режиме — 180 МВт(э), и мощность по выработке теплофикационного тепла 400 Гкал/ч (разработан типовая проект). К 2030 г. прогнозируется сооружение 18 атомных теплофикационных энергоблоков, а к 2040—2050 гг. — еще 20 энергоблоков.

Согласно директивным документам (в первую очередь закону «О теплоснабжении» и «Энергетической стратегии России до 2030 года») создается возможность обеспечения оптимальных и стабильных условий реализации инвестиционных проектов в сфере атомной региональной когенерационной энергетики (в том числе на основе долгосрочных соглашений об объеме и цене продукции) при государственной поддержке.

Зарубежный когенерационный рынок — рынок опреснения — это более 15 млрд долл. до 2013 г. Некоторые компании начали разработку атомных опреснительных комплексов. Отрасль имеет опыт опреснения на БН-350. Проработки показали возможность когенерации с использованием отечественных опреснителей на двухблочной базовой АТЭЦ — около 300 000 м³ в день пресной воды и 350 МВт электроэнергии. К настоящему времени интерес к этому атомному опреснительному комплексу выразили посольства Турции и Йемена.

2. *Существенное повышение экономической и коммерческой эффективности сооружения атомных энергоисточников.* Результаты анализа по методике оценки эффективности инвестиционных проектов Концерна «Росэнергоатом» и базового 2011 г. позволяют утверждать, что даже при весьма консервативном допущении относительно тарифа на тепло, а тем более при реальных значениях этого тарифа инвестиционный проект сооружения базового варианта АТЭЦ в Центральном регионе для концерна экономически и коммерчески эффективен. Период окупаемости от начала эксплуатации первого блока — приблизительно семь лет, чистый доход — свыше 460 млрд руб.

Инвестиционный проект сооружения базовой АТЭЦ уверенно конкурентоспособен по отношению к инвестиционному проекту сооружения АЭС, в частности, Нижегородской АЭС. АТЭЦ окупится на 11 лет раньше и принесет больше дохода (до двух раз). Проект АТЭЦ демонстрирует показатели инвестиционной привлекательности, сопоставимые с высокодоходными инвестиционными проектами продления эксплуатационного ресурса энергоблоков действующих АЭС.

Базовый вариант АТЭЦ экономически существенно эффективнее ТЭЦ на базе парогазовых установок (по индексу доходности дисконтированных затрат ИДДЗ — до 1,6 раза в 2020—2030 гг.) для условий Центра [1].

Экономические преимущества комбинированной схемы (АТЭЦ) существенны: суммарный доход (с учетом дисконта) при комбинированной схеме может превышать в 2—3,7 раза доход при раздельной схеме (АЭС плюс котельные) [2].

Последовательное (поточное) строительство региональных АТЭЦ позволяет создать единую мощную производственную машиностроительную базу для типового оборудования и средств автоматизации.

3. Увеличение доли атомных энергоисточников в базовой части графика нагрузок. В европейской части России базовая часть графика электронагрузок распределяется в настоящее время и в перспективе примерно следующим образом: АЭС — 25%, ТЭЦ — 50% и конденсационные электростанции (КЭС) — 25%. Расширение доли атомных энергоисточников возможно практически только за счет вхождения региональных атомных когенерационных энергоисточников (АТЭЦ) в сектор ТЭЦ за счет вытеснения ТЭЦ на органическом топливе. Вытеснение КЭС из базовой части графика нагрузок приведет к необходимости работы АЭС в маневренных режимах, что вызовет снижение коэффициента использования установленной мощности и ухудшение экономических показателей АЭС.

4. Масштабное вытеснение органического топлива. Атомная когенерационная станция, производя два вида энергопродукции — электроэнергию и тепло, вытесняет более чем на 50% больше органического топлива по сравнению с АЭС такой же электрической мощности. Для изученных регионов сооружение АТЭЦ позволит вытеснить свыше 35 млрд м³ газа в год.

Пилотный проект. В качестве первого этапа реализации масштабного внедрения атомных когенерационных энергоисточников в региональную энергетику целесообразно сооружение пилотного объекта — Архангельской

атомной теплоэлектроцентрали (АТЭЦ). Меморандум о ее строительстве подписан Минатомом России и администрацией области 30 ноября 2001 г. Для Архангельской АТЭЦ выполнен предпроектный этап, в том числе разработано обоснование инвестиций. Срок разработки проекта АТЭЦ — два года. Готовность промышленности оценивается примерно в 80%, что обусловлено базированием в основном на освоенном промышленностью оборудованием ВВЭР.

Учитывая новизну и пилотный характер Архангельской АТЭЦ, с одной стороны, и актуальность проблемы когенерации электрической и тепловой энергии на базе ядерного топлива — с другой, Минэнерго предложило включить один двухблочный модуль 2×250 МВт Архангельской АТЭЦ в раздел «Инновационное развитие и техническая политика» в составе осваиваемых демонстрационных проектов генеральной схемы (финансируемых преимущественно из бюджета).

В соответствии с утвержденной «Стратегией социально-экономического развития Архангельской области до 2030 года» для Архангельска АТЭЦ является безальтернативным энергетическим инфраструктурным энергообъектом социально-экономического возрождения дотационного субъекта Федерации. Ускорение строительства АТЭЦ диктуется необходимостью значительного увеличения грузооборота морского порта как базового для арктического снабжения всей зоны Северного морского пути. Эту функцию порт выполнял во все периоды освоения Арктики вплоть до 1990-х годов. Сейчас это становится национальной задачей в соответствии со «Стратегией развития Арктической зоны России до 2020 года» и обеспечения национальной безопасности на ближайшую перспективу.

Масштабный выход в регионы атомной когенерационной энергетики на базе специализированных атомных когенерационных энергоблоков является крупным, социально значимым инфраструктурным инновационным проектом, который кардинально расширит сферу применения атомных энергоисточников в отечественной энергетике в интересах наиболее чувствительного регионального сектора.

Будут обеспечены масштабное вытеснение органического топлива, улучшение экологии, привлечение инвестиций в промышленность и социальную сферу, что будет способствовать закреплению населения и экономическому развитию регионов Российской Федерации.

Литература

1. *Хрилев Л. С., Браилов В. П., Смирнов И. А.* Многофакторный анализ эффективности применения новых энергетических технологий в теплофикации // Теплоэнергетика. — 2011. — № 8. — Авг.
2. *Браилов В. П., Кузнецов Ю. Н., Хрилев Л. С.* Определение экономической эффективности комбинированной и раздельной схем энергоснабжения на ядерном и органическом топливе // Теплоэнергетика. — 2012. — № 12. — Дек.

Система малых АЭС для гармонизации топливно-энергетического комплекса страны. Подходы к реализации проектов

*С. А. Субботин, Т. Д. Щепетина
НИИЦ «Курчатовский институт»*

*Д. Ю. Чумак
Государственный университет управления*

Реальное внедрение атомных станций малой мощности (АСММ) в современных рыночных условиях может произойти только на реальных и масштабных проектах, в которых АСММ будут не самоцелью, а инструментом эффективного решения более глобальных инфраструктурных задач. На прошлой конференции положительный отклик получила концепция когенерационных производств, в которых за счет энергии, производимой АСММ, может быть получена полезная продукция с высокой добавленной стоимостью. Доходность такого предприятия должна оцениваться по совокупности, и есть основания полагать, что и она будет превышать доход от простого производства электроэнергии.

Анализ аспектов энергетической безопасности страны показывает наличие ряда серьезных угроз, связанных с инфраструктурными особенностями топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России [1]. Среди них высокая доля газа в электрогенерации, уязвимость газотранспортных систем, слабая возможность создания резервов и запасов газа, снижение инвестиций в ТЭК и довольно быстрое исчерпание легкодоступных и высококачественных запасов нефти наряду с отставанием прироста разведанных запасов. Падает и без того невысокий уровень нефтеотдачи, снижается обеспеченность нефтедобывающей промышленности разведанными запасами.

Совокупность таких угроз может привести со временем к необходимости значительных сдвигов в структуре привычного использования энергоресурсов, в частности, моторных топлив, которые в подавляющей массе являются производными нефти.

Эти эффекты могут быть в значительной мере смягчены или устранены при расширении сферы деятельности атомной энергетики как составной части ТЭКа. Атомная энергетика вполне может стать гармонизатором топливно-энергетических структурных изменений через расширенное внедрение АСММ в сферы энергообеспечения смежных отраслей — добывающих и перерабатывающих углеводороды.

Топливо-энергетический комплекс — системообразующий базис для экономики любой страны и мира. Поэтому решающим фактором здесь должна быть вовсе не прибыль с добычи и продажи ресурсов, поскольку история развития экономики показывает, что богатеют не те, кто добывает ресурсы, а те, кто эффективно их использует. Рачительное хозяйствование — это использование ресурсов согласно их уникальным свойствам: газа, нефти — как сырья для органического синтеза, урана — исключительно как энергоресурса (топлива).

Роль атомной энергетики как гармонизатора ТЭКа заключается в первую очередь в замещении газа в электрогенерации и в использовании его на собственные технологические нужды отрасли (для энергообеспечения перекачки и сжижения), а также в принципиальном расширении ресурсной базы углеводородного сырья за счет вовлечения в хозяйственный оборот огромных запасов тяжелых нефтей.

Многопродуктовость системы АСММ в первую очередь ассоциируется с их неэлектрическим применением в составе атомных энерготехнологических комбинатов (АЭТК). Карта энерготехнологических применений АСММ обычно представляется следующей:

- газификация угля;
- горячая вода (пар) для глубокого извлечения углеводородного сырья (УВС);
- водород плюс переработка неконвенционных нефтей в жидкое моторное топливо (ЖМТ);
- производство синтетических моторных топлив;
- экономия газа на собственные технологические нужды (перекачка — 10—15%, сжижение — 25—30%);
- высокотемпературный сегмент технологий;
- глубокая переработка полезных ископаемых;
- получение пресной воды;
- производство сельхозпродуктов в условиях искусственного климата.

В данной работе сосредоточимся на одном технологическом аспекте — применении АСММ для расширения сырьевой базы при максимальном сохранении и использовании сложившихся глобальных инфраструктур — добычи УВС и использования нефтепродуктов. Здесь открывается актуальная и инновационная бизнес-ниша для практической реализации АСММ как ведущей силы гармонизации ТЭКа — через техногенный водородный цикл

прийти к его сбалансированности, где каждый энергоресурс помогает друг другу в повышении качества использования и системной эффективности всего ТЭКа.

Уникальность использования нефтепродуктов на транспорте, т. е. в мобильной энергетике, создала большую потребительскую ренту этому ресурсу по отношению ко всем остальным энергоносителям. И за многие десятилетия ЖМТ стали системообразующим элементом для глобальной транспортной инфраструктуры.

Однако закончилось время простых решений, мы постепенно подходим к границе смены технологических укладов, основанных на использовании доступных ресурсов нефти. Если в 1950 г. на добычу 200 баррелей нефти тратили 1 баррель, в 2008 г. 1 баррель тратили на добычу 5 баррелей нефти, то нефтяники говорят, что теперь 1 баррель тратим, чтобы добыть 2 барреля нефти.

С другой стороны, на высоких государственных уровнях разных стран в последнее время декларируются в качестве перспективы «водородная энергетика», «водородная экономика», «водородная цивилизация». Как важнейший вариант решения экологических проблем предлагается «энергоэкологическая революция» на основе применения водорода. Кроме задачи снижения выбросов «водородный вектор» нацелен на сохранение природных ресурсов нефти и газа для будущих поколений как ценного сырья для производства пластмасс и другой химической продукции, а также топлива для транспортных средств.

Связующим звеном этих разных тенденций в ТЭКе может стать атомная энергетика в виде АСММ.

Следует напомнить о значении инфраструктуры, традиций и привычки. Любая инфраструктура (транспортная, промышленная, институциональная и т. п.) — это складывающийся десятилетиями и обладающий высокой инерционностью продукт. Существующая в мире транспортная инфраструктура основана на использовании нефтепродуктов — углеводородных жидких моторных топлив (бензина, керосина, дизеля), удобных, технологичных и уже привычных. Их относительно легко получать, хранить и транспортировать. Любые изменения инфраструктуры связаны с большими материальными и моральными издержками — ломкой традиций.

Но «ничто не вечно...», и надвигается эра тяжелой нефти, тяжелой и по удельной массе, и по способам добычи.

Консолидация усилий атомной и нефтяной отраслей может дать ощутимый синергетический эффект как на уровне всего ТЭКа, так и в социально-экономических сферах. Атомная энергетика в общей стратегии ТЭК — это не альтернатива и не конкурент, а потенциал сохранения эффективности нефтегазового комплекса на долгие годы, способный повысить надежность и безопасность энергоснабжения. Она становится «источником источника» энергии и других ресурсов.

Для России разработка месторождений тяжелых и вязких нефтей становится все более актуальной. Извлекаемость нефти в виде легких фракций в нашей стране составляет 30—35%, поэтому при сокращении отдачи встает вопрос либо прекращения добычи и ликвидации созданной вокруг месторождения производственной, транспортной и социально-бытовой инфраструктуры, либо перехода на добычу оставшихся тяжелых фракций с помощью других методов. Как правило, затраты на добычу возрастают в три-четыре раза.

Следует подчеркнуть, что продление жизни месторождений с падающей добычей, в недрах которых остается еще 65—70% УВС, по принципу организации на них атомных энерготехнологических комплексов является актуальной задачей социально-экономического и энергоресурсного плана. Это обусловлено еще и тем, что разведка и освоение новых месторождений связаны с огромными затратами. По информации [6] капиталоемкость освоения Штокмановского месторождения оценивается в 22 млрд долл., что в полтора раза превышает первоначальные оценки и стало причиной торможения освоения. Такие затраты не всегда по силам частным компаниям, поэтому расширение ресурсной базы УВС становится также и государственной задачей по обеспечению энергетической безопасности и выполнению долгосрочных экспортных обязательств.

К числу наиболее прогрессивных и энергетически целесообразных способов разработки месторождений тяжелых и вязких нефтей следует отнести использование атомной энергии для энергообеспечения процессов добычи и первичной или глубокой переработки тяжелых нефтей для обеспечения их транспортировки по обычным трубопроводным и продуктопроводным системам. Все более актуальным становится применение тепловых методов воздействия на пласты для извлечения сверхвязких нефтей, поскольку трудноизвлекаемые запасы тяжелой нефти по стране составляют порядка 10,5 млрд т.

Для этого применяется закачивание в пласты водяного пара. Если, например, для выработки пара необходимы парогенераторы производительностью 10—50 т пара в час при давлении 2,5—5,0 МПа [4], то эквивалентная мощность реакторной установки составит около 25 МВт. Это «средний» уровень мощностей из разряда реакторов малой мощности. Параметры пара практически совпадают с показателями современных хорошо освоенных реакторных установок водо-водяного типа. Помимо технологических процессов АСММ будет снабжать электрической и тепловой энергией жилой поселок и других промышленных потребителей.

Следует особо подчеркнуть, что при организации АЭТК на истощающихся месторождениях сохраняется и продолжает использоваться производственная и бытовая инфраструктура, имеющиеся дороги и трубопроводы, работа месторождения продолжается, снимается угроза социальной напряженности.

Примечателен и тот факт, что добытую тепловыми методами тяжелую нефть невозможно транспортировать к местам централизованной переработки обычными способами по трубопроводам, поэтому организация на местах добычи АЭТК по первичной или глубокой переработке нефти на основе тепловой и электрической энергии от АСММ становится просто неизбежным.

Существует множество методов переработки тяжелой нефти — при высоких и средних температурах, с подводом водорода и без него, с катализаторами различных типов. В тяжелой нефти отношение водорода к углероду составляет около 0,8. В процессе переработки к нефти определенными способами следует добавить водород для увеличения этого коэффициента до 1,5—2. Например, формула синтетической нефти имеет вид $C_nH_{1,5-2,0n}$, а формула качественного бензина эквивалентируется как C_8H_{18} , где этот коэффициент составляет 2,25. Таким образом, для перевода тяжелой нефти в более легкие фракции на 1 т сырья следует добавить от 70 до 90 кг водорода при соответствующих технологиях.

Суть облагораживания тяжелой нефти заключается в том, что длинные углеводородные молекулы разбиваются на части с помощью пучка электронов из ускорителя. На образовавшиеся свободные валентные связи углерода сажаются атомы водорода, превращая тем самым асфальтоподобные УВС в жидкую синтетическую нефть как смесь легких углеводородов. Это один из перспективных методов, разрабатываемый в Новосибирске и Иркутске, — метод радиационно-термического крекинга.

Для решения таких задач на первых порах вполне подойдут наиболее освоенные типы РУ малой мощности (водо-водяного типа), но наиболее эффективными в технологическом плане будут высокотемпературные реакторы (типа ВТГР) с прямым использованием тепла для получения водорода и радиационно-термического крекинга минуя преобразование в электричество.

Для справки. Водород представляет собой вторичный энергоноситель (переносчик, аккумулятор энергии и химреагент), но не энергоисточник, так как на его получение надо затратить первичную энергию: при переводе в условное топливо получается, что на производство 1 м³ водорода (имеющего эквивалент примерно 400 г условного топлива) путем электролиза расходуется 5,5—6 кВт·ч электроэнергии, или 1750—1880 г условного топлива.

Рассмотрим возможный масштаб предлагаемой задачи для мира и для России. Тепловой и продуктовый баланс АЭТК можно проиллюстрировать на примере оценки для АС суммарной мощностью блоков 900 МВт(т), например, три блока СВБР-100:

- технологический пар — 525 т/ч;
- добыча тяжелой нефти — 105 т/ч;
- производство технологического водорода — 7,3 т/ч;
- производство электроэнергии — 70 МВт.

В процентном соотношении тепловой энергобаланс АЭТК выглядит следующим образом:

- электроэнергия — 17%;
- энергия на добычу — 29%;
- энергия на производство водорода — 54%.

Такое предприятие обеспечит производство с добычей и переработкой 900 тыс. т тяжелой нефти в год. Отметим, что энергозатраты на производство водорода для облагораживания 1 т тяжелой нефти до уровня легкой примерно вдвое превышают затраты на ее добычу.

Есть закономерность, что нефтепереработка удваивает доход, получаемый от нефти, а нефтехимия его утраивает. Это можно проиллюстрировать примером:

- АС тепловой мощностью 1 МВт обеспечивает производство пара в размере 2 т/ч;
- для добычи 1 т тяжелой нефти в час необходимо 5 т пара;

- АС мощностью 100 МВт(т) может произвести 30 МВт(э), т. е. 210 млн кВт·ч в год, при цене 10 центов за 1 кВт·ч доходность составит 21 млн долл. в год;
- та же АС мощностью 100 МВт(т) может произвести 200 т пара в час для добычи 40 т/ч тяжелой нефти, что даст минимум 20 т/ч синтетической нефти, или 900 тыс. баррелей синтетической нефти в год; при ее цене 80 долл. за баррель доход составит 72 млн долл. в год;
- итого коэффициент синергетического участия АС составит около 3,5.

Если исходить из уровня извлекаемости нефти (30—35% в России и 40—45% за рубежом), можно предположить, что оставшиеся запасы (300—600 млрд т) наполовину представляют собой трудноизвлекаемую нефть (150—300 млрд т) в составе уже освоенных месторождений с развитой инфраструктурой. Учитывая, что методы воздействия на пласты (повышение пластового давления) делятся на «холодные» и тепловые [3], можно предположить, что в регионах теплого климата могут быть применены методы закачки реагентов без подогрева, а в регионах с условиями добычи типа российских обязательно тепловые методы; примем соотношение 50:50 (т. е. по 75—150 млрд т).

Если принять коэффициент извлечения оставшихся вязких фракций равным как минимум 0,5, то, исходя из наших допущений, можно оценить объемы добычи трудноизвлекаемой нефти с помощью тепловых методов величиной порядка 38—75 млрд т по миру.

При прогнозном уровне ежегодной добычи по миру тяжелой нефти 1,3 млрд т тепловыми методами можно оценить, какие для этого потребуются мощности АС, — порядка 1300 ГВт(т).

Российские запасы тяжелой высоковязкой нефти оцениваются в 7—10 млрд т, 71,4% общего объема залежей находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах. При этом в Приволжском и Уральском регионах содержится 60,4% общероссийских запасов тяжелых и 70,8% вязких нефтей [2]. Если оценить потребные атомные мощности для добычи и переработки тяжелых нефтей в размере 300 млн т в год, эти мощности составят порядка 300 ГВт(т). Оценки весьма приблизительные, но они показывают порядок величин.

Эту стратегическую задачу можно считать прорывным мегапроектом с синергетическим эффектом, когда объединение потенциалов различных технологий дает эффект, заведомо превышающий их отдельное функциони-

рование. Например, производство только электроэнергии АС дает условно единичную доходность; энергообеспечение добычи тяжелых нефтей обычными способами — генерация технологического пара с помощью углеродородного топлива — может поглощать эквивалентно до половины добываемого сырья; использование только тепловой энергии от АС для добычи нефти позволит оценивать совокупный доход такого АЭТК в среднем в три единицы.

В этой связке существуют сопряженные задачи — экономичное производство водорода, эффективное использование, адекватное энергообеспечение всех процессов.

Очевидна необходимость решения *системной задачи*:

- *институциональный подход* к решению этой стратегической задачи — все явления рассматривать совместно с политическими и социальными проявлениями;
- *институциональная система* должна способствовать единению интересов федеральной и региональной, законодательной и исполнительной власти, привлечению крупного капитала, координировать общие усилия государства, бизнеса и науки по развитию водородной экономики.

Выводы:

Эпоха дешевых энергетических ресурсов заканчивается. Предстоит сложный период адаптации экономики к дорогим энергоресурсам.

Атомная энергетика как самая молодая из масштабных энерготехнологий в наибольшей степени готова к этому.

При масштабном развитии АЭ помогает обществу увеличить временной интервал этого перехода:

- она сама возьмет на себя часть энергопроизводства;
- с ее помощью возможно вовлечение в сферу эффективного хозяйствования низкокачественных и труднодоступных ресурсов органического топлива.

Комбинация в энерготехнологическом комплексе АС для получения различных типов энергии, производства водорода и чистой воды, моторных топлив может представлять собой автономный энерготехнологический комплекс для обеспечения жизнедеятельности в удаленных и труднодоступных регионах.

Атомно-водородная энергетика — это конверсия энергии деления ядер тяжелых элементов во вторичные энергоносители (через водород в ЖМТ), более привычные для использования в традиционных технологиях и инфраструктурах.

Практически неограниченная ресурсная база АЭ может быть реализована с помощью реакторов-размножителей на быстрых нейтронах и замкнутого топливного цикла.

Необходимо искать такие пути развития, при которых энергетика и ТЭК как единый «организм» позволяют наилучшим образом развиваться каждой составляющей:

- нефть и газ используются как высокоценное сырье для химии, транспорта и источник экспортных поступлений;
- уголь используется как источник энергии для производства электричества, снабжения теплом домашних хозяйств, в металлургии, для производства жидких и газообразных вторичных энергоносителей и т. д.;
- «многопродуктовая» атомная энергетика — для замещения нефти и газа в производстве дешевой электроэнергии, для производства синтетических моторных топлив, надежного снабжения энергией удаленных районов, для экспорта высоких технологий.

Но для решения такой системной задачи у ТЭКа должна быть единая «голова», организующая и координирующая процессы гармонизации. В настоящее время атомно-энергетический сектор может стать такой направляющей силой как самый молодой, развивающийся и высокотехнологичный.

Предлагается глобальный инфраструктурный мегапроект, представляющий собой достойную задачу для решения эффективным управленцам. Это один из ближайших планов реального внедрения АСММ. Он потребует установления новых организационно-экономических форм межотраслевых взаимоотношений.

Литература

1. Пяткова Н. И. и др. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Отв. ред. Н. И. Воробей; ИСЭМ СО РАН. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. — 198 с.
2. Все о нефти // <http://vseonefti.ru/neft/tyazhelye-nefti-Rossii.html>.
3. <http://www.solid.nsc.ru/rus/>.

4. *Хисамов Р. С.* Тепловые методы воздействия на пласт для извлечения сверхвязкой нефти // Сборник трудов 19 международного конгресса «Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи». — Уфа, 2009. — С. 226—229.
5. *Forsberg C. W., Pickard P. S., Peterson P.* The advanced High-Temperature Reactor for production of hydrogen or electricity// Nuclear News. — 2003. — Febr. — P. 30—32.
6. <http://data.rbc.ru/public/868/showb.cgi?300812868.pdf>.

Реакторные установки для перспективных атомных плавучих теплоэлектростанций и судов

*Ю. П. Фадеев, А. Н. Пахомов, К. Б. Вешняков, В. И. Полуничев, С. В. Кабин
ОАО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород*

В настоящее время по мере истощения запасов ископаемого сырья в освоенных регионах активизируются разведка и освоение труднодоступных территорий. Для России это прежде всего регионы Крайнего Севера, Сибири, Дальнего Востока и Арктического бассейна. Там сконцентрированы основные национальные запасы углеводородов и других полезных ископаемых. Для устойчивого промышленного развития и решения социальных вопросов населения эти регионы должны быть обеспечены электрической и тепловой энергией, надежно функционирующим морским транспортом и ледокольным флотом. Кроме того, в настоящее время Северный морской путь рассматривается как перспективная водная магистраль для транзитных перевозок из Европы в Азию, которые также требуют специальных судов и ледокольного сопровождения. С учетом природных условий выполнение данных задач затруднительно без использования атомных энергоисточников, атомных ледоколов и судов.

Освоение Арктики имеет не только экономическое, но и стратегическое значение. Ведение хозяйственной деятельности в регионе является важным фактором утверждения и защиты геополитических интересов Российской Федерации в Арктике.

«Морская доктрина Российской Федерации на период до 2020 года» предусматривает освоение Арктики с ориентацией на развитие экспортных отраслей хозяйства, первоочередное решение социальных проблем. В федеральной целевой программе «Развитие гражданской морской техники» на 2009—2016 гг., утвержденной постановлением Правительства РФ от 21 февраля 2008 г. № 103, перечислены мероприятия по разработке технологий для эффективного использования атомных энергетических установок в гражданском судостроении, а также технологий и средств энергетического обеспечения прибрежных территорий.

Исторически освоение труднодоступных территорий Крайнего Севера, Сибири, Дальнего Востока и Арктического бассейна велось путем создания относительно небольших поселений вблизи месторождений полезных ис-

копаемых или портопунктов, обеспечивающих вывоз добытого сырья и снабжение всем необходимым добывающих предприятий и проживающего населения. В настоящее время, несмотря на увеличение добывающих мощностей и возрастание энерговооруженности технологий, применяемых для добычи и первичной переработки полезных ископаемых, мощность энергопотребления данных поселений составляет 100—300 МВт для самых крупных месторождений, а для отдельных поселений — порядка нескольких мегаватт. Значительная удаленность таких пунктов от промышленно развитых районов страны и неразвитость транспортной системы приводят к значительному усложнению доставки всего необходимого, в первую очередь топлива, обуславливая высокую себестоимость производства электроэнергии. При этом указанные пункты изолированы от единой энергосистемы России, что предъявляет повышенные требования по надежности энергоисточников. В данных условиях в наибольшей степени проявляются такие достоинства атомных энергоисточников, как длительный срок работы без перегрузки, высокая надежность, подтвержденная эксплуатацией прототипов в составе ледокольного флота, маневренность, высокий уровень безопасности. Таким образом, атомные станции малой мощности являются весьма перспективным направлением развития энергетики и способны успешно конкурировать с традиционными источниками, использующими органическое топливо.

С учетом имеющихся условий размещения, ожиданий потенциальных заказчиков, а также нормативной документации сформирован комплекс требований, выполнение которых является неременным условием успешного внедрения атомных энергоблоков малой мощности в России. К числу основных требований относятся:

- конкурентоспособная цена продукции и экономическая эффективность;
- обеспечение требований безопасности, предъявляемых обществом и потребителями (требований международного проекта «Инновационные ядерные реакторы и топливные циклы» — ИНПРО);
- использование проверенных в эксплуатации технических решений;
- индустриальная технология сооружения станции на основе модульных конструкций и технологии крупноблочного монтажа;
- уменьшенные сроки сооружения по сравнению с блоками большой мощности;
- минимальная зависимость от наличия высокотехнологичной инфраструктуры и квалифицированной рабочей силы в районе размещения;

- возможность эксплуатации в маневренных режимах;
- простота и надежность в эксплуатации;
- экологичность.

Решающим фактором при выборе типа энергоисточника является себестоимость производимой электроэнергии. В силу специфики АСММ значительную долю в себестоимости электроэнергии составляют капитальные затраты (по ориентировочным оценкам, более 50%), при этом затраты на топливо относительно невелики (10—15%) в отличие от установок на органическом топливе, где себестоимость в значительной степени определяется стоимостью потребляемого топлива. При этом себестоимость электроэнергии, произведенной АСММ, не позволяет ей конкурировать с энергоисточниками на органическом топливе при относительно низкой его цене в районах с развитой транспортной сетью. Однако в удаленных районах, где цена топлива высока и определяется в основном расстоянием доставки, малая чувствительность АСММ к цене топлива позволяет обеспечить более низкую по сравнению со станциями на органическом топливе себестоимость производимой электроэнергии, снизив при этом объемы перевозок за счет исключения завоза большого количества органического топлива.

В настоящее время завершается строительство плавучего энергетического блока (ПЭБ) электрической мощностью 70 МВт с двумя реакторными установками (РУ) КЛТ-40С разработки ОАО «ОКБМ Африкантов». Данный ПЭБ предполагается установить в Певеке для возмещения выбывающих мощностей Чаун-Билибинского энергоузла. При этом существует достаточно большое количество поселений, где мощность энергопотребления составляет не более 6 МВт. Подобные пункты расположены не только на побережье, но и в глубине материка, а также по берегам мелководных рек. Для обеспечения их электроэнергией ОАО «ОКБМ Африкантов» в рамках упомянутой федеральной целевой программы по договору с Минпромторгом выполняет опытно-конструкторскую работу «Разработка технического проекта и технологий создания ядерного источника энергии — энергоблока с электрической мощностью до 6 МВт для объектов морской техники гражданского назначения». Этот источник энергии разрабатывается в плавучем и блочно-транспортном исполнении с максимальной унификацией составных частей. Разработка энергоблока ведется в традиционной кооперации, сложившейся при создании плавучего энергоблока «Академик Ломоносов»: ЗАО «Атомэнерго» — разработчик АСММ с плавучим и блочно-транспортными энергоблоками, ФГУП «Крыловский государственный науч-

ный центр» — научный руководитель работ по АСММ в целом, разработчик стратегии доставки энергоисточника до места базирования, ОАО «Концерн НПО “Аврора”» — разработчик автоматизированной системы управления АСММ, ОАО «Калужский турбинный завод» — разработчик паротурбинной установки, ОАО «ОКБМ Африкантов» — разработчик реакторной установки, НИЦ «Курчатовский институт» — научный руководитель разработки реакторной установки. В рамках данного договора ОАО «ОКБМ Африкантов» выполняет также функции генподрядчика разработки объекта в целом, объединяя и координируя работу перечисленных выше организаций.

Основные требования, выдвигаемые потенциальными заказчиками к разрабатываемым РУ: повышенные ресурс и срок службы, экономическая эффективность, высокая надежность, минимально необходимая инфраструктура на площадке базирования, высокая степень межпроектной унификации.

Требуемый назначенный ресурс незаменимых элементов РУ составляет не менее 320 тыс. ч, назначенный срок службы — 40 лет, назначенный ресурс заменяемых элементов РУ — не менее 160 тыс. ч. Период непрерывной работы — 26 тыс. ч, период между перегрузками активной зоны — не менее 10 лет при высокой интенсивности ее использования (коэффициент использования установленной мощности — до 0,7). Указанные характеристики существенно превышают достигнутые на действующих установках аналогичного типа. Повышение ресурсных характеристик по сравнению с действующими аналогами и обеспечение надежной бесперебойной работы реакторной установки создают условия для интенсивной работы объектов, что повышает их экономическую эффективность.

Заказчиком также выставлены жесткие ограничения по массе и габаритам реакторных установок, возможности поставки парогенерирующего блока (ПГБ) или РУ в защитной оболочке (ЗО) с максимальным насыщением железнодорожным или водным транспортом при минимальном объеме монтажных работ на заводе-строителе или строительной площадке. Особенно это актуально для блочно-транспортабельных энергоблоков, а также плавучих энергоблоков, размещаемых на мелководных морских акваториях и реках. Поэтому более предпочтительным является однореакторное исполнение энергоблоков. С экономической точки зрения это снижает стартовые капитальные затраты, сроки создания и окупаемости, а для плавучих энергоблоков существенно снижается водоизмещение и появляется возможность размещения на мелководных участках морской акватории и рек. Для выработки требуемой заказчиком электрической мощности 6 МВт и тепловой мощности 12 Гкал/ч мощность РУ должна составлять около 38 МВт.

В основу разрабатываемой РУ положен интегральный парогенерирующий блок с размещением активной зоны и парогенераторов внутри единого корпуса. Это позволяет уменьшить количество корпусов, работающих под высоким давлением, снизить гидравлическое сопротивление контура циркуляции, существенно снизить массу ПГБ по сравнению с блочными РУ.

Для сокращения финансовых и временных затрат принята активная зона, состоящая из 121 ТВС кассетного типа, аналогичных по конструкции примененным в РУ КЛТ-40С. Для обеспечения экспортного потенциала применено металлокерамическое топливо с обогащением по ^{235}U не выше 20%. Данная топливная композиция прошла отработку в рамках создания РУ КЛТ-40С для ПЭБ «Академик Ломоносов».

Выбор основных конструктивных решений по остальному оборудованию также ведется с учетом оптимизации капитальных и эксплуатационных затрат.

Традиционно большое внимание в рамках проектирования уделено безопасности разрабатываемого энергоблока, что особенно актуально ввиду его близости к населенному пункту и в то же время удаленности от основных технических баз, могущих оказать своевременную техническую поддержку. Вследствие малой даже по сравнению с действующими транспортными установками атомных судов мощности большинство аварийных процессов протекает более мягко и зачастую не требует функционирования активных систем. Поэтому большинство систем безопасности имеет пассивный принцип действия с использованием естественных физических процессов.

По такому принципу спроектированы системы аварийного расхолаживания (САР), которые предназначены для отвода остаточных тепловыделений от активной зоны реактора в авариях, связанных с нарушением теплоотвода и разгерметизацией первого контура. В частности, разрабатывается комбинированная пассивная САР, которая выполнена в виде нескольких независимых каналов, подключенных к разным парогенераторам. В состав каждого канала входят: цистерна аварийного расхолаживания; теплообменник, охлаждаемый водой цистерны аварийного расхолаживания; емкость запаса воды; воздушный теплообменник. Принципиальная схема комбинированной САР приведена на рис. 1. Таким образом, в системе используются два типа теплообменников: охлаждаемый водой, аналогичный принятым в проектах РУ КЛТ-40С и РИТМ-200, и охлаждаемый атмосферным воздухом. На начальной стадии теплоотвод осуществляется через два теплообменника: воздушный — непосредственно к атмосферному воздуху, водяной — к воде цистерны аварийного расхолаживания (ЦАР), что позволяет обеспе-

чить пиковый теплоотвод. После выкипания воды в ЦАР в работе остается воздушный теплообменник, обеспечивающий дальнейшее расхолаживание РУ в течение неограниченного времени. Данная комбинация позволяет обеспечить минимальные габариты воздушного теплообменника и объем воды в ЦАР.

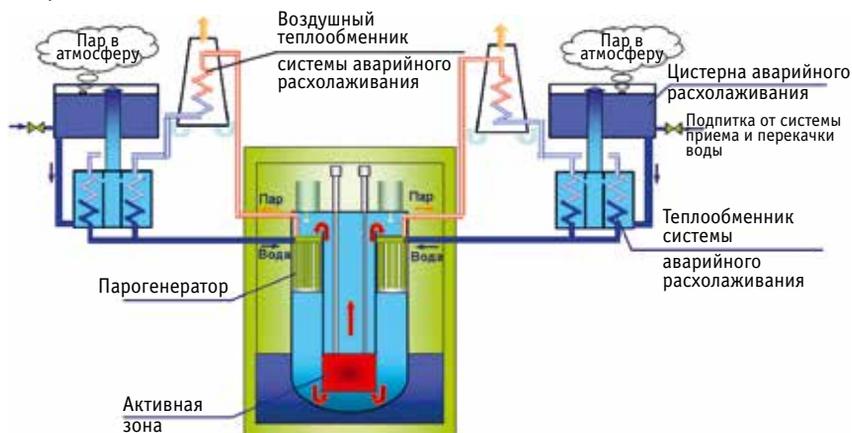


Рис. 1. Схема комбинированной ЦАР

Данная система аварийного расхолаживания обеспечивает и прохождение аварий с течью теплоносителя первого контура. При этом для интенсификации теплоотвода от ПГБ в авариях с течью принято повышенное давление внутри защитной оболочки. Вместо защитной оболочки традиционной прямоугольной формы планируется применение защитной оболочки цилиндрической формы, выдерживающей большее внутреннее давление без увеличения ее массы.

На случай отказа систем автоматики предусмотрена установка устройств, срабатывающих непосредственно от давления среды первого контура и обеспечивающих глушение реактора и ввод в действие систем безопасности.

При этом продолжаются поиски путей оптимизации систем безопасности с сокращением номенклатуры и количества оборудования.

При рассмотрении постулированных тяжелых аварий учитывались способствующие саморасхолаживанию особенности проектируемых установок малой мощности:

- инерционность протекающих процессов благодаря сниженной энергонапряженности и большим запасам воды в корпусе интегрального ПГБ;

- большая поверхность интегрального ПГБ для рассеивания тепла при относительно малой мощности остаточных тепловыделений;
- эффективный перенос тепла от активной зоны к корпусу ПГБ благодаря развитой естественной циркуляции теплоносителя первого контура;
- наличие бака металловодной защиты с большим объемом воды, позволяющего отводить тепло за счет ее нагрева и испарения.

Эти особенности позволяют обеспечить надежную локализацию расплава в пределах корпуса реактора, а также низкую дозу облучения за пределами территории АСММ, исключив тем самым необходимость мероприятий по эвакуации населения при минимальном наборе средств для управления за-проектными авариями.

Как уже отмечалось, в рамках описываемых работ ведется разработка энергоблоков, обеспечивающих выдачу потребителю электрической мощности 6 МВт и до 12 Гкал/ч тепла в плавучем и блочно-транспортном исполнении. Востребованность таких энергоблоков согласно статистическим исследованиям достаточно высока. Ориентировочный вид плавучего энергоблока приведен на рис. 2.



Рис. 2. Общий вид плавучего энергоблока

Блочно-транспортные энергоблоки (БТЭБ) планируется формировать из крупных транспортных модулей, перемещаемых к строительной верфи или месту базирования железнодорожным, автомобильным или водным транспортом с минимальными технологическими сложностями. Для БТЭБ более предпочтительными считаются береговые площадки с доставкой крупных модулей водным путем. По предварительным проработкам транспортный реакторный блок является самым большим модулем энергоблока по массе. После выработки энергоресурса активной зоны планируется перегрузка топлива в составе транспортного реакторного блока на специализированном предприятии. Поэтому одним из основных требований для данного исполнения блока является ограниченная масса с целью обеспечения минимальной осадки транспортных средств, используемых для перемещения блоков по мелководьям и малым рекам после изготовления и при перегрузках. Масса транспортного реакторного блока определяется в основном массой парогенерирующего блока, поэтому снижение массы ПГБ, а соответственно и его стоимости, является актуальной задачей. Она решалась и при разработке реакторной установки для ПЭБ.

Благодаря агрегатированию основного оборудования в крупные блоки заводского изготовления значительно сокращен объем строительно-монтажных работ, выполняемых на площадке размещения. Доставленные блоки устанавливаются на подготовленный фундамент, соединяются необходимыми коммуникациями, монтируются легковозводимые модульные конструкции, обеспечивающие защиту энергоблока от внешних воздействий. Концептуальный облик энергоблока на площадке размещения приведен на рис. 3. Использование РУ малой мощности возможно также на подводно-подледных атомных энергетических комплексах для энергоснабжения добычных комплексов. Концептуальный облик такого энергоблока представлен на рис. 4.

В заключение можно отметить следующее. ОАО «ОКБМ Африкантов» разрабатывает РУ мощностью 38 МВт(т), которая может использоваться для создания плавающих и блочно-транспортных энергоблоков. При разработке использованы как накопленный многолетний опыт проектирования РУ для АСММ, судов и кораблей, так и инновационные решения для достижения выставленных требований по основным характеристикам РУ. В проекте обосновываются повышенные ресурсные и технико-экономические показатели установок в сочетании с высоким уровнем безопасности, что в конечном счете обеспечивает требуемые характеристики объектов в целом.

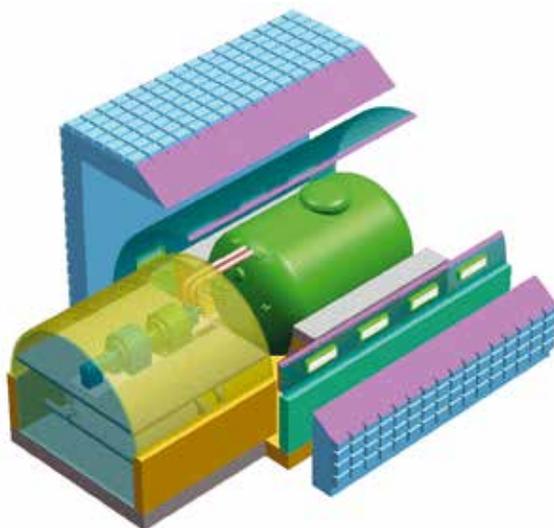


Рис. 3. Концептуальный облик БТЭБ

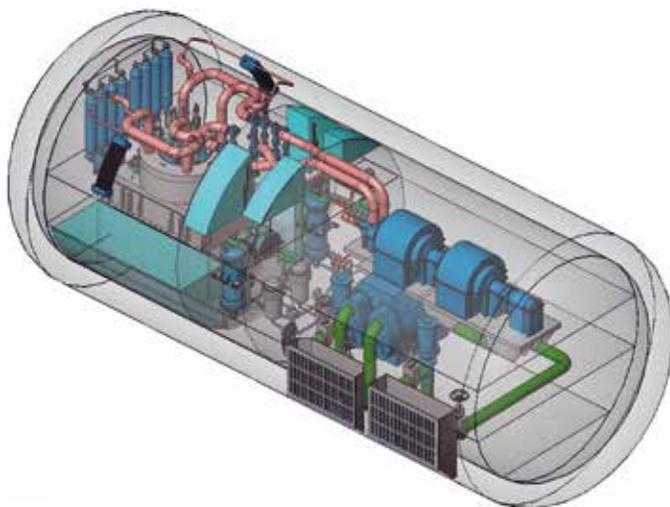


Рис. 4. Концептуальный облик энергоблока подводно-подледного энергетического комплекса

В разрабатываемых РУ широко используются усовершенствованные системы безопасности пассивного принципа действия, в том числе система аварийного расхолаживания, обеспечивающие поддержание реакторной установки в безопасном состоянии в течение неограниченного времени, самосрабатывающие устройства, обеспечивающие ввод в действие систем безопасности при отказах систем управления, защитная оболочка, рассчитанная на повышенное давление, и др. При разработке реакторной установки проводятся системный анализ и оптимизация всех составляющих АСММ: реакторной и паротурбинной установок, плавучего энергоблока, транспортабельных модулей, обеспечивающей инфраструктуры для получения наилучших технико-экономических показателей станции.

Новый облик морских объектов атомной энергетики малой и средней мощности

В. П. Струев, С. П. Малышев

ФГУП «Крыловский государственный научный центр»

Несмотря на то, что предлагаемая статья посвящена проблемам проектных решений в области создания объектов атомной энергетики малых и средних мощностей, авторы сочли необходимым сначала рассмотреть ряд общих проблем развития этого направления атомной энергетики.

Перспективам развития в России региональной атомной энергетики малых и средних мощностей и обоснованию ее технико-экономической привлекательности для децентрализованного энергообеспечения удаленных промышленных объектов и сопутствующей социальной инфраструктуры в настоящее время уделяется большое внимание ведущих научно-исследовательских и проектных организаций страны. В целом НИЦ «Курчатовский институт», научные организации Российской академии наук, такие как Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, Институт энергетических исследований РАН, институты Кольского научного центра Сибирского отделения РАН и др., в том числе независимые организации, авторитетно определили необходимость развития этого направления атомной энергетики. Это положение подтверждает тот факт, что ведущими проектно-конструкторскими организациями Госкорпорации «Росатом» — ОАО «ОКБ “Гидропресс”», ОАО «НИКИЭТ» и ОАО «ОКБМ Африкантов» — разработан на уровне различных стадий проектирования многочисленный типоразмерный ряд реакторных установок с высоким уровнем надежности, безопасности, экологичности и всей гаммы остальных технико-экономических характеристик.

Практическим подтверждением безопасности и эффективности использования реакторных установок малой мощности является вся история развития и эксплуатации судовых реакторных установок ОАО «ОКБМ Африкантов» (ОК-900, КЛТ-40) на атомных ледоколах и атомном лихтеровозе «Севморпуть», показатели безопасности, надежности и экологичности которых общеизвестны.

Таким образом, идеологические и инженерные (проектные разработки, реальный опыт эксплуатации судовых реакторных установок включая эффективные системы подготовки персонала и т. д.) предпосылки создания

и внедрения атомных объектов энергетики малых и средних мощностей в России существуют.

В принципе в стране имеется и экономический механизм реализации энергетических проектов малой и средней атомной энергетики — государственно-частное партнерство. Это направление финансирования создания дорогостоящих объектов с большими сроками окупаемости широко применяется в целом ряде развитых и развивающихся стран и получило признание в России, в том числе для решения инфраструктурных проблем регионов и муниципальных образований. Общую координацию и управление механизмами частно-государственного партнерства осуществляет Центр государственно-частного партнерства государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности» (Внешэкономбанк), на счетах которого аккумулированы значительные государственные средства.

Дополнительный импульс развитию атомной энергетики малых и средних мощностей придало учреждение в конце 2000 г. Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ) международного проекта по инновационным ядерным реакторам и топливным циклам (ИНПРО). Глобальными целями этого проекта являются:

- внесение существенного вклада в решение проблемы атомного энергообеспечения мирного и устойчивого развития человечества;
- кардинальное решение проблем нераспространения ядерного оружия;
- экологическое оздоровление планеты Земля на основе инновационной атомной энергетики.

Целевыми показателями и индикаторами реализации проекта ИНПРО могут являться:

- привлечение к использованию атомной энергии в мирных целях значительного числа стран, не имеющих развитой национальной инфраструктуры обеспечения функционирования объектов атомной энергетики;
- совершенствование международного законодательства в области мирного использования атомной энергии и системы гарантий нераспространения ядерного оружия и соответствующих критических технологий;
- расширение международного сотрудничества в области использования атомной энергии в мирных целях;
- степень реализации международного разделения труда в атомной энергетике.

При этом необходимо отметить, что международный проект ИНПРО в качестве основных объектов атомной энергетики, предусматриваемых к развитию, рассматривает объекты использования атомной энергии малых и средних мощностей (атомные электростанции, атомные теплоэлектростанции, опреснители морской воды на базе атомной энергетики, источники атомной энергии для технологических нужд и т. д.).

Основными принципами ИНПРО, воплощенными в инженерные решения, являются:

- применение унифицированных транспортабельных атомных энергетических установок на 100% заводского изготовления (ТАЭУ);
- концентрация всех радиационно опасных технологических процессов в оболочке ТАЭУ;
- максимальное исключение технологий капитального строительства при размещении на площадке объектов атомной энергетики на базе ТАЭУ;
- бесперебойное функционирование объекта атомной энергетики на ТАЭУ на номинальной мощности;
- осуществление перегрузок ядерного топлива и ремонт ТАЭУ на специализированных предприятиях-изготовителях страны-поставщика;
- обеспечение эффективных и безопасных транспортно-технологических схем обращения с ТАЭУ;
- повышение маневренности объекта атомной энергетики на базе ТАЭУ;
- обеспечение повышенной безопасности объекта энергетики с ТАЭУ;
- обеспечение минимальных затрат на демонтаж и реабилитацию площадки по принципу «зеленая лужайка» при выводе из эксплуатации объекта атомной энергетики на базе ТАЭУ.

Организационными решениями международного проекта ИНПРО для страны — поставщика ТАЭУ и ядерных технологий и страны — пользователя ядерных услуг являются следующие.

Страна-поставщик:

- создает и предоставляет субъектам международного права объекты атомной энергетики на базе транспортабельных атомных энергетических установок;
- обеспечивает пользователю услуг атомной энергетики (стране-пользователю) условий, при которых субъект международного права может:

- не владеть ядерными технологиями, ядерными материалами и атомными энергетическими установками,
- не являться оператором объектом атомной энергетики,
- оплачивать только продукцию объекта атомной энергетики по тарифам, обеспечивающим компенсацию затрат и получение коммерческой прибыли;
- берет на себя ответственность за весь жизненный цикл ТАЭУ и риски, связанные с использованием атомной энергии;
- изготавливает на заводе-изготовителе по технологиям индустриального серийного производства ТАЭУ и осуществляет строительство (монтаж) объекта атомной энергетики на площадке эксплуатации;
- осуществляет транспортировку ТАЭУ на площадку для эксплуатации и на завод-изготовитель для осуществления ремонта и перегрузки ядерного топлива включая возможность неоднократного перемещения объекта атомной энергетики на новую площадку;
- производит ремонт, перегрузку ядерного топлива, выполнение всех ядерно и радиационно опасных операций по обслуживанию ТАЭУ и обращение со свежим и отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами в условиях заводов-изготовителей и центров обслуживания объекта атомной энергетики;
- осуществляет вывод из эксплуатации и вывоз ТАЭУ с площадки, а также реабилитацию площадки под «зеленую лужайку».

Страна-пользователь:

- платит за атомные услуги, получает электроэнергию или пресную воду, не претендует на владение ядерными технологиями и материалами и несет минимальную ответственность за риски, связанные с использованием атомной энергии;
- выделяет и оборудует площадку для размещения морского объекта атомной энергетики на прибрежном шельфе или в районе портового сооружения;
- участвует в обеспечении режима нераспространения, ядерной, радиационной безопасности и физической защиты;
- участвует в реабилитации площадки под «зеленую лужайку».

Перечисленное обеспечивает минимизацию ответственности стран-пользователей за использование атомной энергетики в мирных целях и

создает условия для реализации базового сценария использования объекта атомной энергетики — максимальный аутсорсинг.

Вполне логично, что реализация основных принципов и организационных решений международного проекта ИНПРО должна рассматриваться и обеспечиваться на стадии проектирования объекта атомной энергетики путем реализации соответствующих инженерных решений. Разработка нового облика морских объектов атомной энергетики малых и средних мощностей как раз и преследует цель поиска путей и обоснования технических решений для морских объектов атомной энергетики, обеспечивающих в наибольшей степени выполнение основных требований ИНПРО.

В целом при формировании нового облика морских объектов атомной энергетики должны учитываться следующие факторы:

- инженерные решения, обеспечивающие реализацию требований проекта ИНПРО;
- организационные решения, принятые для проекта ИНПРО;
- модульно-агрегатный метод проектирования и строительства морских объектов атомной энергетики и их элементов;
- транспортно-технологические схемы транспортировки и монтажа морских объектов атомной энергетики и их элементов;
- технический облик транспортабельной атомной энергетической установки.

В настоящее время в России реализуется проект плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) на базе плавучего энергоблока, в определенной степени соответствующий требованиям ИНПРО к объекту малой атомной энергетики на базе транспортабельной атомной установки.

Плавучая атомная теплоэлектростанция включает в себя:

- плавучий энергоблок, представляющий собой самоходное судно стоечного типа, содержащий реакторную паротурбинную и электроэнергетическую установки, вспомогательные установки, жилой модуль с центральным пультом управления, хранилище отработавшего ядерного топлива, а также комплект оборудования, вспомогательных установок, общесудовых систем и устройств, положенных к размещению на указанном типе судов в соответствии с нормами и правилами ФАУ «Российский морской регистр судоходства» (РМРС);
- акватории с гидротехническими сооружениями для обеспечения безопасной установки и раскрепления плавучего энергоблока в составе под-

ходного канала, оградительных сооружений (молов и т. д.), причала с котлованом для стоянки плавучего энергоблока и берегоукрепительных сооружений береговой инфраструктуры;

- площадку с береговой инфраструктурой, состоящей из сооружений и специальных устройств, предназначенных для приема и передачи электроэнергии и тепла потребителям при совместной работе с плавучим энергоблоком (тепловой пункт, баки горячей воды, трансформаторные подстанции и т. д.).

Аналогичные решения предлагается реализовать в проекте плавучего атомного энергоопреснительного комплекса, дополнив его по сравнению с ПАТЭС плавучим опреснительным блоком, представляющим собой несамостоятельное судно стоечного типа, и измененную по составу оборудования береговую инфраструктуру для приема и распределения потребителям пресной воды и при необходимости снабжения их теплом и электроэнергией.

В качестве дальнейшего пути развития морских объектов атомной энергетики, в полной мере отвечающих требованиям ИНПРО, представляется целесообразным рассмотреть опыт проектирования, создания, эксплуатации и вывода из эксплуатации морских нефтегазопромысловых сооружений, к которым относятся морские стационарные платформы для морских атомных энергоопреснительных комплексов и морские ледостойкие стационарные платформы для морских атомных теплоэлектростанций.

За основу морского сооружения для объекта атомной энергетики принимается морская стационарная платформа. Это морское сооружение, состоящее из верхнего строения и опорного основания, зафиксированное на все время использования на грунте (дне). В верхней части опорного основания монтируется верхнее строение морской стационарной платформы, которое включает функциональные блок-модули (вспомогательных установок, жилой, технологические, надстройки, рубки, вертолетную площадку и другие конструкции). Конструкция морской стационарной платформы должна предусматривать ее установку на континентальном шельфе на глубинах до 20—35 м и обладать устойчивостью на грунте (дне) при воздействии экстремально высоких ветро-волновых нагрузок, а для морских ледостойких стационарных платформ еще и максимальных ледовых нагрузок:

- расчетная средняя скорость ветра — до 51,5 м/с с периодом осреднения;
- высота волн 3%-ной обеспеченности — до 20 м;
- максимальные воздействия ледовых образований, характерных для района эксплуатации морской ледостойкой стационарной платформы.

Таким образом, морские объекты атомной энергетики, созданные на базе оснований морских ледостойких стационарных платформ, могут противостоять воздействию паковых ледяных полей на открытых акваториях морей Северного Ледовитого океана и северных морей Тихого океана, а на базе оснований морских стационарных платформ — воздействию цунами с учетом конструктивной защиты верхнего строения со стороны океана.

На рис. 1 показана морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная», построенная на ОАО «Производственное объединение “Северное машиностроительное предприятие”». Ее основные технические характеристики приведены в табл. 1.



Рис. 1. Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная»

В мире построено значительное количество морских стационарных платформ, в основном на железобетонных основаниях, и создана промышленная инфраструктура для их строительства, модернизации и утилизации.

Таблица 1. Технические характеристики морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная»

Характеристика	Значение
Длина (с вертолетной площадкой), м	139
Ширина (с вертолетной площадкой), м	144
Высота габаритная (с факельной мачтой), м	141
Длина кессона, м	126
Ширина кессона, м	126
Высота палубы кессона над уровнем дна, м	24
Масса без балласта, т	117 000
Масса твердого балласта, т	122 000
Количество скважин	40
Нефтедобыча, м ³ /сут (млн т/год)	21 000 (до 6,5)
Вместимость нефтехранилищ, м ³	131 000
Число устройств отгрузки нефти «Купон»	2
Скорость отгрузки нефти, м ³ /ч	10 000
Мощность основных турбогенераторов, МВт(э)	28×3
Численность персонала вахты	200
Автономность вахты, сут	60
Срок службы, лет	25
Глубина моря в месте установки, м	19
Удаление от берега, км	60

К настоящему времени в России построено и функционирует единственное специализированное предприятие — Завод морских конструкций «Восточный» в бухте Врангеля в Находке Приморского края. Предприятие имеет необходимую инфраструктуру, включающую бетонный завод и сухой док со следующими размерениями по опорному основанию: длина — 300 м, ширина — 140 м. Предприятие и сухой док построены менее чем за год и полностью окупилась после строительства железобетонных оснований для морских стационарных платформ «ЛУН-А» и «ПА-Б» по проекту «Сахалин-2». В дальнейшем на заводе «Восточный» было построено опорное

основание для морской стационарной платформы «Беркут» со следующими массогабаритными характеристиками:

- масса верхнего строения платформы — 50 000 т;
- объем бетона — 52 300 м³;
- масса арматуры — 19 600 т;
- глубина установки — 33,6 м.

В настоящее время в России продолжаются работы по модернизации производственной базы предприятий судостроительной промышленности для строительства оснований (металлических и железобетонных) и функциональных блок-модулей морских стационарных платформ. Это создает предпосылки для проектирования и строительства двух типов морских объектов атомной энергетики на базе технических решений морских ледостойких стационарных платформ или морских стационарных платформ:

- морских атомных теплоэлектростанций;
- морских атомных энергоопреснительных комплексов.

На рис. 2 представлена схема морской атомной теплоэлектростанции.

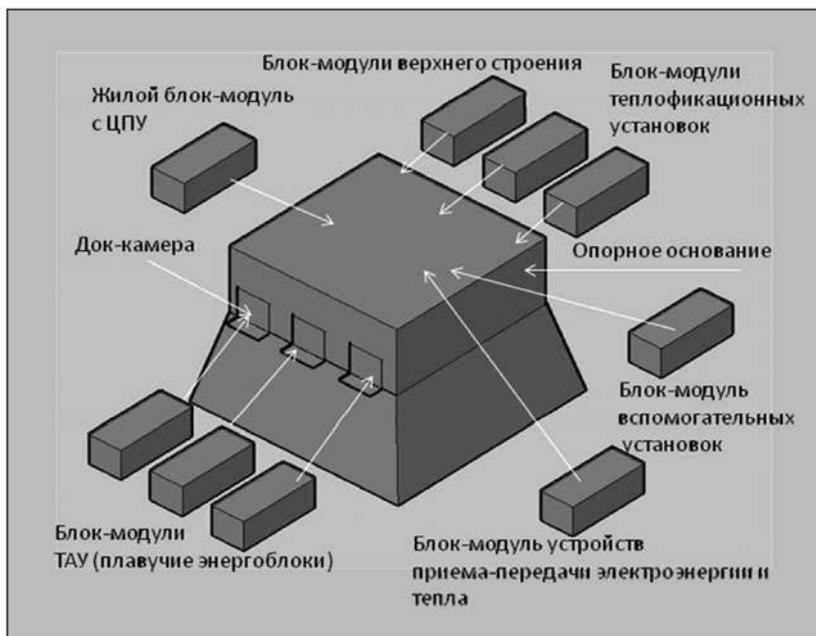


Рис. 2. Морская атомная теплоэлектростанция

Блок-модули ТАЭУ (плавучие энергоблоки) размещаются в специальных док-камерах ледостойкого основания с водонепроницаемыми закрытиями, оснащенными устройствами для ввода-вывода, установки и раскрепления-ми ТАЭУ на время эксплуатации в составе морской атомной теплоэлектростанции. Передача пара, электричества и сигналов управления осуществляется по съемным коммуникациям, а управление всеми техническими средствами теплоэлектростанции ведется с центрального поста управления, расположенного в жилом блок-модуле.

Верхнее строение включает в себя как минимум блок-модули теплофикационных установок, блок-модуль вспомогательных установок, жилой блок-модуль с центральным пультом управления и блок-модуль устройств приема-передачи электроэнергии и тепла непосредственно в распределительные сети.

В связи с использованием реакторных установок нового поколения очередную замену каждой ТАЭУ (плавучего энергоблока) планируется осуществлять через 8—12 лет после начала эксплуатации в составе морской атомной теплоэлектростанции. Судно-док типа «Траншельф» доставляет на акваторию морской атомной теплоэлектростанции подготовленную к эксплуатации ТАЭУ. К указанному моменту ТАЭУ, требующая ремонта и перезарядки ядерных реакторов, выводится из док-камеры, и в течение нескольких часов осуществляется вся операция по замене. При этом длительное расхолаживание реакторной установки ТАЭУ для проведения этой операции не требуется, так как оно будет продолжено после затопления док-камеры и непосредственно в ходе транспортировки ТАЭУ на судне-доке типа «Траншельф», для чего оно оборудуется специальной системой подачи забортной воды на ТАЭУ.

Для включения вновь доставленной ТАЭУ в энергетический контур морской атомной теплоэлектростанции производится монтаж съемных коммуникаций, и после необходимых технологических проверок вновь установленная ТАЭУ вводится в эксплуатацию.

Возможности транспортировки атомных объектов на судах-доках типа «Траншельф» показаны на рис. 3 на примере транспортировки морской платформы 100%-ной заводской готовности к эксплуатации.



Рис. 3. Транспортировка морской платформы на судне-доке типа «Траншельф»

В целом предложенные технические решения по новому облику морской атомной теплоэлектростанции позволяют:

- увеличить производство электроэнергии и низкопотенциального тепла за счет увеличения количества ТАЭУ (до четырех);
- уменьшить экономические потери, связанные с перерывом в подаче потребителям электроэнергии и низкопотенциального тепла;
- исключить необходимость строительства дорогостоящих гидротехнических сооружений и береговой инфраструктуры;
- устанавливать морскую атомную теплоэлектростанцию на любых прибрежных участках континентального шельфа арктических морей или «вписывать» ее в систему защитных сооружений арктических портов;
- внедрить модульно-агрегатный метод на всех этапах создания морской атомной теплоэлектростанции и обеспечить возможность строительства (изготовления) ТАЭУ, блок-модулей, опорного основания, а также моду-

лей ТАЭУ и опорного основания комплекса на различных специализированных предприятиях со 100%-ной заводской готовностью;

- доставлять морскую атомную теплоэлектростанцию к месту эксплуатации на судах-доках в сборе, полностью готовую к эксплуатации, или по частям — ледостойкое опорное основание, блок-модули верхнего строения и ТАЭУ с окончательным монтажом и вводом в эксплуатацию на месте;
- повысить уровень ядерной и радиационной безопасности за счет дополнительного барьера безопасности — герметичного контура док-камер с водонепроницаемыми закрытиями и силовых конструкций ледостойкого основания;
- на 80—90% сократить затраты на вывод из эксплуатации морской атомной теплоэлектростанции и реабилитации площадки по принципу «зеленая лужайка», так как утилизация объекта осуществляется путем всплытия с грунта морского сооружения после удаления из него ТАЭУ (плавучих энергоблоков);
- в течение жизненного цикла при необходимости изменять место эксплуатации морской атомной теплоэлектростанции;
- существенно снизить водоизмещение и массу ТАЭУ (плавучего энергоблока) за счет исключения из его состава общесудовых вспомогательных установок, систем, устройств и механизмов и средств радиосвязи и навигации, а также отказа от размещения хранилища отработавшего ядерного топлива;
- полностью исключить необходимость возведения каких-либо сооружений с применением технологий капитального строительства;
- исключить из штатного персонала обслуживания морской атомной теплоэлектростанции морских специалистов (капитанов и их помощников, механиков, электромехаников, матросов и т. д.);
- широко использовать опыт проектирования и существующую производственную базу строительства морских ледостойких стационарных платформ для добычи углеводородов на континентальном шельфе арктических морей;
- обеспечить при удалении из док-камер морской атомной теплоэлектростанции всех ТАЭУ (плавучих энергоблоков) изменение статуса морской атомной теплоэлектростанции на статус обычного морского сооружения.

Практически аналогичный технический облик имеет и морской атомный энергоопреснительный комплекс. ТАЭУ (плавучие энергоблоки) этого комплекса могут иметь конструкцию, аналогичную используемым для морской атомной электростанции, что повышает серийность их изготовления и позволяет организовать поточный ремонт и перезарядку на заводах-изготовителях или в центрах сервисного обслуживания страны-поставщика ТАЭУ и тем самым повысить его технико-экономические характеристики.

На рис. 4 представлена схема морского атомного энергоопреснительного комплекса.

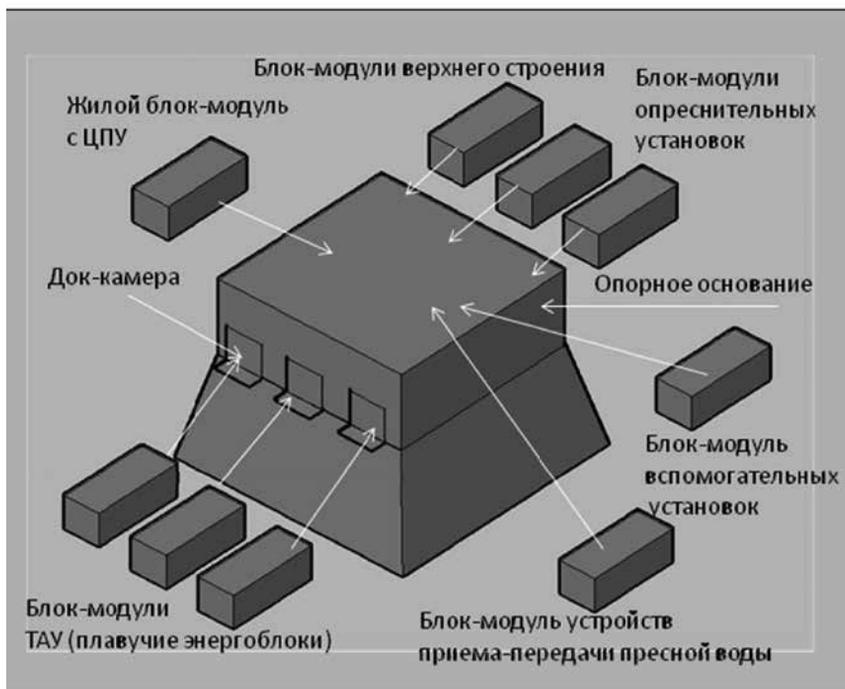


Рис. 4. Морской атомный энергоопреснительный комплекс

ТАЭУ комплекса размещаются и вводятся в эксплуатацию аналогично схеме, принятой для морской атомной теплоэлектростанции. Верхнее строение включает в себя как минимум блок-модули опреснительных установок, блок-модуль вспомогательных установок, жилой блок-модуль с центральным пультом управления и блок-модули устройства приема-передачи пресной воды. Временное хранение произведенной пресной воды осуществ-

вляется в специальных цистернах, размещенных в опорном основании комплекса.

Все коммуникации, связывающие морские объекты атомной энергетики с распределительными сетями потребителей, прокладываются в подземных каналах с выходом на поверхность на значительном удалении от береговой линии по технологиям, освоенным в развитых странах (реализация принципа «защита береговой линии»).

Основным инструментом перехода к технологиям индустриального серийного производства ТАЭУ и строительства морских объектов атомной энергетики является модульно-агрегатный метод (МAM) проектирования и строительства плавучих сооружений, который начал внедряться в практику отечественной судостроительной промышленности в конце 1980-х годов. К сожалению, известные события не позволили широко внедрить его в те годы, но в настоящее время работы по реализации МAM в судостроительной промышленности России возобновлены.

Иерархия построения морского объекта атомной энергетики с использованием модульно-агрегатного метода приведена в табл. 2.

Таблица 2. Иерархия построения морского объекта атомной энергетики с использованием модульно-агрегатного метода

Базовая модель — морской объект атомной энергетики, составные части которого выполнены в виде транспортабельных или сборно-разборных сооружений, блок-модулей и коммуникаций	
Уровень	Виды сборочно-монтажных и сборочно-корпусных единиц
I	Блок-модуль (пример — транспортабельная атомная энергетическая установка, блок-модуль опреснительной установки, блок-модуль теплофикационной установки, жилой блок-модуль с ЦПУ и т. д.)
II	Модуль (пример — модуль реакторной установки, модуль электроэнергетической установки, модуль основания и т. д.)
III	Монтажный узел, агрегат, монтажный блок, зональный блок
IV	Трубная панель, кабельная панель, отделочная панель, несущая конструкция

На рис. 5 приведена архитектура унифицированной ТАЭУ для морских объектов атомной энергетики.

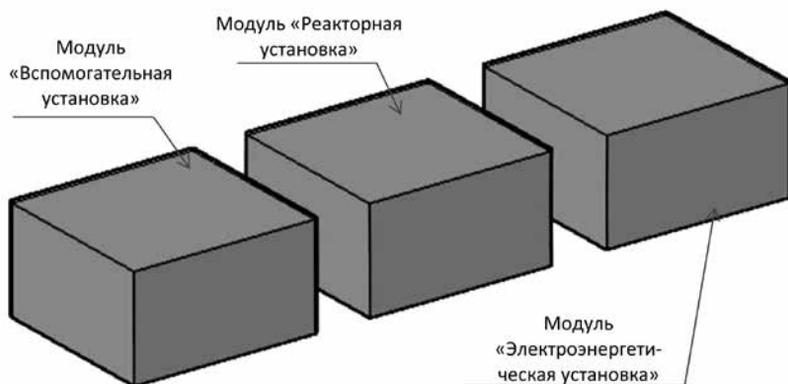


Рис. 5. Архитектура унифицированной транспортабельной атомной энергетической установки для морских объектов атомной энергетики

В общем случае ТАЭУ состоит из следующих элементов:

- модуль реакторной установки;
- модуль электроэнергетической установки;
- модуль вспомогательных установок.

При проектировании ТАЭУ должны быть учтены следующие требования:

- все ядерно и радиационно опасные операции должны осуществляться в герметичном контуре ТАЭУ, являющемся одним из защитных барьеров;
- модули ТАЭУ могут изготавливаться на разных заводах-изготовителях со 100%-ной заводской готовностью;
- монтаж ТАЭУ из модулей должен осуществляться при помощи разъемных соединений как для корпусных конструкций, так и для всех коммуникаций;
- ТАЭУ должны иметь положительные плавучесть и остойчивость для выполнения операций по их погрузке и выгрузке на акваториях заводов-изготовителей, центров сервисного обслуживания и морского объекта атомной энергетики;
- ТАЭУ должны транспортироваться на судах-доках типа «Траншельф», в том числе при не полностью расхоложенной реакторной установке;
- ТАЭУ не должна классифицироваться как самоходное судно стоечного типа;

- ТАЭУ (плавучий энергоблок) не должна подлежать классификации «Российского морского регистра судоходства» или других признанных классификационных обществ, но проектируется с учетом соответствующих норм и правил РМРС в части, касающейся особенностей технологических операций при нахождении ТАЭУ на акватории;
- если высота модуля реакторной установки превышает базовую высоту ТАЭУ, в палубе верхнего строения морского сооружения может предусматриваться специальный рецесс.

В статье дан только качественный анализ достоинств предлагаемых конструктивных вариантов морских объектов атомной энергетики малых и средних мощностей. Корректная технико-экономическая оценка или технико-экономическое обоснование эффективности предлагаемых вариантов морских объектов атомной энергетики могут быть выполнены только после проведения исследовательского проектирования и разработки их концептуального проекта.

В настоящее время ФГУП «Крыловский государственный научный центр» подготовил предложения по разработке концептуальных проектов морской атомной теплоэлектростанции и морского атомного энергоопреснительного комплекса в рамках федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» на 2009—2016 гг. с продолжением дальнейших работ в рамках федеральной целевой программы «Развитие судостроительной промышленности» с 2017 г.

Создание плавучих энергетических блоков: современное состояние и варианты будущих проектов

Г. А. Макеев

ЗАО «ЦКБ “ОСК-Айсберг”»

Одной из разновидностей атомных станций малой мощности (АСММ) являются плавучие атомные станции. В зависимости от вида вырабатываемой продукции это могут быть электростанции, теплоэлектростанции (ПАТЭС), станции водоопреснения и пр.

Согласно современной терминологии под плавучей атомной станцией понимается комплекс, состоящий из плавучего энергоблока (ПЭБ), гидротехнических сооружений и береговой инфраструктуры. На плавучем энергоблоке сосредотачивают все процессы выработки электрической и тепловой энергии из ядерного топлива. В пределах ПЭБ стремятся выполнять все операции по обращению с ядерным топливом и радиоактивными отходами, которые необходимо проводить на атомной станции. Такой подход в наилучшей степени отвечает концепции «зеленой лужайки» при выводе атомной станции из эксплуатации и подразумевает просто перевод ПЭБ с площадки атомной станции на специализированное предприятие, предназначенное для выгрузки и приема отработавшего ядерного топлива и радиоактивных отходов, а также последующей разделки и утилизации ПЭБ.

Идея плавучих атомных станций подразумевает также, что строительство наиболее трудоемкой и технологически сложной части атомной станции — ПЭБ, а также ее испытания ведутся в условиях судостроительного предприятия, что позволяет сократить сроки и повысить качество выполнения работ. Кроме того, работы на береговой площадке могут вестись параллельно со строительством ПЭБ.

За рубежом одним из аргументов в пользу плавучих станций являются высокие цены на землю, однако для России это соображение, по крайней мере в настоящее время и в обозримом будущем, неактуально.

Как и любой другой проект, ПАТЭС имеет шансы на осуществление только при наличии экономических преимуществ по сравнению к альтернативными решениями. На рис. 1 на примере выбора варианта электростанции для поселка Певек Чукотского автономного округа показаны капитальные затраты на сооружение станций различных типов (атомной плавучей тепло-

электростанции, дизельной электростанции, теплоэлектростанции на дизельном топливе и теплоэлектростанции на угле) мощностью 70 МВт, а также эксплуатационные затраты за срок их службы (40 лет). Данные предоставлены генеральным проектировщиком ПАТЭС — ЗАО «Атомэнерго». Они свидетельствуют, что наибольшие капитальные затраты нужны для сооружения ПАТЭС. В то же время атомная станция требует значительно меньших топливных затрат по сравнению со всеми станциями на органическом топливе.

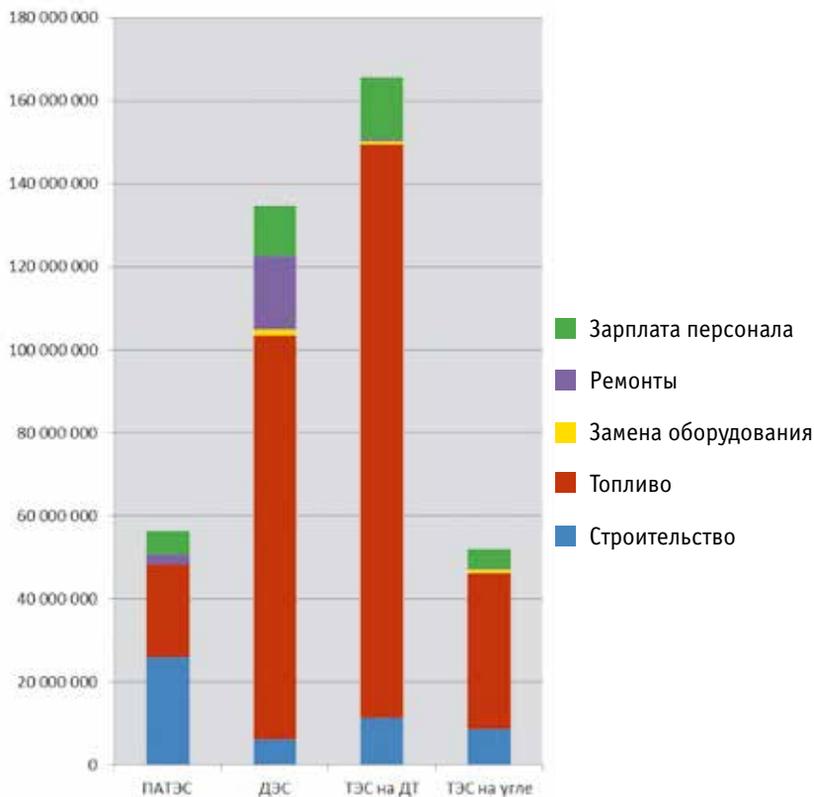


Рис. 1. Затраты (тыс. руб.) на строительство и эксплуатацию в течение 40 лет электростанций различных типов в поселке Певек Чукотского АО

Следует иметь в виду, что в приведенных данных для неатомных станций не учитывались сопутствующие расходы по обеспечению завоза в Певек органического топлива в необходимых для работы количествах, по его хранению и подготовке к использованию. Так, для завоза годового запаса

дизельного топлива (более 110 тыс. т) недостаточно имеющихся в регионе танкеров ледового класса большой грузоподъемности, в связи с чем возникнет необходимость строительства таких судов, а для обработки танкеров этого типа в порту Певека потребуются строительство дополнительного нефтяного терминала. Для доставки более 230 тыс. т угля с помощью судов «река — море» требуется около 80 заходов таких судов в порт Певека, а для обеспечения разгрузки угля нужно будет увеличить протяженность причальной линии порта. Доставка грузов из порта к электростанции потребует развития транспортной системы района.

Приведенная оценка возможностей доставки органического топлива и возможностей существующей инфраструктуры является ориентировочной и предварительной, естественно, при принятии решений фактическое состояние дел должно анализироваться и детально обсчитываться. Но на основе предварительной оценки можно констатировать, что в отдаленных северных районах России плавучие атомные станции конкурентоспособны со станциями на органическом топливе.

Проработки плавучих атомных станций велись в СССР и за рубежом еще с 70-х годов прошлого века, однако единственный проект, доведенный до стадии реализации (кроме американской атомной электростанции «Стерджис», созданной с использованием корпуса судна типа «Либерти» и эксплуатировавшейся в зоне Панамского канала), — это ПАТЭС на базе ПЭБ с реакторной установкой КЛТ-40С. Технический проект плавучего энергоблока, получивший номер 20870, разработан ОАО «ЦКБ “Айсберг”». Строительство ПЭБ по заказу ОАО «Концерн Росэнергоатом» ведется в настоящее время на ООО «Балтийский завод — Судостроение». Судно спущено на воду в 2010 г. (рис. 2). Завершение строительства ПЭБ запланировано на 2016 г. В силу разных обстоятельств место размещения этой ПАТЭС несколько раз менялось. В настоящее время принято решение о сооружении станции в Певеке.

ПЭБ проекта 20870 (рис. 3) представляет собой самоходное судно сточного типа с двойным дном и двойными бортами, с развитой надстройкой, в которой размещаются энергетическое оборудование и жилой блок. ПЭБ спроектирован и строится в соответствии с правилами Российского морского регистра судоходства и требованиями нормативных документов для атомных судов Ростехнадзора и Минздрава.

Корпус ПЭБ выполнен в виде понтона с заостренной носовой оконечностью и транцевой кормой. Высокая непотопляемость обеспечивается делением на 10 водонепроницаемых отсеков.



Рис. 2. Спуск на воду плавучего энергоблока «Академик Ломоносов» проекта 20870

На ПЭБ проекта 20870 установлены две реакторные установки КЛТ-40С и две паротурбинные установки с турбинами теплофикационного типа. Использование на ПЭБ указанных реакторных установок обусловлено главным образом тем обстоятельством, что они созданы на базе паропроизводящих установок атомных ледоколов типов «Арктика» и «Таймыр», положительно зарекомендовавших себя в ходе многолетней интенсивной эксплуатации.

Плавучий энергоблок обеспечивает одновременную выработку 60 МВт электроэнергии и 50 Гкал/ч тепловой энергии, используемой для нагрева воды в системе теплофикации. Максимальная электрическая мощность, выдаваемая с ПЭБ на берег, без производства тепловой энергии составляет около 70 МВт.

На ПЭБ проекта 20870 предусмотрено размещение перегрузочного комплекса и хранилища отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) и твердых радиоактивных отходов (ТРО), что при периоде между перезарядками реактора 2,5—3 года обеспечивает возможность эксплуатации ПЭБ в течение 10—12 лет, т. е. до заводского ремонта без привлечения судов атомно-технического обеспечения для выполнения перезарядок реакторов, приема отработавшего ядерного топлива и радиоактивных отходов.

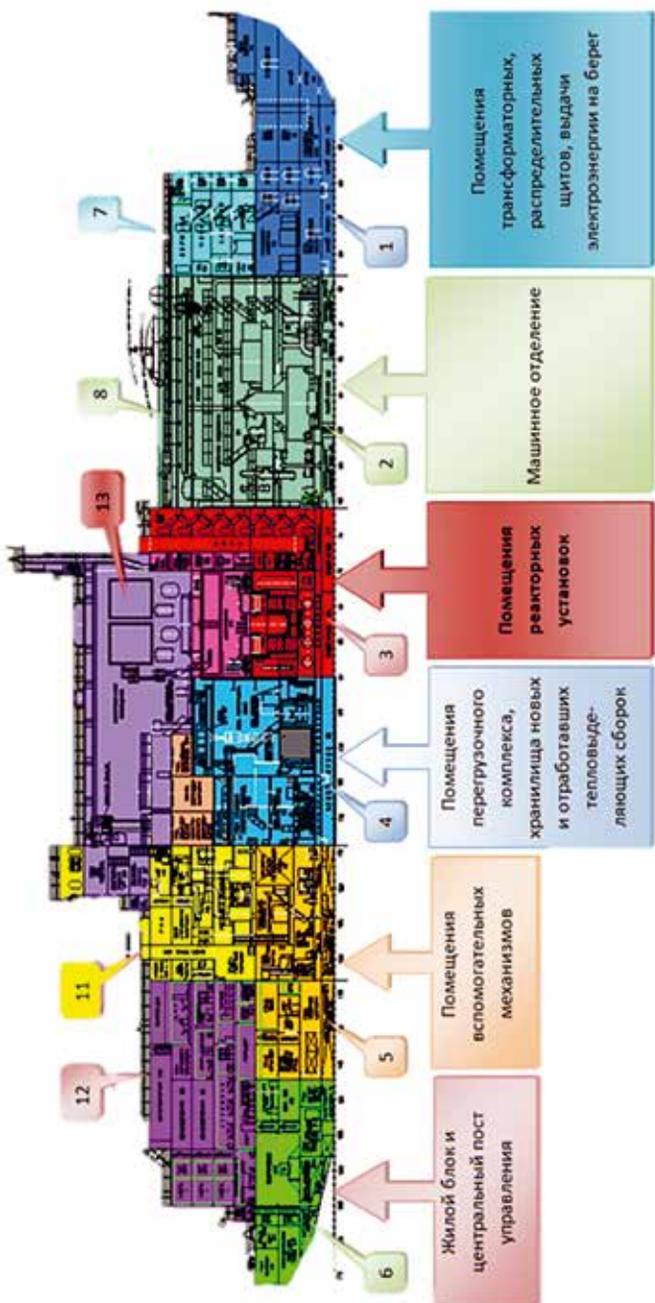


Рис. 3. ПЭБ проекта 20870

После завершения строительства и проведения швартовых испытаний на заводе-строителе ПЭБ будет отбуксирован на площадку ПАТЭС, где пройдет испытания в составе станции.

Очевидно, что результаты эксплуатации ПЭБ «Академик Ломоносов» повлияют на решение о продолжении строительства ПАТЭС и могут выявить новые вопросы, требующие решения. Однако уже сейчас имеет смысл проанализировать пути совершенствования плавучих энергоблоков.

Поскольку, как отмечалось выше, капитальная составляющая занимает значительную долю в затратах на ПАТЭС, одним из основных путей улучшения технико-экономических показателей как ПАТЭС в целом, так и ПЭБ в частности представляется отказ от размещения на ПЭБ перегрузочного оборудования и хранилища ОТВС и ТРО. При этом в зависимости от величины энергозапаса активных зон, используемых в реакторных установках, возможны два варианта.

Если период между перезарядками реактора меньше срока службы ПЭБ до заводского ремонта, необходимо использовать плавтехбазу — специализированное судно, предназначенное для перегрузки активных зон и приема жидких радиоактивных отходов и ТРО с ПЭБ. При выполнении перегрузок с помощью плавтехбазы отпадает необходимость размещения на ПЭБ не только перегрузочного комплекса, баков выдержки и емкостей хранения, но и систем, обслуживающих блок помещений обращения с ядерным топливом, мостовых кранов (установленных в перегрузочном помещении и помещении перегрузки ОТВС), устройств погрузки новых тепловыделяющих сборок (НТВС) с транспортных средств. Учитывая возвышение люкового закрытия помещения перегрузки над плавтехбазой, для обеспечения выгрузки ОТВС в контейнере из реактора и передачи на плавтехбазу, а также для загрузки НТВС с плавтехбазы на ПЭБ необходимо заменить кран грузоподъемностью 3,2 т, размещенный на надстройке ПЭБ, на кран грузоподъемностью 16—20 т (рис. 4).

Сопоставление характеристик вариантов ПЭБ, приведенных в табл. 1, показывает, что за счет отказа от размещения на судне перегрузочного комплекса, хранилища ОТВС и ТРО может быть достигнуто существенное (примерно на 7500—8000 т, т. е. на 36—38%) уменьшение водоизмещения ПЭБ. Его стоимость при этом снизится ориентировочно на 2,5—3,0 млрд руб.

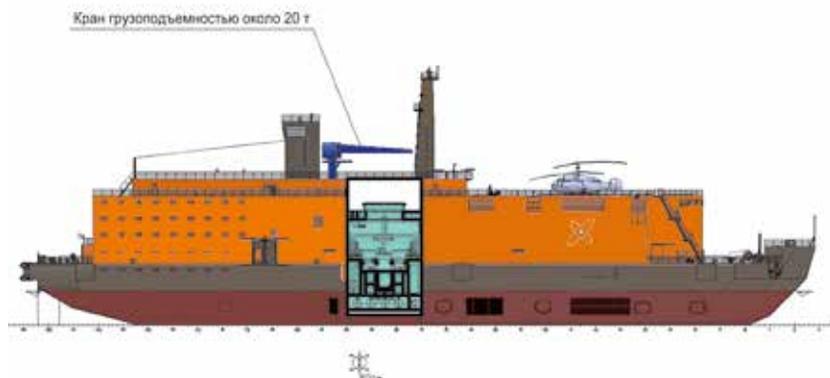


Рис. 4. ПЭБ на базе РУ КЛТ-40С без отсека обращения с ядерным топливом (вид сбоку)

Таблица 1. Характеристики вариантов ПЭБ на базе РУ КЛТ-40С

Характеристика	Вариант ПЭБ	
	Проект 20870	Проработка
Перегрузочный комплекс и хранилище ОТВС и ТРО	Имеются	Отсутствуют
Жилой блок	Имеется на 68 человек	Имеется на 68 человек
Длина по конструктивной ватерлинии, м	140,0	120,0—122,0
Ширина, м	30,0	28,0—30,0
Высота борта до верхней палубы, м	10,0	8,0—8,5
Осадка по конструктивной ватерлинии, м	5,5	4,0—4,2
Водоизмещение в порожнем состоянии, т	21 000	13 000—13 500

В то же время такой вариант ПЭБ имеет ряд недостатков. Перегрузка с помощью плавтехбазы требует решения вопроса надежного ее раскрепления с учетом ветровых воздействий, характерных для Певека, либо перевод ПЭБ на время перезарядки в специально оборудованный пункт, расположенный вне зоны действия экстремальных ветров. Кроме того, проводка плавтехбазы в Певек возможна только в летнее время и в сопровождении ледокола. Использование существующих плавтехбаз, предназначенных для обслуживания атомных ледоколов, проблематично, а стоимость постройки новой плавтехбазы оценивается в 7,5—8,0 млрд руб.

Учитывая изложенное, отказ от перезарядки реакторов собственными средствами ПЭБ и от размещения на них хранилища в том случае, когда интервал

между перезарядками реактора меньше срока службы ПЭБ до заводского ремонта, может быть интересен при создании плавтехбазы для обслуживания нескольких ПЭБ, располагающихся в регионах с нормальными возможными природными воздействиями.

В случае использования на ПЭБ новой реакторной установки, требующей перезарядки реактора не чаще, чем при необходимости проводить докование или заводской ремонт ПЭБ, появляется возможность совместить перезарядку реакторов с нахождением ПЭБ на заводе. В настоящее время в качестве такой установки можно рассматривать РУ РИТМ-200, разработанную для строящегося универсального атомного ледокола. При близкой тепловой мощности и паропроизводительности, что и у КЛТ-40С, эта реакторная установка при определенных условиях сможет обеспечить интервал между перегрузками около 10 лет. Характеристики четырех вариантов ПЭБ с установкой РИТМ-200, проработки которых выполнены «ЦКБ “Айсберг”», приведены в табл. 2.

Таблица 2. Характеристики ПЭБ с РУ РИТМ-200

Параметр	Вариант ПЭБ			
	1	2	3	4
Форма корпуса	Прямоугольная	Прямоугольная	Прямоугольная	По типу проекта 20870
Расположение РУ	Продольное	Поперечное	Поперечное	Поперечное
Наличие перегрузочного комплекса	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Наличие жилого блока	Отсутствует	Отсутствует	Имеется на 40 человек	Отсутствует
Длина, м	150,0	150,0	150,0	120,6
Ширина наибольшая, м	30,0	30,0	30,0	30,0
Высота борта до верхней палубы, м	10,0	10,0	10,0	10,0
Осадка	3,95	3,95	4,0	4,82
Водоизмещение полное, т	17 240	17 240	17 700	16 020

Все проработанные варианты ПЭБ имеют выигрыш по водоизмещению по сравнению с проектом 20870.

Наличие на ПЭБ жилого блока, размещаемого в надстройке, слабо сказывается на водоизмещении судна. Поэтому целесообразно сохранить возможность проживания экипажа на ПЭБ.

Ограничение осадки ПЭБ приводит к необходимости перехода на прямоугольные формы носовой и кормовой оконечностей. Если отказаться от такого ограничения и перейти на обводы корпуса, подобные проекту 20870, можно достичь сокращения водоизмещения примерно на 5000 т.

Еще одно направление сокращения стоимости ПЭБ заключается в осуществлении серийного строительства таких судов. Экономия в данном случае достигается за счет:

- использования разработанной конструкторской, сдаточной и эксплуатационной документации;
- использования разработанной технологической документации и созданной оснастки завода-строителя;
- снижения стоимости крупных поставок комплектующего оборудования.

Однако существенного сокращения стоимости ПЭБ при этом ожидать не стоит, она может составить порядка 3—5%.

В заключение необходимо отметить, что окончательное решение о принятии того или иного пути совершенствования ПЭБ должно приниматься после получения данных о его влиянии на характеристики ПАТЭС в целом.

Создание морских атомных водоопреснительных комплексов с использованием энергетических модулей с реакторными установками

В. В. Мойсов, В. В. Рыжков
ЗАО «Атомэнерго»

Введение

Вода — самый важный из вовлекаемых в человеческое хозяйство природных ресурсов, по объему ежегодного использования она намного превосходит массу всех вместе взятых других добываемых ресурсов.

Общий объем воды на Земле составляет примерно 1400 млн км³, из которых лишь 2,5%, т. е. около 35 млн км³, приходится на пресную воду. Запасы пресной воды невелики, кроме того, большая ее часть находится в твердом состоянии в виде ледников Антарктиды, Арктики и в горах. Эта часть пока практически недоступна для использования.

Ценным источником пресной воды являются реки и озера, но они распределены по поверхности Земли неравномерно. Около 60% площади суши приходится на зоны, где нет достаточного количества воды. Четверть населения мира ощущают недостаток воды. Особенно остро эта проблема стоит перед арабскими странами, большая часть территории которых занята пустынями. В XX в. население земного шара выросло втрое. За этот же период потребление пресной воды увеличилось в семь раз. При таком росте потребления стало резко не хватать водных ресурсов в целом ряде регионов мира. По данным Всемирной организации здравоохранения более 2 млрд человек страдают сегодня от нехватки питьевой воды. В ближайшие двадцать лет, учитывая современные тенденции роста населения и мирового хозяйства, следует ожидать существенного увеличения потребности в пресной воде.

К 2015 г. около 3,5 млрд человек будут испытывать дефицит пресной воды. Необходимое для его покрытия количество воды составит 1500—2000 млрд м³/год, для чего необходимо около 7500 млрд кВт·ч электроэнергии. При использовании для выработки электроэнергии традиционных энергоисточников потребуется сжечь около 1740 млн т нефтепродуктов в год, что создаст недопустимую экологическую нагрузку на природу.

Проблему дефицита пресной воды в мире пытаются устранить, используя различные способы:

- экспорт воды;
- создание искусственных водоемов;
- экономию расхода воды;
- опреснение морской воды.

Однако экспорт воды, создание искусственных водоемов и экономия воды направлены на смягчение ситуации, но не решают проблему в целом.

Выход из сложившегося и усугубляющего положения может быть найден путем создания сети атомных морских водоопреснительных комплексов (АМОК) большой производительности (500—1000 тыс. м³/сут и более), создаваемых по принципу «островов» (рис. 1).



Рис. 1. Атомный морской водоопреснительный комплекс

Атомные морские водоопреснительные комплексы будут включать:

- корпусные конструкции, которые формируют: резервуары для накопления пресной и питьевой воды, помещения для энергетических модулей и блоков опреснителей, хозяйственно-бытовые блоки и т. д.;
- атомные энергетические модули (для АМОК с производительностью около 1 млн м³/сут потребуются три таких модуля);
- блоки опреснителей;
- заводы по выработке морской соли, жидкого хлора и других элементов;

- хозяйственно-бытовые блоки;
- системы выдачи пресной и питьевой воды на суда-продуктовозы и берег.

Ориентировочные габаритные размеры опреснительного комплекса — 250×250 м. На дальнейших этапах проектирования они будут уточнены.

В качестве энергоисточника таких комплексов будут использованы энергетические модули с ядерными энергетическими установками, изготовление и эксплуатация которых имеет широкую практику в России.

Плавучий энергетический модуль представляет собой несамостоятельное судно стоечного типа с обводами корпуса, близкими к прямоугольным.

Плавучие энергетические модули являются самостоятельными изделиями заводского изготовления, их доставка к месту размещения возможна на судах-доках типа «Blue Marlin» (рис. 2).

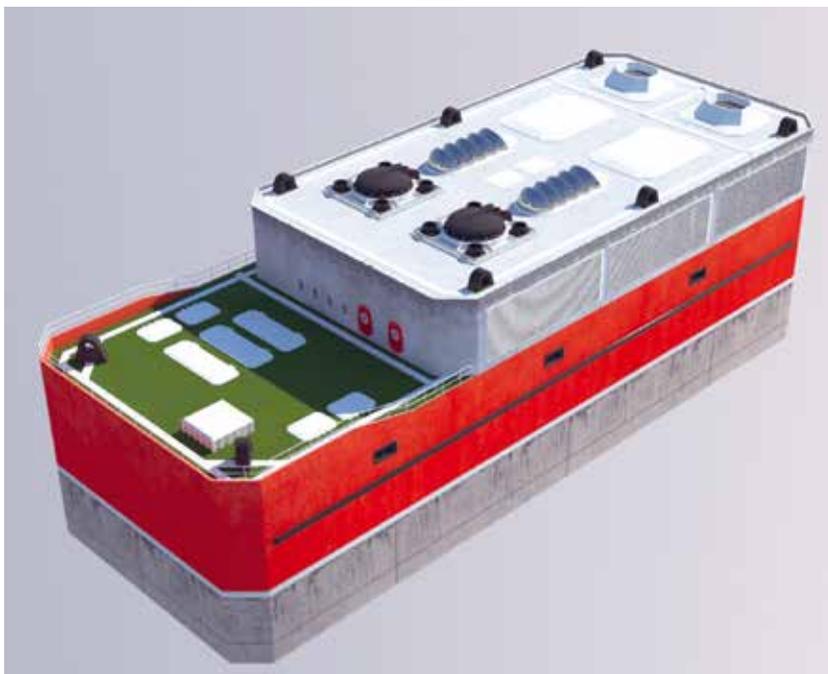


Рис. 2. Плавучий энергетический модуль

На плавучем энергетическом модуле размещается ядерная энергетическая установка с двумя реакторными установками РИТМ-200М с водо-водяным реактором и паротурбинной установкой с двумя турбинами и электрогенераторами (рис. 3).

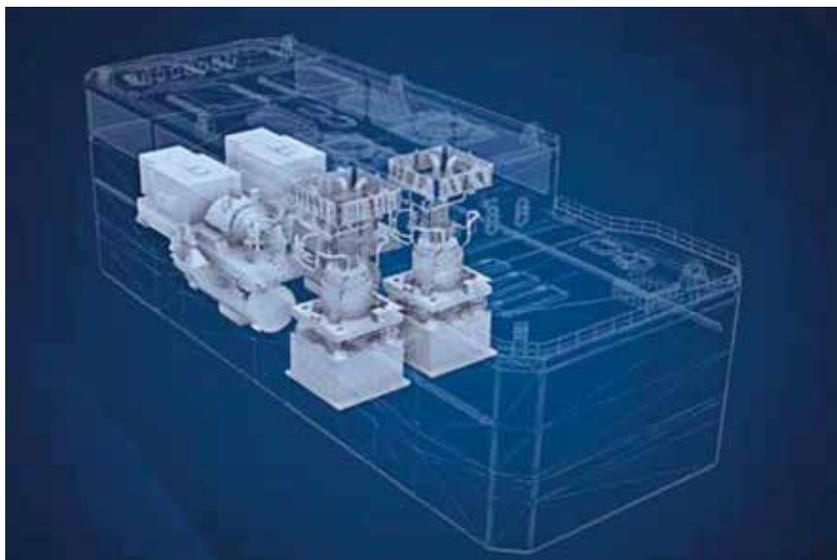


Рис. 3. Ядерная энергетическая установка с двумя реакторными установками РИТМ-200М

Установка РИТМ-200М разработана ОАО «ОКБМ Африкантов». В ее основу положен парогенерирующий блок интегрального типа с принудительной циркуляцией, расположением кассет парогенератора внутри единого корпуса, а циркуляционных насосов первого контура — в отдельных выносных гидрокамерах и низконапряженной кассетной активной зоне с увеличенным энергоресурсом. Обогащение топлива по ^{235}U не превышает 20%, что удовлетворяет требованиям МАГАТЭ. Интегральная компоновка парогенерирующего блока позволяет минимизировать массу и габариты реакторной установки. Каждая реакторная установка размещается в защитной оболочке. Время между перезарядками составляет около десяти лет.

Наличие двух реакторных установок позволит получить с одного плавучего энергетического модуля до 72 мВт электроэнергии.

Морские опреснительные комплексы могут устанавливаться как в территориальных водах потенциальных потребителей воды, так и в нейтральных водах, что позволит обеспечивать водой ряд стран региона.

Доставка пресной воды может осуществляться:

- танкерами-продуктовозами (рис. 4);
- с помощью трубопровода (рис. 5).



Рис. 4. Доставка пресной воды танкером

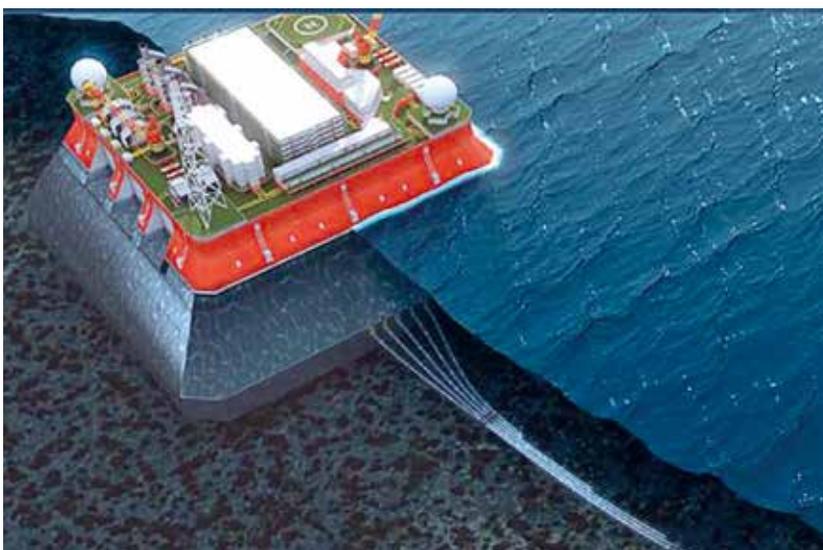


Рис. 5. Доставка пресной воды с помощью трубопровода

Вопрос доставки пресной воды потребителю будет рассмотрен более детально при разработке модели эксплуатации и выборе площадки в зависимости от условий места размещения комплекса и определения основных потребителей.

Одним из вариантов реализации опреснительных комплексов может стать их создание на базе морских платформ (рис. 6) производительностью 250—300 тыс. м³/сут.



Рис. 6. Опреснительные комплексы на базе морских платформ

Данное решение позволит в заводских условиях создавать опреснительный комплекс с установленным на нем энергетическим и технологическим оборудованием, готовым к транспортировке и установке на месте базирования, в том числе в прибрежных зонах.

В зависимости от объема опреснения морской воды можно устанавливать автономно несколько таких опреснительных комплексов. Структура опреснительного комплекса приведена на рис. 7. Ориентировочные габаритные размеры комплекса — 80×80 м.

В состав каждого комплекса, построенного на базе морских платформ, входят:

- две реакторные установки РИТМ-200М;
- паротурбинная установка с двумя турбинами и электрогенераторами;
- опреснительный модуль;
- блок по выработке морской соли, жидкого хлора и других элементов;
- система выдачи пресной и питьевой воды на берег и суда-продуктовозы;
- накопитель пресной воды;
- жилой и хозяйственно-бытовые блоки.

Проживание обслуживающего персонала планируется в комфортабельных условиях. В распоряжении персонала будут необходимые общественные, спортивные и бытовые помещения.

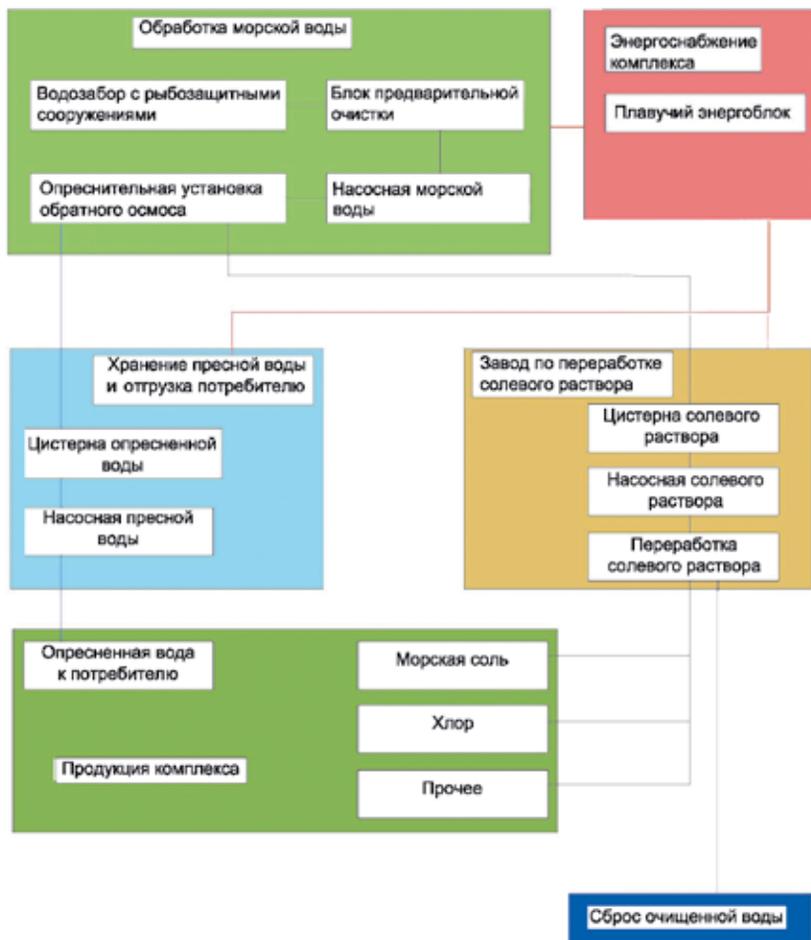


Рис. 7. Структура опреснительного комплекса

Методы опреснения морской воды

Существует несколько методов получения пресной воды из морской:

- дистилляционный;
- вымораживание;

- электродиализ;
- ионообменный;
- мембранный.

В настоящее время наиболее перспективным является мембранный метод, основанный на процессе обратного осмоса. Опреснительные комплексы с применением этого метода могут создаваться в широком спектре производительности в зависимости от структурных и энергетических возможностей потребителей воды.

Одним из наиболее распространенных методов опреснения является дистилляция, однако по сравнению с обратным осмосом она более энергозатратна, так как пресная вода получается путем фазового перехода.

Для опреснения морской воды обратным осмосом требуется 4—5 кВт·ч/м³, электрической энергии в пересчете на тепловую потребуется 10—12 кВт·ч/м³, а при дистилляции — почти в два раза больше, 22—25 кВт·ч/м³.

Метод дистилляции дает более близкую к природной опресненную воду (в том числе и по содержанию тяжелой воды). Однако при его применении увеличиваются массогабаритные характеристики комплекса. Вопрос применения метода дистилляции в АМОК для производства питьевой воды требует дальнейшей проработки.

Реализация проекта

Реализацию проекта создания пилотного образца морского опреснительного комплекса предлагается осуществить в несколько этапов.

Этап 1. Разработка концептуального проекта. Разрабатываются следующие материалы:

- архитектурный облик комплекса;
- эскизный проект комплекса и его составных элементов;
- техническое задание на создание комплекса;
- рекламно-информационные материалы;
- предварительные данные по стоимости и окупаемости проекта;
- определение совместно с заинтересованными международными структурами (ООН, МАГАТЭ и др.) места базирования пилотного образца комплекса;
- перечень работ НИР и ОКР и изыскательских работ;
- схемы управления созданием и эксплуатацией пилотного проекта и т. д.

Этап 2. Разработка классификационного проекта и выполнения работ НИР и ОКР и изыскательских работ. Создание структур управления созданием и эксплуатацией пилотного проекта.

Этап 3. Строительство пилотного проекта комплекса и ввод в эксплуатацию. Финансирование работ по этапам 1 и 2 предлагается производить за счет средств по федеральной целевой программе с дальнейшим включением данного объема средств и интеллектуальной собственности в виде классификационного проекта как долевое участие Правительства РФ в международную корпорацию по созданию и эксплуатации комплекса.

Финансирование работ по этапу 3 осуществляется участниками международной корпорации по созданию и эксплуатации комплекса, а также путем привлечения инвестиционных и венчурных капиталов.

Таблица 1. План-график создания пилотного морского опреснительного комплекса

Этап	Год							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Разработка концептуального проекта, в том числе: эскизного проекта; технического задания на создание комплекса								
2. Разработка классификационного проекта и ТЭО								
3. Разработка рабочей документации								
4. Строительство комплекса								
5. Испытания и ввод в эксплуатацию								

Заключение

Приведенные данные показывают, что в ближайшее десятилетие дефицит пресной воды достигнет катастрофической цифры 1500—2000 млрд м³/год с общим объемом товарного рынка около 5 трлн долл./год.

Для восполнения дефицита пресной воды мировое сообщество будет принимать меры по развитию и созданию индустрии водоопреснения с многомиллиардными годовыми инвестициями.

Предлагаемая концепция создания морских опреснительных комплексов большой производительности позволит России войти на международный рынок создания водоопреснительных комплексов, что, в свою очередь, даст импульс к развитию производств по изготовлению высокотехнологичной продукции в областях судовой атомной энергетики, машиностроения и судостроения.

Создание морских опреснительных комплексов позволит:

- вырабатывать пресную и питьевую воду в необходимых объемах;
- исключить экологическую нагрузку на природу за счет исключения потребления кислорода и выброса в атмосферу тепловой энергии, углекислого газа, окиси азота, пыли и т. д.;
- исключить из производственного цикла нефтепродукты, используемые в традиционных энергоустановках (создание резервуаров для приема и хранения нефтепродуктов и т. д.);
- исключить засоление береговой акватории и нарушение экосистемы;
- создать широкий спектр обслуживания стран и регионов по обеспечению пресной водой;
- изготавливать отдельные блоки на специализированных судостроительных предприятиях с проведением необходимых испытаний, что позволит изготовить продукцию на высоком уровне;
- расположить атомные энергетические модули внутри комплекса, что позволит обеспечить безопасность их эксплуатации;
- вырабатывать морскую соль, жидкий хлор и другие продукты, содержащиеся в морской воде;
- обеспечить доставку пресной воды производителю различными способами, в том числе с помощью танкеров-продуктовозов и трубопроводов.

Возобновляемая энергетика — важный компонент улучшения энергоснабжения и повышения энергобезопасности страны

*А. Ф. Дьяков, Э. М. Перминов
Корпорация «ЕЭЭК»*

Изменение мировой энергетической парадигмы

В настоящее время энергетическая ситуация в мире весьма сложна и будет продолжать обостряться в связи с ростом энергопотребления, ограниченностью запасов традиционных ископаемых органических энергоресурсов, непрерывным увеличением их стоимости и повышением экологических требований ко всем энергетическим технологиям.

При существующих объемах и темпах роста энергопотребления в мире известные запасы органического ископаемого топлива, основы современной энергетики, по разным оценкам будут исчерпаны в исторически короткие сроки. Эти сроки широко обсуждаются и известны многим специалистам.

Речь идет примерно о 70—150 годах. В дальнейшем основное энергопотребление предполагается практически осуществлять за счет угля, возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и, возможно, ядерного топлива и термоядерной энергии [1; 2].

Новые технологии использования возобновляемых энергоресурсов, возобновляемая энергетика (new renewable — НВИЭ) привлекают все большее внимание своими преимуществами: неисчерпаемостью, меньшим загрязнением окружающей среды, ведут к сокращению использования невозполнимых расходов традиционных видов топлива, способствуют освоению современных высоких технологий, созданию принципиально новых высокотехнологичных машиностроительных отраслей и дополнительных высококвалифицированных рабочих мест. Это относится в значительной мере и к электроэнергетике, одному из крупнейших потребителей энергоресурсов.

На рис. 1 представлено соотношение производства электроэнергии на базе различных энергоресурсов в 2007 г. по данным Мирового энергетического агентства (МЭА). Как видно, доля НВИЭ составляла тогда 2,3%, а доля ядерного топлива — 14,8%.

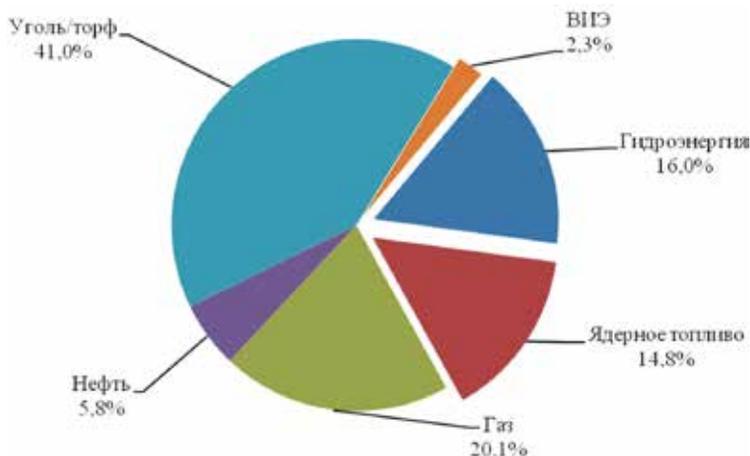


Рис. 1. Мировое производство электроэнергии в 2007 г.

Источник: IEA KEY WORLD ENERGY STATISTICS 2008

По данным МЭА, на 2013 г. доля НВИЭ в производстве электроэнергии уже составила 5,2% (около 500 ГВт) и почти в 1,5 раза превысила долю АЭС (2,8%, 340 ГВт).

НВИЭ уже играют значительную роль в энергоснабжении Дании, Исландии, Новой Зеландии, Канады, Германии, Норвегии, Испании, США, КНР и других стран. Государственные программы развития НВИЭ приняты в ведущих странах: КНР, Индии, США, Франции, Италии, Германии, Испании, Голландии и др. По прогнозам МЭА, доли различных источников в производстве электрической энергии в 2050 г. составят: уголь — 25%, газ — 25%, АЭС — 18%, ГЭС — 15%, НВИЭ — 15%.

По данным Совета по возобновляемой энергии Европейского союза, доля НВИЭ в первичной энергии составит 16,6% в 2010 г., 23,6% в 2020 г., 34,7% в 2030 г. и 47,7% в 2040 г. А по прогнозу крупнейшей нефтяной фирмы «Shell», до 60—70% энергопотребления в 2060 г. будет обеспечиваться за счет НВИЭ [3].

Более 130 государств приняли программы развития НВИЭ, которые в большинстве стран успешно реализуются.

Сегодня практически по всем направлениям НВИЭ достигнуты показатели, сравнимые с «традиционной» энергетикой, а во многих случаях НВИЭ могут являться единственными источниками энергоснабжения. Это прежде всего

касается автономного, «островного» (регионального) — *децентрализованного* (распределенного) энергоснабжения.

В настоящее время мир стоит перед насущной необходимостью решить проблему, которая в 2002 г. была сформулирована ООН как «энергетическая трилемма» (Energy Trilemma): обеспечить баланс между воздействием на экологию, доступом к энергоресурсам и социальной справедливостью. Одной из главных целей Тысячелетия по развитию (Millennium Development Goals) наряду с преодолением бедности и снижением опасности изменения климата является освоение чистой и доступной энергии. И пути ее решения активно ищутся.

В 2008 г. Генеральная Ассамблея ООН приняла инициативу «Устойчивая энергетика для всех», которая предусматривает решение к 2030 г. трех важных взаимосвязанных задач:

- обеспечения всеобщего доступа к современным энергетическим услугам;
- повышения эффективности мирового энергопотребления на 40%;
- увеличения доли использования НВИЭ в мире до 30%.

На 22-м Мировом энергетическом конгрессе в Тэгу (Южная Корея, 13—17 октября 2013 г.) министр энергетики России А. В. Новак в своем ключевом докладе «Поиск баланса в решении энергетической трилеммы» отметил, что сегодня 1,2 млрд человек не имеют доступа к электроэнергии, 2,8 млрд — к современному топливу. Особенно остро эта проблема стоит в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Азия — арена инноваций и самый динамичный энергетический рынок в мире [4].

НВИЭ обладают достаточным потенциалом для обеспечения потребностей человечества в энергии, и поскольку им свойственна *децентрализация*, маловероятно, что они станут причиной войн и вооруженных конфликтов, которыми так славятся богатые нефтью страны. НВИЭ играют особую роль в решении проблем автономного и регионального (*децентрализованного*) энергоснабжения (ДВИЭ).

По административным причинам возобновляемая энергетика часто выносятся за скобки энергетических рынков. Но даже при этих условиях геотермальная, ветровая, солнечная энергия, энергия малых ГЭС (МГЭС) и современная биомасса во многих регионах достигают конкурентной стоимости.

Несмотря на это, представители традиционных энергосистем сохраняют глубокое предубеждение против возобновляемой энергетики, объясняя это высокой стоимостью НВИЭ, нерегулярностью поступления ресурса, не-

обходимостью дублирующей мощности, экологическими проблемами, хотя сегодня все эти аргументы в значительной мере опровергнуты.

Ископаемое топливо, получая от 200 до 250 млрд евро субсидий от налогоплательщиков, искусственно становится конкурентоспособным. Если учитывать полные затраты на природоохранные мероприятия на стадиях добычи, переработки и сжигания традиционного топлива, конкурентоспособность НВИЭ заметно возрастет. Подсчет внешних расходов, связанных с изменением климата, загрязнением окружающей среды, означал бы, что большинство общепризнанных энергетических технологий не являются конкурентоспособными.

Новые обязательства на себя берут не только правительства, но и все заинтересованные стороны, в том числе международные финансовые институты. Финансирование проектов, связанных с добычей ископаемого топлива, ядерной и большой энергетикой, сокращается, и увеличивается доля финансирования проектов по развитию НВИЭ.

Использование НВИЭ для промышленно развитых стран, зависящих от импорта топливно-энергетических ресурсов, — это прежде всего энергетическая безопасность, для промышленно развитых стран, богатых энергоресурсами, — экологическая безопасность и завоевание рынков сбыта высокотехнологичного оборудования, для развивающихся стран — наиболее быстрый путь к улучшению социально-бытовых условий населения, возможность развития промышленности по экологически приемлемому пути. Для всего мира в целом — это возможность повысить уровень жизни, снизить эмиссию парниковых газов, избежать глобальных изменений климата, прекратить в дальнейшем межгосударственные конфликты, обусловленные перераспределением энергетических ресурсов.

Предпринимаются решительные меры, чтобы:

- трансформировать глобальную энергетическую систему из полностью зависимой от ископаемого топлива, ядерной и большой гидроэнергетики в систему, также основанную на новой возобновляемой энергетике и принципах энергоэффективности;
- продолжить реализацию в том числе и ратифицированного Россией Киотского протокола — первого международного шага данного перехода;
- создать специальные фонды и программы для снабжения чистой и доступной энергией миллионов людей, не имеющих доступа к энергетическим ресурсам, — ключевой элемент для достижения целей развития тысячелетия.

Активное развитие возобновляемой энергетики во многих странах началось после энергетического кризиса середины 1970-х годов, когда появились коммерческие технологии ее использования, и оно происходит быстрее, чем предполагалось 10 лет назад. В мировой энергетике совершается техническая революция: за 30 лет создается новая крупная отрасль, успешно конкурирующая технически и экономически с традиционными технологиями энергетики, имеющая большие перспективы развития.

Бурное развитие возобновляемой энергетики — одно из наиболее важных достижений XXI в., которое привело к *изменению существующей энергетической парадигмы*.

Децентрализованная и возобновляемая энергетика России: роль и место в решении проблем энергоснабжения

Российская энергетика в настоящее время обеспечивает народное хозяйство страны электроэнергией и теплом. Главным гарантом надежного и безопасного обеспечения энергией потребителей по-прежнему остается Единая энергетическая система России (рис. 2). Однако даже в XXI в. Единая энергетическая система охватывает немногим более 30% территории страны, остальные 70% обеспечивают электроэнергией электростанции, работающие в автономном режиме, или локальные энергосистемы, такие как Камчатская, Магаданская и Сахалинская. Становится очевидно, что в электроэнергетике существуют серьезные проблемы, связанные со старением оборудования, технологическим отставанием от передовых стран, особенно при децентрализованном энергоснабжении на отдаленных и труднодоступных территориях Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока, которые не охвачены централизованным энергоснабжением. А там проживает более 20 млн человек. Значительная часть этой территории снабжается электроэнергией от дизельных электростанций (ДЭС), а теплом — от мелких неэффективных местных котельных (рис. 3).

Проблемы децентрализованного энергоснабжения, развития возобновляемой энергетики регулярно рассматриваются на заседаниях Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС». В составе Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» работает секция возобновляемой нетрадиционной энергетики.

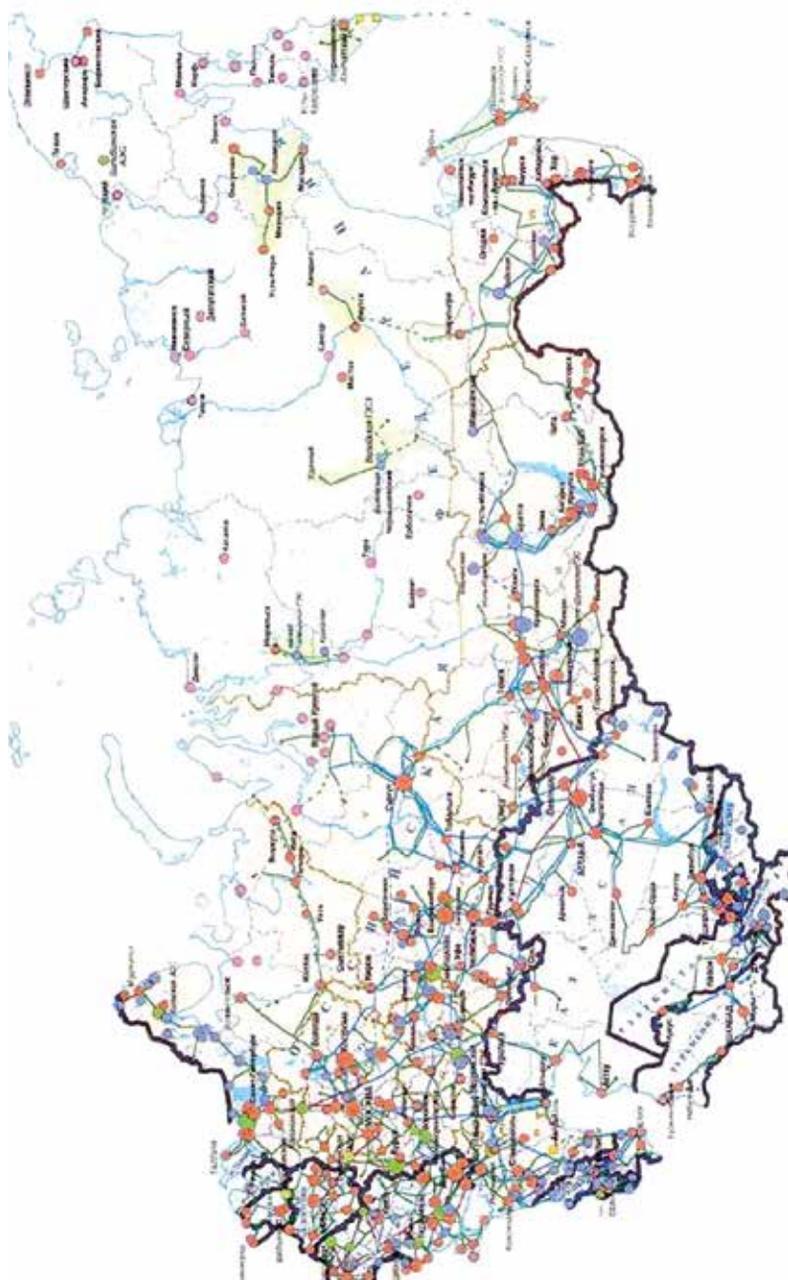


Рис. 2. Основные электростанции России и стран — членов СНГ

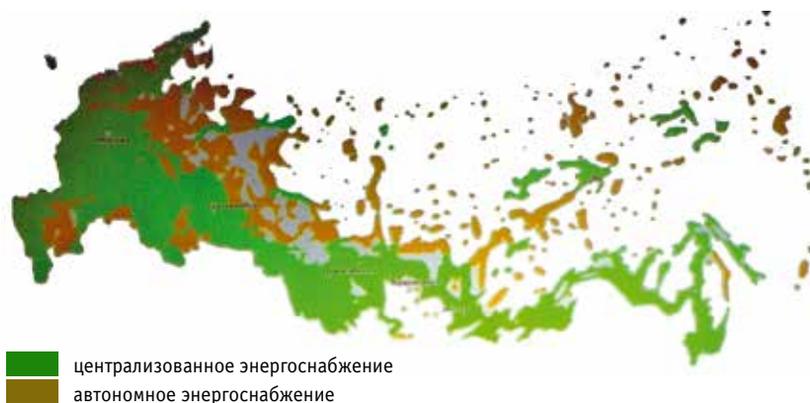


Рис. 3. Регионы централизованного и децентрализованного энергоснабжения

Результаты этих рассмотрений показывают важность и сложность проблем при децентрализованном энергоснабжении для России, учитывая обширную территорию, недостаточно развитую инфраструктуру и самый суровый в мире климат. При этом специалисты сегодня признают значительное отставание нашей страны в решении важнейшей экономической и энергетической задачи XXI в. — развития возобновляемой энергетики, использования местных энергоресурсов и в зоне ответственности ЕЭС, т. е. крупной сетевой и децентрализованной энергетики. НВИЭ в нашей стране сегодня находится в тяжелых условиях, поскольку в значительной мере разрушены отечественное энергомашиностроение, радиоэлектроника, приборостроение и другие отрасли, на которых она базируются. Как новое направление энергетики НВИЭ в начальный период развития нуждается в поддержке государства, также как при государственной поддержке в России развивались все отрасли ТЭК, машиностроение, атомная, космическая промышленность. При этом надо понимать, что НВИЭ не является альтернативой «традиционной большой» энергетике, а дополнением к ней, занимая совершенно определенную нишу, которая будет расширяться. Главную роль в развитии ДВИЭ, по-видимому, должны играть регионы и независимые производители при соответствующей поддержке государства.

На начальном этапе НВИЭ в большинстве случаев может успешно развиваться при наличии субсидий на производимую электроэнергию или дотаций на дублирующую мощность, при подключении к сети и при поддержке государства. Это связано с высоким уровнем новых технологий и недостаточным объемом производства.

Вместе с тем уже сейчас имеется много регионов и условий, в том числе в России, где применение НВИЭ (и прежде всего в ДВИЭ) может быть экономически оправданно. Использование в значительной части децентрализованной энергетики НВИЭ является важным средством энергосбережения. Мотивами развития децентрализованной и возобновляемой энергетики в России являются повышение уровня жизни, энергетической безопасности и диверсификация топливно-энергетического баланса страны и ее субъектов, улучшение энергоснабжения в дефицитных энергосистемах, расширение энергетической эффективности отрасли и энергосбережения.

При разумном сочетании ресурсов государства и бизнеса можно осваивать существующие западные технологии, поддерживать собственные разработки новейших технологий, а также финансировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) в перспективных направлениях развития НВИЭ. Для этого необходимо создать благоприятные экономические условия производителям и потребителям оборудования, использующим энергию НВИЭ, обеспечить свободный доступ на рынок электроэнергии, создать режим льготного присоединения к электрической сети, обеспечить государственную поддержку НИОКР.

Ситуация с НВИЭ в электроэнергетике сегодня характеризуется показателями, представленными в табл. 1 (по данным ИНЭИ РАН [3]).

Таблица 1. Основные показатели российской электроэнергетики

Характеристика	Мощность, МВт		Выработка, млн кВт·ч		Число часов работы	
	2009	2012	2009	2012	2009	2012
Общее количество электростанций	221 463	234 502	985 115	1 066 152	4448	4546
ВИЭ	194,7	202,7	948,2	846,0	4871	4173
В том числе:						
ВЭС	10,5	10,4	3,9	4,1	375	396
ГеоТЭС	81,2	86,5	464,1	477,2	5715	5517
малые ГЭС *	103,0	105,9	480,2	364,7	4664	3445
Доля ВИЭ,%	0,09	0,09	0,10	0,08		

* Установленной мощностью 10 МВт и менее.

Как следует из этих данных, доля НВИЭ в России ничтожно мала и, несмотря на принимаемые в последние годы меры, она еще уменьшилась. Это связано с тем, что причины такого положения достаточно сложны. Они могут быть объяснены действием множества факторов и препятствий политического,

экономического, ведомственного и организационного характера, преодолеть которые не всегда и не всем удается.

Силами небольших фирм и групп энтузиастов это важное направление энергетики будущего серьезно не продвинуть. Пришло время для разработки на уровне государства глубоко продуманной и научно обоснованной стратегии развития всего ТЭК и обеспечения на длительную перспективу энергетической безопасности страны с учетом широкого использования возобновляемых и местных энергоресурсов и современных технологий. Для этого в нашей стране есть все — соответствующие энергоресурсы, научно-технический и производственный потенциал, необходимые кадры.

Такую задачу не может решить одно Минэнерго. Это общегосударственная задача, и в ее решении должны активно участвовать Минпромторг, Минрегион, Минобрнауки, Минэкономики, МЧС, администрации субъектов Федерации, ведущие производители электрической и тепловой энергии, разработчики и производители энергетического оборудования.

Перспективы развития НВИЭ-энергетики, видимо, следует рассматривать с учетом обстоятельств централизованного и децентрализованного энергоснабжения в зоне ЕЭС и вне ее, так как соответствующие проблемы в каждой из этих зон решаются по-разному. В порядке реализации такого подхода предлагается по-разному решать проблемы для оптового и розничного рынков электроэнергии.

На территории страны, которую не охватывает ЕЭС, мы должны обеспечить развитие возобновляемой энергетики, по-видимому, в основном за счет создания комбинированных (гибридных) электростанций на базе двух, трех и более источников энергии, например, ветродизельных, ветросолнечных, ветрогидравлических или солнечно-теплососных энергетических станций. При этом крайне важно использовать на таких электростанциях именно те источники энергии, которые позволяют свести к минимуму завоз топлива в отдаленные и труднодоступные регионы, особенно на Крайний Север, где цена топлива выше в несколько раз.

При развитии НВИЭ в зоне ЕЭС надо исходить из того, что она не предназначена для решения проблемы обеспечения надежности и живучести Единой энергетической системы в условиях роста энергопотребления. Но в период роста энергопотребления на этапе реформирования энергетики, адаптации ее к рыночным отношениям возобновляемая энергетика, безусловно, может сыграть важную роль. Кроме того, в целях обеспечения гарантированного энергоснабжения важнейших объектов жизнеобеспечения на случай ава-

рийного отключения их от ЕЭС автономные НВИЭ-электростанции на этих объектах могут использоваться в качестве резервных мощностей. Сегодня, когда в нашей стране идет реформирование электроэнергетики, происходит не только изменение структуры управления отраслью, но и изменение денежных потоков, прежде всего их дальнейшее дробление. В этих условиях изыскать средства на строительство крупных электростанций и даже отдельных крупных энергоблоков во многих случаях трудно. Реальнее рассчитывать на объемы инвестиций и строительство для небольших электростанций. Реализация таких проектов позволяет сократить объем инвестиций, сроки их возврата, снизить инвестиционные риски.

Экономический потенциал ВИЭ в нашей стране составляет 270—335 млн т условного топлива, т. е. более 25% внутреннего энергопотребления. В соответствии со стратегией развития энергетики России на перспективу предполагалось, что в производстве электроэнергии до 2020 г. возобновляемые источники энергии будут составлять порядка 4,5% [3].

Сегодня крайне важно изучить рынок НВИЭ-энергетики, чтобы с его учетом строить работу не только энергетиков, но и машиностроителей, производящих энергооборудование для этих электростанций. Однако пока рынок не определен и развивается в основном в европейской части страны, где успешно функционирует Единая энергетическая система, тогда как сама жизнь, нужды населения, потребности развития промышленности, транспорта, сельского хозяйства требуют более активного продвижения этой энергетики в Сибирь, на Дальний Восток, в районы Крайнего Севера, отдаленные труднодоступные территории, где нет возможности компенсировать нехватку электроэнергии, используя возможности ЕЭС.

Ниже коротко представлено настоящее положение с НВИЭ в нашей стране.

В балансе электроэнергии значительная доля приходится на *гидроэнергетику*, потенциал которой для строительства крупных ГЭС в европейской части России практически исчерпан. Поэтому дальнейшее наращивание производства электроэнергии за счет строительства гидроэлектростанций, отчасти и в азиатской части, связывается именно со строительством малых ГЭС (МГЭС). Экономический потенциал гидроэнергетики в мире составляет 8100 млрд кВт·ч. Доля малых и микро-ГЭС составляет около 10% этого гидропотенциала. В России экономический потенциал МГЭС составляет около 200 млрд кВт·ч/год, а используется всего на 2—5%. Как известно, в 1950—1960-е годы малых ГЭС в нашей стране было несколько тысяч. Было прекращено и производство отечественного оборудования для таких гидроэлектростанций.

В настоящее время в России работает немногим более 300 МГЭС общей мощностью до 1000 МВт. Настало время вернуться к строительству и восстановлению малых и микро-ГЭС.

Значительный рост доли ВИЭ в энергобалансе ЕС намечается обеспечить за счет *ветровой энергетики*. Россия обладает огромными ветроэнергетическими ресурсами, особенно на территориях Крайнего Севера, Юга и Дальнего Востока, где использование энергии ветра экономически выгодно. Экономический потенциал ветровой энергии в нашей стране составляет примерно 260 млрд кВт·ч/год, т. е. около 25% производства электроэнергии всеми электростанциями России. В настоящее время в стране действуют ветроэлектростанции (ВЭС) мощностью менее 15 МВт. Строительство ВЭС, безусловно, будет продолжаться, но их сооружение должно осуществляться прежде всего в тех местах, где проведена надежная оценка ветропотенциала, правильно определены условия работы, мощность и тип оборудования и квалифицированно проведена оценка проекта.

ВЭУ добавляют энергетикам проблемы, связанные с необходимостью развития электрических сетей, усложнением диспетчерского управления оперативными режимами, обеспечением надежности и безопасности энергоснабжения потребителей.

Дизельные электростанции (ДЭС). Они составляют основу децентрализованного электроснабжения во многих районах России. Только в этих регионах работает до 50 тыс. дизельных электростанций. Большинство ДЭС имеют низкий КПД (до 0,4) и ограниченный ресурс службы, высокие удельный расход (250—300 г/кВт·ч) дорогого дизельного топлива (в 6—7 раз дороже газа и в 2 раза дороже топочного мазута). ДЭС имеют сверхнормативные значения выбросов загрязняющих веществ, а себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии достигает 20 руб./кВт·ч и более. Отечественные дизельные энергоустановки все еще уступают лучшим зарубежным по экономичности и надежности, а также по габаритам и массе на единицу установленной мощности. Для повышения эффективности и надежности энергоснабжения, экономии дорогого топлива необходимо заменять ДЭС установками НВИЭ.

Газодизельные электростанции (ГДЭС). В последнее время во всем мире активно внедряются ГДЭС, использующие природный газ. У газопоршневых электростанций топливная составляющая стоимости электроэнергии в 2—2,5 раза меньше, чем у обычных ДЭС. Газопоршневые двигатели могут работать и на промышленных газах: коксовом, биогазе, шахтном метане и др.

У нас ГДЭС внедряются пока медленно, хотя российские заводы приступили к производству таких электроустановок.

Малые атомные электростанции. В перспективе в ряде случаев предпочтительнее, видимо, будет отдаваться малым АЭС, особенно в удаленных и труднодоступных местах, в условиях Крайнего Севера, куда сложно и крайне дорого доставлять топливо. Пока малые атомные теплоэлектростанции намечается построить в четырех пунктах: Вилючинске (Камчатка), Северодвинске (Архангельская область), Дудинке (Красноярский край) и Певеке (Чукотка).

Настоятельно требуется создание атомных электростанций мощностью 1,5—10 МВт для энергоснабжения небольших селений и районов. Предусматривается строительство первой плавающей атомной электростанции мощностью 70 МВт с использованием судовых технологий (Россия в этой области имеет большой опыт). Однако для осуществления таких проектов требуются значительные НИОКР и большие инвестиции, что тормозит строительство таких электростанций.

Геотермальная энергетика. Россия располагает большими геотермальными ресурсами, использование которые для теплоснабжения городов и поселков позволило бы экономить 20—30% ископаемого топлива в течение ближайших 5—10 лет. Но, обладая запасами геотермальной энергии и являясь технологическим лидером в этой области, Россия значительно отстает в их практическом использовании. В нашей стране действуют три геотермальных электростанции, расположенные на Камчатке: Паужетская, Верхне-Мутновская и Мутновская ГеоТЭС. На Курильских островах работают три небольшие геотермальные установки. ЗАО «Геотерм» и ОАО «РусГидро» ведут сооружение ГеоТЭС бинарного цикла, что позволит значительно расширить возможности использования геотермального теплоносителя.

В Ставропольском крае одобрена концепция комплексного использования геотермальных ресурсов Казьминского месторождения.

В Краснодарском крае подготовлен проект использования геотермальных вод для тепло- и электроснабжения Лабинска общей тепловой мощностью 100 МВт и электрической мощностью 4 МВт. Важно, что для развития геотермальной энергетики имеется отечественное оборудование, производство которого налажено в ОАО «Калужский турбинный завод». Пока суммарная мощность всех установок составляет менее 80 МВт.

Тепловые насосы (ТН). Тепловые насосы, используя низкопотенциальное тепло воздуха, сбросных и грунтовых вод, производят тепла в 3—7 раз боль-

ше, чем потребляют электрической энергии. Тепловые насосы используют пока недостаточно, хотя возможности для их использования огромны. В нашей стране сегодня немногим более 100 ТН, а их суммарная мощность составляет примерно 30 МВт. Стоимость оборудования ТН составляет от 80 до 180 долл. за 1 кВт тепловой мощности, а сроки окупаемости не превышают трех лет. Перспективным направлением применения тепловых насосов является использование тепла обратной сетевой воды в системах дальнего транспортирования тепла, а также дымовых газов. Причем чем выше температура используемого источника тепла, тем лучше энергетический баланс.

Приливные электростанции (ПЭС). Общий потенциал использования приливной энергии мирового океана оценивается в 800 ГВт, что может обеспечить до 15% мирового энергопотребления. По расчетам специалистов в Европейской части и на Дальнем Востоке нашей страны от энергии прилива может быть получено более 120 ГВт мощности. Специалистами ОАО НИИЭС для приливных электростанций разработана принципиально новая ортогональная турбина, не имеющая аналогов в мире. Ими подготовлены предложения по строительству Тугурской ПЭС (мощностью 8 млн кВт) и Мезенской ПЭС (11,4 млн кВт) на базе типового блок-модуля с использованием ортогональной турбины. Использование новой турбины на этих ПЭС позволит уменьшить капитальные вложения на их сооружение по сравнению с затратами на ПЭС с осевыми капсультными агрегатами.

Энергоустановки с использованием топливных элементов (ТЭ). В последние годы во многих странах высокими темпами развивается электрохимическая энергетика с использованием водорода и топливных элементов. Высокая эффективность ТЭ, отсутствие движущихся частей, шума, экологическая чистота вызывают все больший интерес к таким установкам.

В России также многие годы успешно ведутся работы по созданию энергоустановок на базе топливных элементов, предназначенных в первую очередь для космических исследований. В последнее время к созданию высокоэффективных энергоустановок на основе топливных элементов, в том числе гибридных, подключились и наши отраслевые институты.

Солнечные энергоустановки. Достойное место в энергобалансе многих регионов страны в перспективе могут занять солнечные энергоустановки, особенно горячего водоснабжения. Солнечные установки теплоснабжения и горячего водоснабжения получили наибольшее распространение в Краснодарском и Ставропольском краях, Ростовской области. Такие установки перспективны для индивидуальных потребителей.

Стоимость системы горячего водоснабжения и отопления, например, для дома площадью до 250 м² с использованием солнечных коллекторов, срок эксплуатации которых не менее 30 лет, обойдется владельцу около 10 тыс. долл., или 90 центов в день. Солнечные коллекторы ОАО «Ковровский механический завод» и ФГУП НПО «Машиностроение» по своим характеристикам не уступают лучшим мировым аналогам. Причем 1 м² такого коллектора стоит примерно 170 долл.

В области солнечной электроэнергетики наиболее перспективными признаны фотоэлектрические установки с прямым преобразованием солнечного излучения в электроэнергию. Фотоэлектрические модули имеют в своей основе кристаллический или аморфный кремний. В зависимости от площади модуля его мощность может достигать 80—1000 Вт и более. Хотя в настоящее время это наиболее дорогой способ производства электроэнергии, его себестоимость быстро снижается. Это направление НВИЭ развивается наиболее динамично, до 30—40% в год, и находит практическое применение в ряде регионов России.

Гибридные электростанции. Наиболее перспективными для использования в ДВИЭ являются комбинированные (гибридные) электростанции, например, ветродизельные (ВДЭС). Они обеспечивают сокращение потребления дизельного топлива на 20—50%, увеличивают жизненный цикл дизель-генераторов в два-три раза и имеют срок окупаемости не более 3—5 лет. Интерес представляют комбинированные автономные блоки — модули с биогазо-ветро-солнечными установками, МГЭС с эффективными электрическими и тепловыми аккумуляторами, которые могут обеспечивать надежное электро- и теплоснабжение.

В 2008—2013 гг. приняты важные решения в направлении развития НВИЭ. Наиболее важные из них [5]:

- изменения федерального закона «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (редакция от 20 апреля 2014 г.);
- федеральный закон «О внесении изменений в федеральный закон “Об электроэнергетике”» от 6 декабря 2011 г. № 394-ФЗ (использование механизма рынка мощности, компенсация потерь в электросетях на розничном рынке);
- постановление Правительства РФ «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» от 4 июня 2008 г. № 426;

- распоряжение Правительства РФ «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» от 8 января 2009 г. № 1-р;
- распоряжение Правительства РФ «Об утверждении государственной программы “Энергоэффективность и развитие энергетики” на 2013—2020 годы» от 3 апреля 2013 г. № 512-р с учетом развития возобновляемых источников энергии;
- распоряжение Правительства РФ «О внесении изменений в “Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года”, утвержденные распоряжением Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р» от 28 мая 2013 г. № 861-р;
- постановление Правительства РФ «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» от 28 мая 2013 г. № 449, предусматривающее возможность заключения договоров на предоставление мощности для электрогенерации на основе ВИЭ.

В соответствии с этими решениями намечается в 2020 г. удвоить производство электроэнергии и тепловой энергии за счет НВИЭ и соответственно увеличить долю ВИЭ в потреблении первичных ресурсов с 1,1% до 4,5%. Цифры более чем скромные на фоне планируемых 20% в странах Европейского союза и многих других государствах к 2020 г.

Чрезвычайно важной становится разработка научно обоснованной стратегии развития энергетики, формирование системы поддержки НВИЭ-генерации. В связи с ликвидацией ОАО РАО «ЕЭС России», которое в силу своего монопольного положения на рынке электрической и тепловой энергии обеспечивало создание и эксплуатацию в том числе всех наиболее крупных и значимых объектов «нетрадиционной» энергетики, эти функции перешли к ОАО «РусГидро».

Активную работу по развитию проектов НВИЭ в децентрализованных районах Дальневосточного федерального округа развернуло ОАО «РАО ЭС Востока». В рамках НИОКР реализован ряд пилотных проектов в сфере ДВИЭ, предварительные финансовые результаты которых свидетельствуют об их экономической целесообразности. В планах компании разработка долгосрочной целевой программы развития возобновляемых источников энер-

гии «РАОЭС Востока» до 2016 г. с перспективой до 2020 г. по увеличению ввода мощностей НВИЭ.

Системный подход к развитию НВИЭ на Дальнем Востоке уже позволил выявить в Якутии и Камчатском крае 125 населенных пунктов с высоким и средним потенциалом использования энергии солнца. Общая мощность перспективных проектов солнечных электростанций со сроком окупаемости до 12 лет в этих регионах составляет 46 МВт.

Анализ потенциала использования энергии ветра в Дальневосточном федеральном округе показал, что наиболее целесообразными являются проекты ветродизельных комплексов в крупных населенных пунктах децентрализованного сектора на побережье Тихого океана и Охотского моря. Рассматривается возможность реализации 10 проектов ВЭУ со сроком окупаемости не более 12 лет и общей мощностью 16 МВт.

В целом реализация намеченных проектов позволит иметь мощность НВИЭ в размере 60 МВт до 2016 г., 120 МВт до 2020 г. в децентрализованных районах Дальнего Востока.

Как следует из приведенных оценок потенциала НВИЭ, новая возобновляемая энергетика может обеспечить настоящее производство электроэнергии в стране.

Есть ли проблемы у мировой возобновляемой энергетики? Есть, и немалые — это проблемы на этапе рождения и становления новой отрасли:

- экономические: большие затраты и необходимость дотаций;
- организационно-производственные — создавать новые отрасли непросто;
- конструкторские и технологические — поиск, надежность, сетевая совместимость;
- эксплуатационно-сервисное обслуживание большого числа установок, разбросанных на значительных площадях;
- социальные и экологические — согласование новых установок с населением, многочисленными службами, экологами;
- конкуренция внутри отрасли между корпорациями и странами;
- борьба за рынки сбыта;
- жестокая конкуренция с традиционной топливной энергетикой.

Выводы и предложения

Учитывая важность НВИЭ как важного стратегического энергосберегающего фактора, повышающего надежность энергоснабжения и энергобезопасность, а также экологические и социальные преимущества по сравнению с использованием традиционных энергоносителей, необходимо разработать и принять федеральный закон «О нетрадиционных возобновляемых источниках энергии и развитии децентрализованной энергетики». В нем должны быть четко прописаны и разграничены полномочия между федеральными, региональными и муниципальными органами власти по управлению НВИЭ и ДВИЭ (включая торф) и определены права собственности на различные виды соответствующих энергетических ресурсов. Положения нового закона необходимо привести в соответствие с законодательством об энергосбережении, с законодательством в области природопользования и охраны окружающей среды, а также с налоговым законодательством.

В Бюджетный кодекс целесообразно включить статью, относящуюся к расходам, совместно финансируемым из бюджетов различных уровней, и внести новые положения о государственной поддержке децентрализованной возобновляемой энергетики и фундаментальных исследований и содействии научно-техническому прогрессу в сфере освоения нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

В Налоговый кодекс (раздел «Специальные налоговые режимы») необходимо включить специальную главу «Система налогообложения для производителей и потребителей возобновляемых источников энергии».

Рекомендовать на правительственном уровне рассмотреть возможность:

- предусматривать в проекте федерального бюджета финансирование фундаментальных научных исследований по оценке валового, технического и экономического потенциала ВИЭ и реальную возможность замещения ими традиционного котельно-печного и моторного топлива в различных регионах на перспективу до 2030 г., разработку и организацию производства современного энергетического оборудования;
- увеличить долю бюджетного финансирования в поддержке развития возобновляемой энергетики, для чего, возможно, следует разработать схему целевой рециркуляции части налогов и пошлин, собираемых в сфере природопользования, традиционной энергетики и при экспортных операциях с углеводородными ресурсами;

- назначить федеральный орган исполнительной власти, отвечающий за развитие использования НВИЭ в субъектах Российской Федерации;
- создать единый центр, координирующий научно-исследовательскую деятельность в сфере освоения возобновляемых источников энергии;
- увеличить производство установок НВИЭ, потенциально способное заметно расширить экспортные возможности России, особенно в страны ближнего зарубежья и развивающиеся страны (однако для реализации этих возможностей уже в ближайшее время необходимо обеспечить проведение международной сертификации производимого в стране нетрадиционного энергетического оборудования).

Литература

1. Энергетика XXI века — время действовать: Доклад МИРЭС. — [Б. м.], 2000.
2. *Скиннер Б.* Хватит ли человечеству земных ресурсов? / Пер. с англ. — М.: Мир, 1989.
3. Материалы Первого Международного форума «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности» (REENFOR-2013). — М., 2013.
4. Материалы 22-го Мирового энергетического конгресса в Тэгу, Ю. Корея, 13—17 октября 2013: Отчет РНК МИРЭС. — [Б. м.], 2013.
5. Распоряжение Правительства РФ «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» от 8 января 2009 г. № 1-р.

Роль Северного морского пути в развитии плавучих атомных энергоисточников и перспективы сотрудничества со странами Евросоюза, БРИКС и АТР

*А. П. Шадрин, В. С. Игнатъев, В. А. Иванов
Институт физико-технических проблем Севера
им. академика В. П. Ларионова Сибирского отделения РАН, Якутск*

Основные предпосылки возрождения и развития Северного морского пути России в новых условиях

В XXI в. Северный морской путь (СМП или МСМП — Международный северный морской путь) России получает новый импульс развития, основанный на следующих предпосылках:

- В XXI в. мировое сообщество постепенно переходит в единый морской, энергетический (малые АЭС), технологический и экономический комплекс, т. е. в социальный комплекс, в систему единого комплексного планетарного рынка и защиты экологии — среды обитания, земли, космоса и вселенной.
- Открытие крупнейших месторождений углеводородного сырья (Тимано-Печорского, Штокмановского и др.) в море Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом и Охотском морях, по которым проходит трасса СМП, является стимулом развития мирового морского транспорта; сегодня разработаны соглашения России в рамках БРИКС, Евросоюза, АТР и др.
- Опыт строительства в России более 10 атомных ледоколов и развитие уникальных мощных атомных ледоколов («Арктика», «50 лет Победы», «Советский Союз», «Таймыр», «Вайгач», «Ямал»), создание атомных транспортных судов (лихтеровоз «Севморпуть»), морских танкеров для перевозки газоконденсата, сжиженного газа, а в перспективе — подводных атомных танкеров и др.
- Особое геополитическое положение России в развитии мирового морского, авиационного транспорта, железных дорог (в том числе скоростных), включая проходы через Берингов пролив, и улучшение международных экономических, социальных, экологических и туристических

отношений, начало общей демилитаризации Северного ледовитого океана в XXI—XXII вв.

В России значительное развитие получили железнодорожный, трубопроводный, морской, речной, автомобильный (включая автозимники) виды транспорта (табл. 1). Сегодня в мире большая часть грузопотоков базируется на морском транспорте — это свыше 60%. Учитывая интеграцию России в мировое сообщество — Европейский союз, БРИКС, Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) — в энерготехнологическом, космическом, авиатехническом, железнодорожном, экономическом и социальном развитии, следует приоритетно развивать морской транспорт включая суда на воздушной подушке. В этом аспекте первостепенное значение имеет возрождение в настоящее время СМП (МСМП) России и увеличение добычи и переработки газа, нефти, получение газоконденсата, включая сжижение продуктов переработки углеводородного сырья и редких минерально-сырьевых ресурсов (ниобия, иттрия, платины, титана и др.), олова, фосфоритов, апатитов, угля, леса, железных руд, редкоземельных металлов и других валютных ресурсов для стран Евросоюза, БРИКС и АТР, что будет способствовать технологическому, энергетическому, космическому, экономическому и социальному развитию России в первой половине и до конца XXI в. [8].

Таблица 1. Протяженность транспортных путей, грузо- и пассажиропотоков различных видов транспорта в среднем в начале XXI в.

Вид транспорта	Протяженность магистральных транспортных путей, тыс. км	Грузооборот			Пассажирооборот	
		Млрд т·км	Удельный вес, %		Млрд пассажиро-километров	Удельный вес, %
в России	в мире					
Железнодорожный	87	1214	35	16	192,2	35
Морской	12	297	8	62	0,2	—
Речной	84	90	3	3	1,1	—
Трубопроводный	210	1899	53	11	—	—
Автомобильный	745 *	31	1	8	188,2 **	34
Воздушный	—	1,6	—	—	71,7	13
Другие виды	—	—	—	—	99,5	18
Всего		3531,6	100	100	552,3	100

* С твердым покрытием.

** Автобусами (включая автозимники).

В перспективе через МСМП планируется доставка основного оборудования крупных и малых АЭС, ядерных реакторов типов ВВЭР-640, ВВЭР-1000—1400, РБМК-1000, 1500—2000, БН-800, БН-1600 и малых быстрых реакторов последнего поколения и малых плавучих атомных станций (КЛТ-40, АБВ, СВБР и др.) для энергоснабжения и опреснения в странах БРИКС и АТР (Китай — АЭС «Ляньюнган», Индия — АЭС «Куданкулан», Южная Корея, Япония, Таиланд, Сингапур и др., Иран — АЭС «Бушер»). К плавучим АЭС малой мощности с реакторами типа КЛТ-40, АБВ-6—12 проявляют интерес Южная Корея, Индонезия, Малайзия, Филиппины, Япония, Таиланд и ряд других стран.

Таким образом, имеются реальные масштабы спроса и объемы загрузки СМП России по транспортировке энергетического оборудования, материалов, установок ядерной и гидроэнергетики, больших объемов нефти, нефтепродуктов, газоконденсата, сжиженного газа, угля, леса включая в будущем и использование подводных танкеров.

Северный морской путь России в новых условиях необходимо рассматривать как часть международного морского транспортного комплекса включая страны Евросоюза, БРИКС и АТР.

Международный СМП как часть системы федерально-регионального значения России, Евросоюза, БРИКС и АТР будет осуществлять коммерческие транзитные перевозки минерально-сырьевых, топливных, промышленных грузов, а также туристическое обслуживание. На первом этапе магистраль работает как единый надежный Северный морской путь России, ЕС, БРИКС и АТР, в перспективе будут созданы предпосылки для формирования межконтинентальных транспортно-экономических связей с мировым сообществом, в первую очередь со странами Западной Европы, Северной, Южной Америки, Африки и Австралии. В табл. 2 приведены основные направления межконтинентальных связей между северными и южными странами.

Таблица 2. Основные пути морского транспорта мира

Маршрут	Протяженность пути, км		Сокращение пути, км
	по маршруту	по СМП России	
Лондон — Йокогама (через Кейптаун)	27 500	15 200	12 300
Лондон — Йокогама (через Суэцкий канал)	21 900	15 200	6 700
Лондон — Йокогама (через Панамский канал)	23 800	15 200	8 600
Лондон — Йокогама (по СМП России)	15 200	15 200	—

Работа МСМП позволит ускорить оборачиваемость вовлеченных материальных и финансовых, трудовых ресурсов, снизить нагрузки на кредитную систему страны, обеспечить своевременный завоз органического и ядерного топлива, оборудования, запчастей энергетики, продовольственных, промышленных грузов и развитие туризма в арктических и северных территориях стран «Северного форума». Увеличатся объемы экспорта и импорта социальных товаров, сократится протяженность трансконтинентальных связей. Например, от Лондона до Йокогамы морской путь уменьшится на 6700 — 12 300 км в зависимости от маршрутов через Суэцкий, Панамский каналы через порт Кейптаун (см. табл. 2). Стратегическое направление МСМП предлагает формирование круглогодичной работы магистрали, связывающей важнейшие центры цветной, черной, алмазной промышленности и урановой металлургии, лесной, энергетической промышленности северных регионов России и северных территорий мира. При этом основную долю грузов составят нефтепродукты, газоконденсат, сжиженный газ, урановое сырье, уголь, железные руды, минеральное сырье, лес, продовольствие и т. д.

В дальней перспективе технология круглогодичной перевозки по арктической магистрали выдвигает приоритетность пополнения ее атомными и дизельными ледоколами, лихтеровозами-контейнеровозами, подводными танкерами при наличии «ядерной» конвенции захода в морские порты, реестров, надежной таможни, безопасного атомного ледокольного сопровождения («50 лет Победы», «Советский Союз», «Россия», «Таймыр», «Вайгач», «Ямал» и др.). В табл. 3 приведены основные характеристики атомных ледоколов и судов Российской Федерации.

В настоящее время СМП страны работает в зависимости от коммерческих условий и объема грузопотоков в режиме пассивного или активного плавления во льдах северных морей. В 2007 г. в Санкт-Петербурге прошел международный форум, посвященный возрождению Северного морского пути России. Определены приоритеты и принято рамочное соглашение о перспективах развития СМП включая МСМП.

Основные морские порты МСМП: Мурманск, новый порт Индига, Архангельск, Диксон, Черский (Зеленый мыс), Певек, Провидения, Петропавловск-Камчатский. В западной части полушария (Норвегия, США, Канада) — Тромсё, Тронхейм, Ном, Анкоридж, Ванкувер и др. В странах АТР — Пусан (Южная Корея), Шанхай (Китай), Йокогама (Япония), Хошимин (Вьетнам), Сингапур (Малайзия), Джакарта (Индонезия), Сидней, Мельбурн (Австралия) и др.

Таблица 3. Основные технические показатели атомных ледокольных и транспортных судов России

Наименование	Длина, м	Ширина, м	Осадка, м	Водоизмещение, Тыс. т	Мощность на валах, тыс. л. с.	Скорость по чистой воде, узлов	Ледопродоли- мость, м	Экипаж, чел.	Год ввода в строй	Год снятия
«Ленин»	134	27,6	10,4	19,24	44	19,6	1,7	170	1959	1990 *
«Арктика»	148	30	11,0	23,46	75	21,0	2,3	145	1975	2005 *
«Сибирь»	148	30	11,0	23,46	75	21,0	2,3	145	1977	2007 *
«Россия»	150	30	11,0	23,46	75	21,0	2,5	140	1985	2015
«Севморлуг» (лихтеровоз)	260	32	10,7	31,00	40	21,0	1,0	80	1988	2018
«Таймыр»	151	29	8,1	20,00	50	18,5	2,0	110	1989	2019
«Вайгач»	151	29	8,1	20,00	50	18,5	2,0	110	1990	2020
«Советский Союз»	150	30	11,0	23,70	75	21,0	2,5	135	1990	2020
«Ямал»	150	30	11,0	23,70	75	21,0	2,5	135	1992	2022
«50 лет Победы»	159	30	11,0	23,70	75	21,0	2,5	—	2007	2037

* Год фактического вывода из эксплуатации.

Источник: [31].

Основные задачи МСМП и выводы

Выявляются узловые проблемы и центры для комплексного рассмотрения заинтересованными трансконтинентальными корпорациями России и мира (Евросоюза, БРИКС и АТР):

- экономическая потребность использования МСМП как транзитной транспортной международной магистрали (доставки нефти, нефтепродуктов, газоконденсата, сжиженного газа, железной руды, угля, сырья, леса, гидроэнергетического и ядерного оборудования, туризма и т. д.);
- первое направление — прибрежные и высокоширотные трассы СМП России (см. рис. 3); разработка в перспективе морских реестров, захода ядерных ледоколов, танкеров, сухогрузов, а также подводных лодок;
- второе направление — морские межконтинентальные трассы (Европа — Америка — Африка — Азия — Австралия).

Эти направления исследований и работ требуют создания специальных межгосударственных корпораций и координации и управления органов, судов и атомных ледоколов и «подводных» видов транспорта нового поколения (танкеров), вспомогательных судов на воздушной подушке и т. д.

Одним из условий, определяющих будущее международного Северного морского пути как технической системы транспортного комплекса России и мира, является технологическая, социальная, экономическая, космическая (коммерческая), туристическая направленность его использования. В новых экономических условиях Россия, США, Канада, страны «Северного форума» и другие северные территории усиливают внимание к вопросам освоения минерально-сырьевых ресурсов, развития социальных условий проживания в Арктическом планетарном регионе.

В этом плане значительные усилия предпринимают государства «Северного форума». Появилась определенная надежда на совместное эффективное возрождение МСМП, использование уникальных российских атомных ледоколов, проектирование и создание новых транспортных средств — подводных и надводных, расширение северных морских портов (Индига, Певек и др.).

Задачи и применение ПАСММ в условиях Крайнего Севера и Арктики

Установлено, что реальная социальная, экономическая, энергетическая и экологическая выгода от использования плавучих атомных станций малой мощности (ПАСММ) [4; 11—13] наступает уже при единичной электриче-

ской мощности энергоисточника в 6, 12, 35 МВт(э) при стоимости органического топлива 50 000—60 000 руб./т и более, и экономия составляет 12—600 млн руб. в год (в зависимости от установленной мощности в плавучем варианте) при единичной средней мощности 12 МВт(э) [11—13]. Из приведенных на рис. 1 данных видно, что затраты на органическое топливо (нефтепродукты, газ, газоконденсат и сжиженный газ) имеют большую неопределенность.

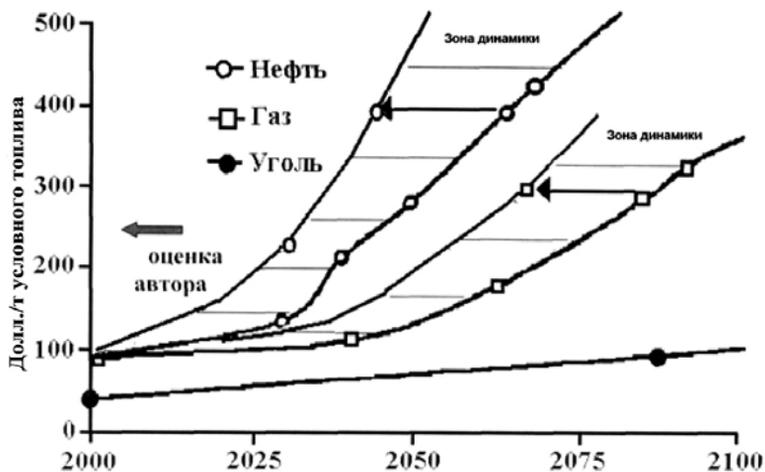


Рис. 1. Мировые тенденции изменения цены на органическое топливо [30, с. 29; 6—11]

Реальные условия региона определяют предпосылки применения ПАСММ в условиях Крайнего Севера и Арктики. Это особые условия природы и климата:

- экстремальные природно-климатические условия проживания человека в условиях северных территорий: продолжительность отопительного сезона от 7 до 12 месяцев, полярная ночь, пурги, низкие температуры, криолитозона, ветровые нагрузки в северных морях и сезонность функционирования транспортных систем;
- сезонность — краткосрочные условия навигации на северных реках и северных морях, сложные, многозвенные условия доставки органического топлива с перевалками — аренда хранилищ, охрана, загрузка и перезагрузка (железная дорога, река, море, автозимники и доставка топлива с учетом сезонности на второй год эксплуатации энергообъек-

та), т. е. необходимость для каждого объекта полутора-двухгодичного запаса топлива;

- относительно малые электрические, тепловые нагрузки арктических потребителей, промышленных узлов и горно-обогатительных комбинатов.

Например, к первоочередным в Республике Саха (Якутия) относятся ПАСММ в районах разработки:

- редкоземельных металлов, россыпных и коренных алмазов (ниобий, поселки Томтор, Эбэлээх, Анабар, «Молодо» и др.);
- золото- и оловорудных месторождений (Кючюс, поселки Усть-Куйга, Депутатский и др.);
- портовых и социальных потребителей: Черский — Зеленый Мыс, Певек, Охотск, Аян (морские порты).

Целесообразность применения ПАСММ определяется не только комплексом объективных факторов (природно-климатическая, криолитозонная, экономическая, социальная эффективность, безопасность и охрана окружающей природной среды), но и общественным отношением в стране и мире к малым атомным энергоисточникам и, конечно, формированием рынка отечественного и зарубежного спроса и инвестирования с учетом уроков аварии на АЭС «Фукусима-1».

Выводы и предложения

- В результате расчетов за 2005—2013 гг. на основе комплексной интеграционной, рейтинговой методики определены как приоритетные, первоочередные для применения с учетом повышенной безопасности, технологии, экономики, экологии, социальных условий следующие проекты — АБВ, СВБР-10, «Униатерм», «Елена», «Саха-92», «Кушва», «Утро» и КЛТ-40С последнего поколения. При этом принципиальная новизна для ПАСММ Крайнего Севера — наличие длительности кампании ядерного топлива от 30 до 50 и более лет, интегральная компоновка основного оборудования (реактора, парогенераторов) и естественная принудительная циркуляция теплоносителя в первом контуре станции.
- Районирование территории страны по условиям благоприятности климата, сезонности навигации, продолжительности отопительного сезона, многозвенности транспортных путей доставки топлива, освоения (разработки) уникальных месторождений сырья и учет мировой тенденции удорожания цены на нефть, нефтепродукты и газ за два-три десятилетия предопределяют перспективное развитие и использование малых АЭС

для северных территорий — мобильных, транспортабельных установок 100%-ной заводской готовности, обслуживаемых периодически (вахтовым и спутниковым методами).

- В настоящее время для северных территорий Дальневосточного федерального округа только на завоз органического топлива по предварительным оценкам ежегодно требуется общих затрат более 25—30 млрд руб., в том числе для Республики Саха (Якутия) — 6—10 млрд руб. (в зависимости от сезона).
- Российская Федерация — единственная страна, имеющая атомные транспортные энерготехнологии для создания плавучих и стационарных АЭС малой мощности.
- ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН, ИНЭИ РАН, ОАО «Малая Энергетика», НИКИЭТ, ОКБМ, ФЭИ, ОКБ «Гидропресс», ЦНИИ им. А. Н. Крылова и другие организации считают целесообразным до 2015—2030 гг. для северных территорий страны и мира разработать проектные НИР адресного обоснования по применению перспективных плавучих АСММ в целях добычи уникальных минерально-сырьевых ресурсов, конкурентных в рыночных экономических условиях с учетом прогресса в энерготехнологии ядерного топлива.
- Целесообразно ставить вопрос о создании специальной структуры центра по госнадзору за ядерной и радиационной безопасностью населения, окружающей среды в условиях арктического климата, криолитозоны и разработать закон «О малой атомной энергетике», а также о параллельном формировании структуры по радиоэкологическому мониторингу в местах возможного сооружения малых АЭС в Российской Федерации и странах БРИКС и АТР.

Литература

1. Сборник докладов Всесоюзного научно-технического совещания «Проблемы энергетики Крайнего Севера». — Ч. 1: Топливо-энергетическое хозяйство Севера и его специализированные отрасли. — Якутск: Изд-во Якут. филиала СО АН СССР, 1975. — 216 с.
2. Сборник материалов научно-технического семинара «Перспективы развития и совершенствования топливо-энергетического хозяйства

- районов Крайнего Севера и Северо-Востока СССР на базе ядерных энергоисточников». — Обнинск: Физ.-энергет. ин-т, 1978. — 328.
3. *Шадрин А. П.* Атомные электростанции на Крайнем Севере. — Якутск, 1983. — 122 с.
 4. *Бабаев Н. С., Демин В. Ф., Ильин Л. А. и др.* Ядерная энергетика, человек и окружающая среда / Под ред. акад. А. П. Александрова. — М.: Энергоиздат, 1981. — 296 с.
 5. *Шадрин А. П.* Задачи теплоснабжения потребителей Крайнего Севера // Известия АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. — 1986. — № 4. — С. 13—19.
 6. *Бандман М. К.* Транспортная система Востока России в первой четверти XXI столетия и АТР // Труды Международной конференции «Восточная энергетическая политика и проблемы интеграции в энергетическое пространство АТР». — Иркутск, 1998. — С. 384—397.
 7. *Шадрин А. П.* Методология оценки эффективности применения АТЭС и АСТ в условиях Крайнего Севера России // Атом. энергия. — 1996. — Т. 81. — С. 139—143.
 8. *Митенков Ф. М., Самойлов О. Б., Ларионов В. П., Шадрин А. П.* Проблемы использования ядерных энергоисточников повышенной безопасности с водо-водяными реакторами на Северо-Востоке России и в АТР // Труды международной конференции «Восточная энергетическая политика России и проблемы интеграции в энергетическое пространство АТР» (22—26 сентября 1998 г., Иркутск, Россия). — Иркутск, 1998. — С. 193—198.
 9. Плавающие АЭС России: угроза Арктике, мировому океану и режиму нераспространения / Рос. Зеленый крест, центр экологической политики. — М.: ООО «Агентство Ракурс Продакшн», 2001. — 112 с.
 10. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Регулирование ядерной и радиационной безопасности / МГОФ «Знание», НТЦ ЯРБ, Госатомнадзора России. — М., 2003. — 400 с.
 11. *Нигматулин Р. И.* Как обустроить экономику и власть России: анализ инженера и математика. — М.: Экономика, 2007. — 460 с.
 12. *Симонов К. В.* Глобальная энергетическая война. — М.: Алгоритм, 2007. — 272 с.

13. *Велихов Е. П., Гагаринский А. Ю., Субботин С. А., Цибульский В. Ф.* Россия в мировой энергетике XXI века. — М.: ИздАТ, 2006. — 136 с.
14. *Симмонс М. Р.* Закат арабской нефти: Будущее мировой экономики / Пер. с англ. В. Н. Горбатко. — М.: Поколение, 2007. — 496 с.
15. *Брагинский О. Б.* Мировой нефтегазовый комплекс. — М.: Наука, 2004. — 605 с.
16. *Шадрин А. П., Хрилев Л. С., Самойлов О. Б. и др.* Исследование перспектив использования плавучих АЭС в условиях Крайнего Севера // Сборник Второй Всероссийской научно-технической конференции «Сибирь атомная XXI век». — Железногорск, 2010. — С. 110—113.
17. *Шадрин А. П., Лебедев М. П., Слепцов О. И., Кобылин В. П.* Проблемы северного завоза органического топлива и роль использования АСММ в условиях Крайнего Севера // Межотраслевая межрегиональная научно-техническая конференция «Перспектива развития системы АСММ в регионах, не имеющих централизованного электроснабжения». Москва, Президиум РАН. 11—12 ноября 2010 г.
18. Отчет о НИР республиканской целевой программы по теме 1.9.18 «Оценка воздействия на окружающую среду, антитеррористической безопасности, экономических проблем строительства АСММ на тепловых и быстрых нейтронах в РС(Я)» / ИФТПС СО РАН. — Якутск, 2006. — 120 с.
19. Белая книга ядерной энергетики / Под ред. проф. Е. О. Адамова. — М., 2001. — 270 с.
20. Космонавтика XXI века: Попытка прогноза развития до 2101 года / Под ред. акад. РАН Б. Е. Чертока. — М.: РТСофт, 2010. — 864 с.
21. Чернобыль: неизвестные подробности катастрофы / Авт.-сост. Н. Н. Непомнящий. — М.: Вече, 2006. — 256 с.
22. Атлас России: Информационный справочник. — М.: Дизайн, 2009. — 232 с.
23. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. — Утверждена президентом РФ 8 февраля 2013 г. № Пр-232.
24. *Vuorinen A.* Planning of Nuclear Power Systems to Save the Planet. — Espoo, Finland: Ekoenergo Oy, 2011. — 304 p.

25. Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций в Арктике». 26—28 сентября 2011 г. — Ч. 2. — Якутск, 2011.
26. Радиационная безопасность Республики Саха (Якутия): материалы III республиканской научно-практической конференции, 18—20 октября 2011 г., г. Якутск. — Якутск, 2012. — 544 с.
27. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / Под. ред. акад. РАН А. А. Саркисова; Ин-т проблем безопас. развития атом. энергетики РАН. — М.: Наука, 2011. — 375 с.
28. *Саркисов А. А.* Феномен восприятия общественным сознанием опасности, связанной с ядерной энергетикой // Вестн. РАН. — 2012. — № 1. — С. 9—18.
29. *Беляев Л. С., Марченко О. В., Филиппов С. П. и др.* Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию. — Новосибирск: Наука, 2000. — 269 с.
30. Ядерная энциклопедия. — М., 1996. — 656 с.

Оценка перспектив использования атомных станций малой мощности при освоении месторождений полезных ископаемых в удаленных регионах Арктики

*Н. Н. Мельников, В. П. Конухин, В. А. Наумов, С. А. Гусак
Горный институт Кольского научного центра РАН*

Общие подходы

Инновационное развитие России, о котором сейчас так много дискутируют, требует тесного взаимодействия государства, бизнеса и науки. В сферах, характеризующихся недостаточной предпринимательской деятельностью и провалом рынка, обязательным условием реальной инновационной политики является целенаправленная концентрация усилий государства. В настоящее время именно к таким сферам следует отнести освоение месторождений большинства видов полезных ископаемых в труднодоступных регионах российской Арктики, где решающее значение приобретают создание транспортной инфраструктуры и энергообеспечение вновь создаваемых горнодобывающих предприятий.

Бизнес не торопится инвестировать в горнодобывающую отрасль в этих регионах, несмотря на исключительную привлекательность уникальных месторождений золота, цветных и редкоземельных металлов.

Рассмотрим один из наиболее ярких примеров проблем и перспектив создания новых горнодобывающих предприятий в труднодоступных регионах Сибири. Речь идет о месторождениях редких металлов (лития, бериллия, циркония, тантала, ниобия, иттербия, диспрозия и др.) и редких земель (лантаноидов, иттрия и скандия). Эти металлы и редкие земли имеют стратегическое значение для России.

Использование даже малых количеств этих веществ в промышленном производстве позволяет получать уникальную по свойствам и качеству техническую продукцию. На основе редкоземельных элементов создаются самые сильные магниты, остро востребованные в широком спектре высокотехнической продукции, в том числе предназначенной для спутниковых систем и систем управления атомными подводными лодками. При этом следует иметь в виду, что инновационное использование редких металлов в мире расширяется стремительными темпами. Только за первое десятилетие XXI в. потре-

бление ниобия в мире удвоилось, а некоторых редкоземельных элементов выросло в четыре раза [1].

В настоящее время мировой уровень добычи редкоземельных элементов составляет около 140 тыс. т в год. Из них Китай, владеющий 40% высококачественных мировых запасов, производит до 95% продукции [2].

После распада СССР основное производство редкоземельных элементов оказалось вне границ Российской Федерации. По этой причине потребление их в России резко снизилось, что по оценкам специалистов отрицательно сказывается на модернизации экономики в целом, поскольку никакое развитие современных ресурсосберегающих технологий, создание надежных космических систем, перспективных видов вооружений и военной техники без редкоземельных металлов вообще невозможно.

В то же время Россия располагает уникальной ресурсной базой для создания предприятий по добыче и переработке редкоземельных элементов. К этой базе прежде всего следует отнести изученные еще в советскую эпоху богатейшие месторождения Сибири и Дальнего Востока, запасы которых составляют около 30% мировых. Наиболее перспективным, но пока не разрабатываемым является Томторское месторождение комплексных ниобий-редкоземельных руд.

По данным Института геологии и минералогии Сибирского отделения РАН Томтор отличается уникально высоким содержанием оксида ниобия (6,71%), оксида иттрия (0,60%), а суммы оксидов редких земель составляют около 10%. Общие ресурсы месторождения: пентаоксиды ниобия — 74 млн т, редкоземельные оксиды — 154 млн т. В Институте химии и химической технологии Сибирского отделения РАН разработаны технологии переработки руд Томтора, позволяющие получить товарную продукцию — оксиды ниобия, скандия, иттрия, церия, лантана, празеодима, неодима, самария, европия, титана [1].

Учитывая, что в 110 км от Томтора расположено крупное Попигайское месторождение лонсдейлитов, а в 80 км к югу — богатые алмазные россыпи, возможно создание в регионе кластера горнопромышленных предприятий — объекта мирового масштаба. Но есть первоочередная проблема, без решения которой освоение Томтора и тем более создание горнопромышленного кластера в регионе невозможно. Это обеспечение электрической и тепловой энергией горнопромышленных предприятий и социальной инфраструктуры, связанной с ними.

По нашему убеждению, лучшее решение проблемы энергообеспечения Томтора и будущего кластера — использование для этой цели атомной станции малой мощности (АСММ), модульные блоки которой должны быть изготовлены в заводских условиях.

Следует отметить, что в конце 1980-х и начале 1990-х годов Горный институт Кольского научного центра РАН в сотрудничестве с ведущими научно-исследовательскими, проектно-конструкторскими и технологическими организациями страны выполнил комплексные научно-исследовательские работы, направленные на обоснование основных положений концепции создания в СССР головных подземных атомных станций в рамках государственной научно-технической программы «Экологически чистая энергетика». Был разработан ряд проектов подземных атомных станций малой мощности с реакторными установками АГТУ-12, АТЭЦ-50, БРУС-150, КЛТ-40, АСТ-30Б и др.

На этом же этапе Горным институтом (научный руководитель по горнотехническому комплексу подземной станции) совместно с ВНИПИЭТ (генпроектировщик) и НИКИЭТ (главный конструктор реакторной установки) были выполнены предварительные научно-исследовательские и проектные работы по проблеме создания двухблочной подземной атомной станции теплоснабжения с реактором бассейнового типа «РУТА» (2×20 МВт) для теплоснабжения города Апатиты в Мурманской области (рис. 1).

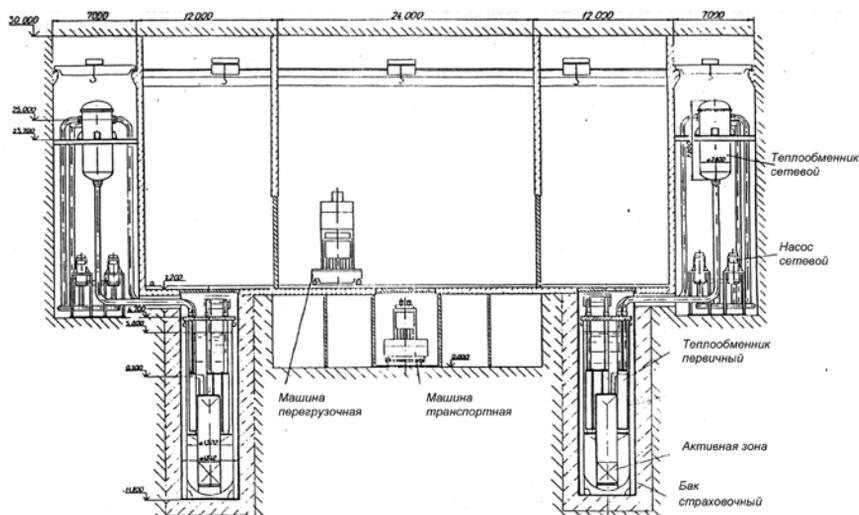


Рис. 1. Компоновка реакторного отделения подземной атомной станции теплоснабжения с реакторной установкой «РУТА»

В 2010 г. Горный институт с участием экспертов Института инновационной энергетики РНЦ «Курчатовский институт» и научно-исследовательского центра ядерной и радиационной безопасности ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова выполнили предварительную оценку возможности использования АСММ при модернизации системы энергообеспечения Ковдорского горно-обогатительного комбината и города Ковдора (Мурманская область). Результаты исследования позволили сделать вывод о принципиальной возможности применения АСММ для энергоснабжения горнопромышленного предприятия и населенного пункта.

О выборе реакторных установок

По итогам предыдущей конференции, прошедшей в 2010 г. и посвященной перспективам развития системы атомных станций малой мощности, в качестве базовых и перспективных проектов для проведения исследований по выбору технологии АСММ было рекомендовано несколько реакторных установок (РУ), а именно: плавучая АСММ (КЛТ-40С), СВБР-100, ВК-50, «Уни-терм», АБВ-6М и ВБЭР [3]. Не рассматривая комплекс проблем, связанных с сооружением АСММ, отметим только один аспект — взаимосвязь проектных решений и параметров РУ и реальных потребностей со стороны энергопотребителей, которые могут являться потенциальными заказчиками АСММ. Опыт многолетних и многочисленных разработок различных РУ для малой энергетики показывает, что данный фактор может играть существенную роль в формировании и практической реализации коммерческих предложений по созданию АСММ.

Как следует из проектных характеристик упомянутых РУ, мощный ряд этих энергоисточников характеризуется установленной электрической мощностью в диапазоне 3—300 МВт. Очевидно, что представленный энергетический диапазон априори предполагает различную утилитарную направленность этих РУ. Если говорить об энергоснабжении горнопромышленных предприятий при освоении месторождений рудных полезных ископаемых, местоположение которых характеризуется отсутствием или слабым развитием инфраструктуры и изолированностью от энергетических систем (к таким районам, в частности, относится и месторождение Томтор), то можно полагать, что использование АСММ в таких районах должно предполагать их утилитарную принадлежность в качестве системообразующего локального энергоисточника, который изолирован от внешних источников энергии. Такая АСММ должна обеспечить надежность энергоснабжения по-

требителей при минимальной зависимости от доставки топлива и конъюнктуры рынка топливно-энергетических ресурсов.

Учитывая изолированный характер такой локальной энергосистемы, следует признать целесообразной оптимизацию состава системообразующей АСММ, которая должна состоять не из одного, а из нескольких энергоблоков, позволяющих обеспечить необходимое резервирование мощности с учетом особенностей и структуры энергопотребления.

В качестве примера рассмотрим некоторые особенности создания такой системообразующей АСММ для предприятий и социальной инфраструктуры в районе месторождения Томтор. Перспективная электрическая мощность, которая требуется для первоочередного энергоснабжения горнопромышленного предприятия при разработке этого месторождения, составляет 36—50 МВт. С учетом установленной электрической мощности реакторов для покрытия указанной нагрузки АСММ могут быть использованы три АСММ из отмеченных ранее проектов: «УниTERM», АБВ-6М и плавучая станция с реакторами КЛТ-40С.

Следует также отметить, что в последние годы специалистами «ОКБМ Африкантов» ведутся разработки по РУ РИТМ-200М, которая является модификацией РУ РИТМ-200, разработанной для универсального атомного ледокола и плавучих АСММ. Проектные решения для РИТМ-200М позволяют адаптировать атомный энергоисточник под требования заказчика с учетом специфики использования в составе АСММ. В частности, в проекте предусматривается возможность обеспечения работы реактора без перегрузки в течение 10 лет [4].

Рассматривая задачу энергообеспечения разработки месторождения Томтор, отметим два фактора, которые, несомненно, важны при выборе источника энергии.

Известно, что эксплуатация горнопромышленных предприятий, связанная с добычей и переработкой рудных полезных ископаемых, требует значительного потребления тепловой и электрической энергии. При этом теплофикационный режим эксплуатации АСММ является наиболее эффективным технологическим процессом, который позволяет значительно повысить КПД энергоисточника и доходную часть от отпуска энергетической продукции, что, несомненно, улучшает технико-экономические показатели АСММ.

Второй фактор обусловлен необходимостью резервирования мощности АСММ с учетом особенностей и структуры энергопотребления. При этом предпочтительна возможность монтажа РУ агрегатным способом, сборки в

блоки или агрегаты на предприятии-изготовителе, что позволяет сократить объем сборочных работ на монтаже и сроки строительства АСММ.

С учетом этих факторов, по мнению авторов, для энергоснабжения горно-промышленного предприятия на месторождении Томтор возможно применение АСММ с РУ «УниTERM» или АБВ-6М (рис. 2), которые отличаются использованием интегральных реакторов со сборкой модульных блоков на предприятии-изготовителе и последующей их поставкой на подготовленные площадки размещения атомного энергоисточника.

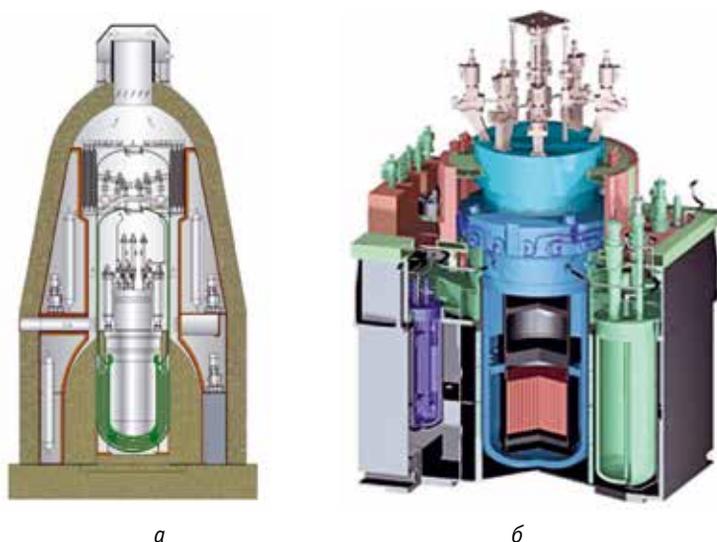


Рис. 2. Реакторные установки «УниTERM» (а) и АБВ-6М (б)

Такая АСММ может быть размещена на континентальной части Якутии в непосредственной близости от основных потребителей электрической и тепловой энергии.

РУ «УниTERM», обладая уникальными потребительскими свойствами, по утверждению разработчиков отвечает требованиям МАГАТЭ, предъявляемым к атомным станциям четвертого поколения. Важным инновационным свойством этой РУ является исключение перегрузки активной зоны в процессе эксплуатации в течение 20—25 лет. Хотя эта особенность и создает определенные сложности при лицензировании АСММ, она позволяет практически исключить зависимость от периодических поставок топлива и конъюнктуры рынка топливно-энергетических ресурсов, что является важным фактором для коммерческих предложений по сооружению АСММ при решении проблемы энергоснабжения в труднодоступных регионах России. В настоящее

время разработка РУ «УниTERM» находится на стадии концептуального проекта. Вместе с тем, как нам известно, понимая заинтересованность потенциальных потребителей-заказчиков не в самой реакторной установке, а прежде всего в проекте атомной станции, в настоящее время разработчик РУ НИКИЭТ финансирует работы по разработке проекта АСММ с реактором «УниTERM» за счет собственных средств [5]. По оценкам специалистов, при благоприятных условиях, включая адекватное финансирование, для разработки технического проекта станции и прохождения процедуры лицензирования потребуется примерно пять лет [6].

Более высокой степенью проработки отличается установка АБВ-6М, для которой в свое время была завершена разработка технического проекта АСММ и проведены технико-экономические исследования для АСММ в наземном и подземном исполнении применительно к различным площадкам.

Безусловно, рекомендации по выбору реакторных установок «УниTERM» и АБВ-6М при освоении Томторского месторождения носят предварительный характер. Окончательный выбор РУ может быть сделан только после детальной оценки будущих потребителей электрической и тепловой энергии, а также готовности той или иной РУ к использованию в реальных условиях Арктики. Но уже сейчас очевидно, что для этой цели необходимы мобильные реакторные установки мощностью 10—20 МВт, способные вырабатывать как электрическую, так и тепловую энергию, причем масса отдельных модулей с учетом слабо развитой транспортной инфраструктуры не должна превышать 500 т.

Несомненно, практическая реализация проектов АСММ — сложная задача, которая наряду с вопросами обеспечения безопасности таких энергоисточников включает целый комплекс проблем в области планирования, организации, инфраструктуры, эксплуатации и обслуживания, ответственности и владения реакторными установками. Последний фактор особенно важен для инвестиционной привлекательности коммерческих предложений, направленных на минимизацию финансовых рисков в рамках государственно-частного партнерства при осуществлении совместных энергетических проектов.

Методика выбора и оценки площадок для размещения АСММ

Одним из основных факторов, которые обусловлены комплексом требований для АСММ в удаленных и труднодоступных районах, является возможность их размещения в непосредственной близости от потребителей энер-

гии, что позволяет значительно сократить протяженность электролиний и тепловых коммуникаций. Однако такой подход требует самого тщательного изучения геологических, инженерно-геологических, гидрогеологических, сейсмологических и иных природных характеристик площадки размещения атомной станции.

Значительный опыт по формированию и использованию критериев оценки площадок для размещения радиационно опасных объектов в последнее десятилетие выработан в России, в частности Горным институтом Кольского научного центра РАН. Необходимо также отметить такой немаловажный факт: российская и международная нормативные базы, связанные с данной областью, могут быть распространены и на выбор и оценку площадок для размещения АСММ. Однако специфические условия Арктики, и прежде всего наличие криолитной зоны, требуют дополнительной проработки независимо от расположения станции — наземного, подземного или котлованного.

Критерии оценки площадок для размещения АСММ в зоне многолетнемерзлых пород носят чисто технический характер. Площадки должны отвечать следующим основным требованиям:

- быть удалены от тектонических разломов на расстояние не менее 1 км;
- состоять преимущественно из однородных массивов скальных или твердомерзлых осадочных пород;
- не содержать карстов, таликов, надмерзлотных и межмерзлотных вод;
- размещаться в зоне с постоянной, не изменяющейся в течение года отрицательной температурой (в зоне нулевых годовых амплитуд);
- прочностные свойства пород должны обеспечивать устойчивость основания АСММ в течение всего периода строительства, эксплуатации и вывода из эксплуатации.

Выбор и оценка площадки для размещения конкретной АСММ для конкретного горнопромышленного объекта предполагает поэтапное принятие решений, включающее: идентификацию возможных площадок в зоне размещения потребителей, определение критериев оценки сравниваемых площадок, определение перечня и оценку возможных воздействий создаваемого энергетического объекта на окружающую среду.

Инженерно-геологическое обеспечение строительства АСММ

В качестве базовых исходных данных при проектировании и строительстве АСММ, предназначенных для энергообеспечения горнопромышленных предприятий, могут быть использованы результаты изысканий, выполненных геологическими службами при изучении конкретных месторождений полезных ископаемых.

В равной степени это относится и к рассматриваемому примеру — комплексному редкометалльному месторождению Томтор. Оно находится на северо-западе Республики Саха (Якутия) в пределах Оленекского улуса (района), в 400 км к югу от побережья моря Лаптевых на водоразделе рек Уджа и Чимара. Географические координаты центра месторождения: $71^{\circ}02'$ северной широты, $116^{\circ}33'$ восточной долготы (рис. 3).



Рис. 3. Расположение месторождения Томтор в Республике Саха (Якутия)

Месторождение расположено на слабовсхолмленной равнине с абсолютными отметками от 75 до 259 м и относительными превышениями до 80 м. Месторождение Томтор приурочено к одноименному массиву щелочных пород, ультрамафитов и карбонатитов, расположенному на западном склоне Уджинского поднятия. Породы, вмещающие массив, представлены доломитами, сланцами и аргиллитами улахан-курунгской свиты рифея и терригенными метаморфизованными породами томторской свиты венда. Массив Томтор имеет в плане округлую, почти изометричную форму диаметром около 20 км и общей площадью порядка 250 км² (рис. 4).

Строение его концентрическое, зональное. Центральная часть массива диаметром 4—5 км сложена породами карбонатитового комплекса, которые являются субстратом рудоносных кор выветривания. Ультрамафиты и фидолиты окаймляют карбонатитовое ядро с восточной и западной сторон в виде неполного кольца шириной 1,5—2,0 км. Камафориты, серповидные тела шириной 300—400 м, окаймляют карбонатитовое ядро с восточной и западной сторон в виде неполного кольца шириной 1,5—2,0 км.

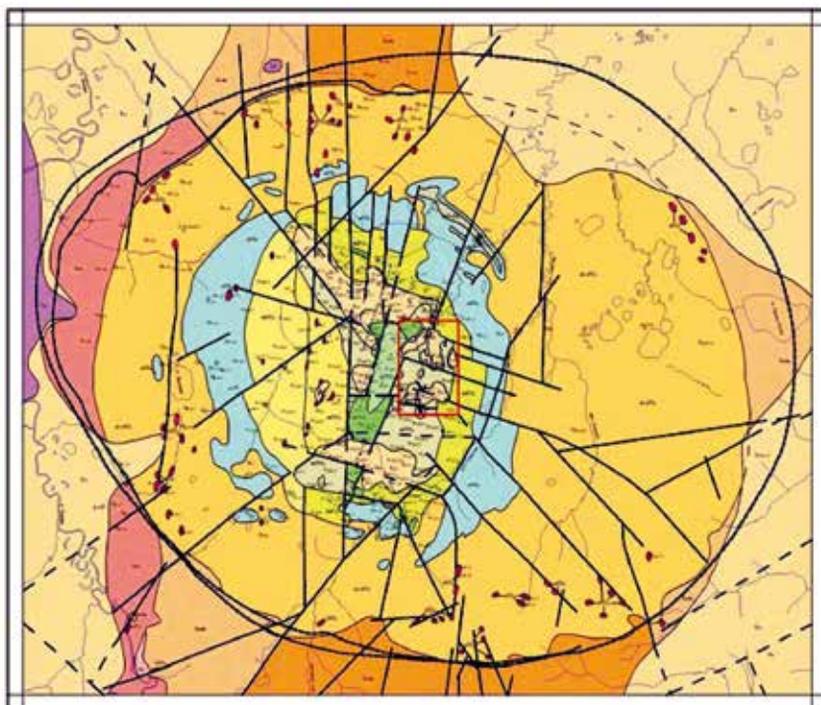
Внешняя часть массива сложена щелочными и нефелиновыми сиенитами. Полный профиль кор выветривания обычно развивается на фосфорно-редкометалльных карбонатитах рудной группы и включает четыре выделенных горизонта (сверху вниз): каолинит-крандаллитовый, сидеритовый, гетитовый и фран-коллитовый, являющиеся по сути природными типами руды.

Гидрогеологические условия отработки месторождения являются несложными, что определяется его расположением в пределах зоны сплошного развития многолетнемерзлых пород, небольшой мощностью слоя сезонного оттаивания и глубоким залеганием подмерзлотных вод (на глубине свыше 165 м).

Положение нижней границы мерзлой зоны варьирует в пределах от 165 до 414 м (при абсолютных отметках от –300 до +50 м).

Мощность слоя годовых колебаний температуры мерзлых пород составляет 9 м. Температура по подошве данного слоя изменяется от –6,54°С до –8,4°С. Ниже слоя наблюдается плавное увеличение температуры пород с глубиной. Геотермический градиент изменяется от 1,57°С до 2,5°С на 100 м.

Нетрудно прийти к выводу, что этих данных явно недостаточно для оценки конкретной площадки, принятой для размещения АСММ в районе создаваемого горнопромышленного комплекса.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

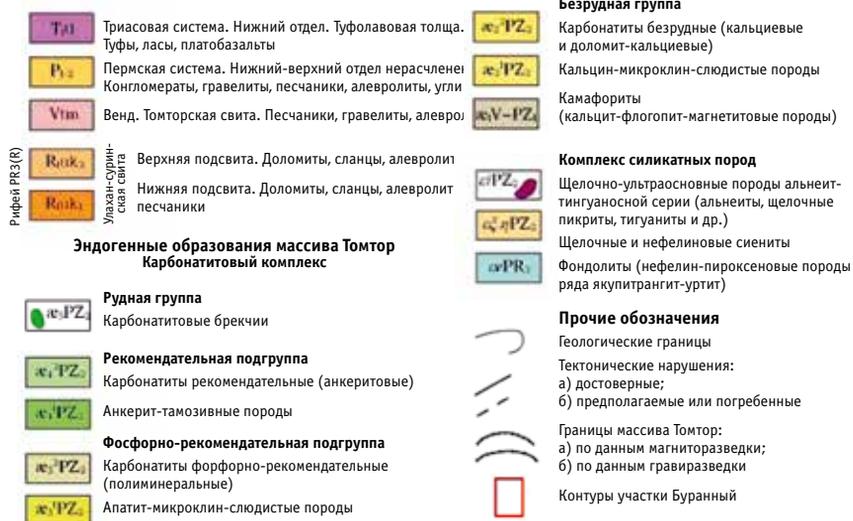


Рис. 4. Схематическая геологическая карта массива Томтор [7]

При этом программа исследований на площадке по оценке условий размещения АСММ формируется в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии по учету внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии [8]. В частности, должны быть изучены:

- гидрометеорологические процессы и явления;
- геологические и инженерно-геологические процессы и явления включая землетрясения любого генезиса и деформации специфических грунтов (карст, термокарст, разжижение, солифлюкция, суффогенные процессы);
- факторы внешнего воздействия техногенного происхождения включая падение летательных аппаратов и прорывы естественных или искусственных водохранилищ.

По результатам исследований определяется степень опасности каждого процесса, явления и фактора и формируется в целом база научных данных по площадке, достаточная для принятия технических и организационных решений по АСММ.

Технико-экономические оценки

Современная энергетика в труднодоступных регионах России в основном базируется на использовании жидкого топлива и угля, причем затраты на их доставку, например, в Республике Саха колеблются от 15 000 до 30 000 руб./т, а цены на нефть и нефтепродукты только за последние двадцать лет выросли в 2,5—3 раза. Очевидна и общая мировая тенденция дальнейшего роста цен на все виды органического топлива. Не случайно себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на органическом топливе в Республике Саха, еще в 2009 г. колебалась от 11 до 14 руб./кВт·ч. При экономических расчетах также следует учитывать накопленный в регионе экологический ущерб от использования множества мелких дизельных электростанций и угольных котельных.

Безусловно, любая технико-экономическая оценка результатов использования АСММ для энергоснабжения при освоении новых месторождений в труднодоступных регионах Арктики, в том числе при освоении месторождения Томтор, будет носить сугубо предварительный характер, поскольку, несмотря на многолетнюю историю попыток создания АСММ для промышленных целей, ни один из проектов не доведен до реализации.

В оценках конкурентоспособности АСММ устоялось мнение о приоритетном значении экономического фактора. Хотя, по нашему мнению, в условиях развития инновационных технологий в области внедрения АСММ в сферу энергопотребления приоритетный характер этого фактора не столь очевиден, если учитывать особую энергетическую нишу таких энергоисточников, их утилитарную принадлежность и их влияние на развитие российской атомной энергетики в целом. Не вступая в дискуссию по данному вопросу, можно отметить ориентирующие параметры, определяющие потенциальную инвестиционную составляющую государственно-частного партнерства при осуществлении совместных энергетических проектов.

Одним из основных экономических показателей являются удельные капиталовложения. Величина этого показателя для рассматриваемых РУ значительно менялась с течением времени, что, по-видимому, закономерно для инновационных проектов, которые получают развитие по мере оптимизации проектных решений и формирования коммерческих предложений. Согласно последним данным разработчиков величина удельных капвложений для РУ «УниTERM» и АБВ-6М составляет примерно 9000 долл. на 1 кВт установленной электрической мощности. По результатам исследований по оценке экономической эффективности строительства АСММ, проведенных специалистами Института систем энергетики Сибирского отделения РАН, такая величина капвложений является предельной для условий конкурентоспособности атомных энергоисточников [9].

Другим показателем, определяющим, в частности, экономические условия эксплуатации АСММ и сроки окупаемости капитальных затрат, является себестоимость отпускаемой электрической энергии. По данным разработчиков, этот показатель для РУ АБВ-6М и «УниTERM» составляет менее 4 руб./кВт·ч.

Заключение

1. В труднодоступных регионах российской Арктики расположены богатейшие месторождения золота, цветных и редкоземельных металлов, имеющие стратегическое значение для инновационного развития страны. Однако их освоение крайне осложнено отсутствием связей с централизованной энергетической системой и неэффективностью использования локальных станций на органическом топливе.
2. Радикальное решение проблемы обеспечения электрической энергией и теплом в таких регионах, а следовательно, и реальное освоение ме-

сторождений полезных ископаемых в них может быть достигнуто при использовании автономных источников — атомных станций малой мощности стационарного или транспортабельного типа с заводским изготовлением энергоблоков.

3. Предварительный анализ обеспечения электрической и тепловой энергией горнопромышленного комплекса и социальной инфраструктуры при разработке ниобий-редкоземельного месторождения Томтор на основе АСММ с модульными реакторными установками «УниTERM» и АБВ-6М подтверждает возможность такого решения проблемы. Не вызывает сомнений также перспектива использования АСММ и при освоении других месторождений твердых полезных ископаемых в удаленных и труднодоступных регионах Сибири и Дальнего Востока. Горная наука располагает арсеналом методов и расчетов для подготовки технологических регламентов на строительство в любом варианте АСММ (наземном, котлованном, подземном) включая расчеты по обоснованию безопасности для окружающей среды.

4. В то же время становится все более очевидно, что успешное развитие малой энергетики для этих целей, как и само инновационное развитие горнопромышленных комплексов в труднодоступных регионах с суровым арктическим климатом, возможно только в том случае, если это наукоемкое направления возьмет на себя государство.

Литература

1. *Похиленко Н. П., Толстов А. В.* Перспективы освоения Томторского месторождения комплексных ниобий-редкоземельных руд // ЭКО. — 2012. — № 11 (461). — С. 17—27.
2. *Крюков В. А., Толстов А. В., Самсонов Н. Ю.* Стратегическое значение редкоземельных металлов в мире и в России // ЭКО. — 2012. — № 11 (461). — С. 5—16.
3. *Саркисов А. А.* Новое направление развития — ядерная энергетика малой мощности // Атом. энергия. — 2011. — Т. 111, вып. 5. — С. 243—245.
4. *Петрунин В. В., Фадеев Ю. П., Гуреева Л. В., Скородумов С. Е.* Проекты атомных станций малой и средней мощности, направления их технико-экономической оптимизации // Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / Под ред. акад. РАН А. А. Саркисова. — М.: Наука, 2011. — С. 182—186.

5. Юрий Драгунов: заказчики есть всегда // http://www.nikiet.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=434%3A2012-28092012&catid=6&Itemid=5.
6. Status of Small Reactor Designs without On-site Refuelling: IAEA-TEC-DOC-1536. — Vienna: IAEA, 2007 (http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/te_1536_web.pdf).
7. Толстов А. В. Массив Томтор — крупнейший из «редких» // <http://st-yak.narod.ru/pdf/21-3.pdf>.
8. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии» НП-064-05 // <http://www.bestpravo.ru/rossijskoje/hm-instrukcii/c2p.htm>.
9. Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Франк М. И. Роль атомных станций малой мощности в зонах децентрализованного энергоснабжения на Востоке России // Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / Под ред. акад. РАН А. А. Саркисова. — М.: Наука, 2011. — С. 88—100.

Атомная теплоэлектростанция малой мощности на базе блочно-транспортбельного реакторного блока с установкой типа АБВ-6

И. В. Кудинович, Н. В. Шкляров, А. Ж. Сутеева

ФГУП «Крыловский государственный научный центр»

Удаленные труднодоступные регионы Крайнего Севера и Дальнего Востока находятся в зоне автономной энергетики. Использование традиционных для этих регионов энергоисточников на основе маломощных дизельных энергоустановок и мазутных котельных требуют решения проблемы, связанной с доставкой топлива.

Одним из способов обеспечения энергией северных регионов может быть создание АСММ. Практическим примером использования АСММ явился ввод в действие в 1973—1976 гг. Билибинской АТЭЦ в Чукотском автономном округе. АТЭЦ в составе четырех энергоблоков установленной электрической мощностью 48 МВт и отпуском тепла до 100 Гкал/ч эксплуатируется до настоящего времени. Сооружение Билибинской АТЭЦ кардинально решило проблему энергообеспечения потребителей Чаун-Билибинского энергоузла и Нижнеколымского района Якутии с развитой добывающей промышленностью. Эксплуатация АТЭЦ показала ее неоспоримые экологические преимущества перед прежними дизельными электростанциями и угольными котельными: ликвидированы смог и загрязнение смолой территорий и зданий. Строительство АТЭЦ позволило закрыть в поселке Билибино до 30 мелких котельных и демонтировать более 40 дизель-генераторов.

Применение АСММ в отдаленных регионах выдвигает следующие требования:

- минимизация объемов и стоимости капитального строительства в районе размещения АСММ (все высокотехнологичные, дорогостоящие и трудоемкие операции переносятся на специализированные предприятия);
- минимальное количество эксплуатационного персонала;
- выполнение наиболее ядерно и радиационно опасных операций, связанных с перегрузкой топлива и ремонтными работами на реакторной установке (РУ), на специализированном предприятии, что обеспечивает высокий уровень безопасности и качества работ;

- решение проблемы вывода АСММ из эксплуатации после выработки технического ресурса с минимизацией экологических последствий для окружающей среды.

Указанным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют транспортные АСММ: блочно-транспортные атомные станции и атомные станции на базе плавучих энергоблоков (ПЭБ). Блочно-транспортные атомные станции, разработанные к настоящему времени, состоят из нескольких блоков, перемещаемых колесным (гусеничным) или железнодорожным транспортом. Электрическая мощность блочно-транспортных АСММ, перемещаемых автотранспортом, не превышает 2,5 МВт. Электрическая мощность АТЭС «Ангстрем» с реактором с жидкометаллическим теплоносителем СВБР-10, перемещаемой на специальном железнодорожном составе, достигает 6 МВт. Плавучие энергоблоки могут иметь широкий диапазон мощностей от 3,5 МВт(э) (ПЭБ с одной РУ АБВ-3) до 70 МВт(э) (ПЭБ с двумя РУ КЛТ-40С), для ПЭБ с реакторами СВБР-75/100 заявлена мощность 100 МВт(э).

В прибрежных районах с неразвитой транспортной инфраструктурой (отсутствием железных дорог) возможно создание береговой АСММ на базе ПЭБ или блочной атомной станции на основе транспортного реакторного блока (ТРБ), перемещаемого водным путем и транспортными средствами на воздушной подушке.

В докладе представлены результаты работы ФГУП «Крыловский государственный научный центр», выполненной в рамках федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» по опытно-конструкторской работе «Разработка технических предложений по созданию ядерного энергоблока с электрической мощностью до 6 МВт в блочно-транспортном исполнении», в которой предусматривается использование РУ типа АБВ-6.

АСММ на базе ТРБ состоит из двух основных частей: транспортного реакторного блока и стационарный (береговой) комплекс, включающий турбогенераторную установку, контур теплофикации и вспомогательное оборудование, не оказывающие влияния на ядерную и радиационную безопасность. ТРБ изготавливается на специализированном предприятии и транспортируется водным путем к площадке АСММ. Размещение ТРБ возможно на берегу или на твердом основании (фундаменте) около берега. После выработки энергоресурса активной зоны производится замена ТРБ. На площадке размещения АСММ операции с радиоактивными веществами,

в том числе перегрузка топлива, не производятся. ТРБ выдерживается на площадке АСММ для снижения уровня остаточных тепловыделений в активной зоне реактора, а затем транспортируется на специализированное предприятие для перегрузки топлива и проведения ремонтно-профилактических работ, обеспечивающих повторное использование ТРБ по прямому назначению. После прекращения эксплуатации АСММ и вывоза последнего отработавшего ТРБ радиоактивных веществ на площадке АСММ не остается. Основные преимущества АСММ на базе ТРБ:

- размещение ТРБ с жестким креплением на фундаменте позволяет повысить его безопасность по отношению к внешним природным воздействиям (ледовому воздействию при ледоходе, промерзанию водоема, изменению уровня воды в результате приливов и отливов);
- более гибкая структура (станция может состоять из нескольких блоков);
- АСММ на базе ТРБ располагается на берегу, что позволяет отказаться от строительства защитных гидротехнических сооружений и использования специальных трасс передачи тепла на берег, в которых используются специальные устройства компенсации вертикальных перемещений ПЭБ при колебаниях уровня воды;
- транспортируется только ТРБ, а все обеспечивающее его работу оборудование остается на берегу в рабочем состоянии; также следует отметить, что при организации замены отработавшего ТРБ в составе АСММ должны быть предусмотрены заместительные резервные мощности только для одного БТЭБ.

При этом ПЭБ с АЭУ является самоходным плавучим средством стоечного типа с достаточно большими габаритами, что может ограничить возможность транспортировки, в частности, по малым рекам.

ТРБ должен удовлетворять следующим требованиям:

- приемлемые массогабаритные характеристики для транспортировки;
- возможность полного заводского изготовления;
- возможность создания АСММ различной мощности на основе типового ТРБ;
- возможность использования отработанных технических решений, унификация оборудования ТРБ и ПЭБ;
- обеспечение высоконадежной защиты от радиоактивного загрязнения природной среды в любых эксплуатационных ситуациях включая аварийные;

- обеспечение безопасности за счет внутренних свойств РУ и пассивных систем безопасности.

Облик АСММ на базе ТРБ

В состав АСММ на базе ТРБ входят:

- транспортабельный реакторный блок с РУ, включающий защитную оболочку (ЗО) реакторной установки;
- модуль паротурбинной установки, включающий турбогенераторную установку (ТГУ), конденсатно-питательную систему, теплофикационную установку;
- пункт управления;
- модуль электrorаспределительных устройств;
- модуль вспомогательной энергетической установки, включающий вспомогательную котельную установку;
- модуль аварийного электроснабжения;
- сборно-разборные сооружения инфраструктуры;
- комплекс технических средств по обеспечению физической защиты площадки.

В ТРБ размещается одна РУ, в состав которой входит парогенерирующий блок в ЗО, системы безопасности и обеспечивающие системы (ТРБ является аналогом реакторного отсека ПЭБ).

РУ в защитной оболочке, размещаемая в ТРБ, полностью изолирована от окружающей среды, что обеспечивает отсутствие радиоактивных сбросов и выбросов. При всех возможных аварийных ситуациях радиоактивные продукты удерживаются внутри защитной оболочки РУ, радиоактивного загрязнения площадки АСММ не происходит, что исключает необходимость проведения работ по дезактивации территории и планирования мероприятий по защите персонала и населения. В составе АСММ предусмотрены аварийные источники электропитания — аварийные дизель-генераторы.

Эксплуатация АСММ предусматривает временные перерывы в работе одного БТЭБ, вызванные заменой ТРБ в связи с окончанием кампании активной зоны, планово-предупредительным ремонтом оборудования ТГУ или отказами оборудования. В этом случае для обеспечения бесперебойной подачи электроэнергии и теплоснабжения потребителей в полном объеме в составе АСММ предусмотрена резервная установка на органическом топливе.

АСММ может состоять из нескольких ТРБ (от одного до четырех). В случае использования ТРБ на базе РУ типа АБВ-6 электрическая мощность станции находится в диапазоне 6—24 МВт, а теплофикационная мощность — 12—48 Гкал/ч. Замена ТРБ проводится поочередно, в летний период, когда отсутствует необходимость в работе теплофикационного контура. В этом случае тепловая мощность оставшихся ТРБ в значительной степени позволяет скомпенсировать недостающую мощность для выработки электроэнергии при работе ПТУ по кольцевой схеме.

Ориентировочный генеральный план береговой АСММ на базе ТРБ разработан совместно с ОАО «Атомэнерго». В состав АСММ входят следующие модули:

- ТРБ, размещаемые в сборных железобетонных зданиях, которые являются для реакторных блоков защитным ограждением и отделяют контролируемую зону в соответствии с нормативными требованиями к АТЭС;
- площадка выдержки ТРБ (закрытая), где перед транспортировкой блока осуществляется контроль доступа, как и к работающему ТРБ;
- аварийная дизель-электростанция (модульная);
- блоки паротурбинной установки;
- модуль управления;
- теплообменники системы воздушного охлаждения.

При разработке проекта ТРБ исходят из ориентации на его серийное применение, поэтому привязка ТРБ к конкретной площадке выполняется без изменения принятых в проекте ТРБ решений. Изменения могут касаться только решений по строительным сооружениям, которые определяются условиями конкретной площадки.

Реакторная установка

РУ для ТРБ — установка интегрального типа с корпусным водо-водяным реактором, принудительной циркуляцией теплоносителя на всех режимах работы и возможностью использования естественной циркуляции при аварийном расхолаживании (рис. 1). Основные технические характеристики РУ приведены в табл. 1.

Реакторная установка ТРБ должна иметь значительную степень унификации с РУ типа АБВ-6 для плавучего энергоблока.



Рис. 1. Общий вид РУ

Таблица 1. Основные технические характеристики РУ

Характеристика	Значение
Тип реактора	ВВРД, интегральный
Тепловая мощность парогенерирующего блока, МВт	38
Паропроизводительность, т/ч	56
Время между перегрузками активной зоны, лет	10
Габариты 30, м:	
длина	5
ширина	5
высота	13
Масса РУ в 30, т	950
Срок службы, лет	50
Параметры второго контура:	
температура питательной воды на входе в парогенератор, °С	105
температура пара на выходе из парогенератора, °С	295

Оценка массогабаритных характеристик ТРБ выполнялась с учетом данных по ПЭБ «Кристалл»: длина реакторного отсека (РО) — 15 м, ширина РО — 26 м (ширина РО с двумя АБВ-6). Масса корпусных конструкций РО ПЭБ «Кристалл» — около 300 т. Размеры ТРБ с одной РУ: длина — 15 м, ширина — 13 м, высота — 15 м. Суммарная масса ТРБ с учетом корпусных конструкций составляет около 1500 т.

Паротурбинная установка

Было рассмотрено несколько вариантов тепловых схем ПТУ:

- чисто конденсационная бездеаэрационная схема с электроприводами питательных насосов и двумя конденсационными турбинами, пар на подогреватели промежуточного теплофикационного контура отбирается из главной магистрали (вариант № 8);
- схема с одной ступенью подогрева в деаэраторе, электроприводами питательных насосов, одной конденсационной турбиной и одной турбиной с противодавлением, пар от которой подается на подогреватели промежуточного теплофикационного контура (вариант № 7);
- схема с одной конденсационной турбиной и отбором пара на подогреватель промежуточного контура из главной турбины; в различных вариантах схемы рассмотрено использование подогревателей питательной воды и применение электро- и турбоприводов вспомогательного оборудования ПТУ (варианты № 1—3).

В расчетах параметры свежего пара соответствуют параметрам пара, генерируемого РУ АБВ-6 (см. табл. 1), давление в конденсаторе принято в соответствии с табл. 3.

Для всех схем ПТУ принимались одинаковые значения полезной мощности БТЭБ:

- электрическая мощность — 6 МВт;
- мощность теплофикационного контура — 12 Гкал/ч.

Учитывая, что ПТУ включает контур теплофикации и, соответственно, коэффициент полезного действия установки не отражает в полной мере ее тепловую эффективность, в качестве критерия эффективности схемы ПТУ принята требуемая мощность РУ.

Сравнительные характеристики тепловых схем ПТУ представлены в табл. 2.

Таблица 2. Сравнительные характеристики различных вариантов ПТУ

Параметр	Вариант							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Мощность РУ, МВт	40	43,1	39	39,2	37,8	40,1	43,5	51,8
Паропроизводительность РУ, кг/с (т/ч)	14,4 (51,8)	15,5 (55,8)	15,6 (56,2)	15,7 (56,5)	17 (61,2)	18,1 (65,2)	15,6 (56,2)	18,6 (67,0)
Температура перегретого пара перед маневровым устройством, °С	285	285	285	285	285	285	285	285
Особенности тепловой схемы ЯЭУ								
Деаэратор	–	–	+	+	+	+	+	–
Подогреватели	–	–	–	–	2 ПВД + ПНД	2 ПВД + ПНД	–	–
Привод питательного насоса	Э	Т	Э	Т	Э	Т	Э	Э
Температура питательной воды на входе в парогенератор, °С	38	38	105	105	170	170	105	38
Количество и тип турбин *	1 (К)	2 (К + П)	2 (К)					

* Мощность турбины с противодавлением (П) — 1950 кВт, конденсационной турбины (К) — 4450 кВт.

Результаты анализа тепловых схем:

- наибольшую тепловую эффективность имеет схема № 5 с развитой регенерацией тепла (два подогревателя высокого давления и деаэратор), однако она имеет наибольший состав оборудования и предусматривает наличие трех отборов от ТГУ относительно малой мощности;
- ПТУ с электроприводами питательных насосов экономичнее, чем ПТУ с турбоприводами питательных насосов;
- в качестве основной выбрана схема № 3 с достаточно высокой тепловой эффективностью и оптимальным составом оборудования, предусматривающая один отбор от ТГУ.

Полезная электрическая мощность БТЭБ — 6 МВт (мощность ТГУ — 6400 кВт) обеспечивается для тепловой схемы № 3 при мощности РУ 39 МВт.

Принципиальная схема ПТУ БТЭБ представлена на рис. 2.

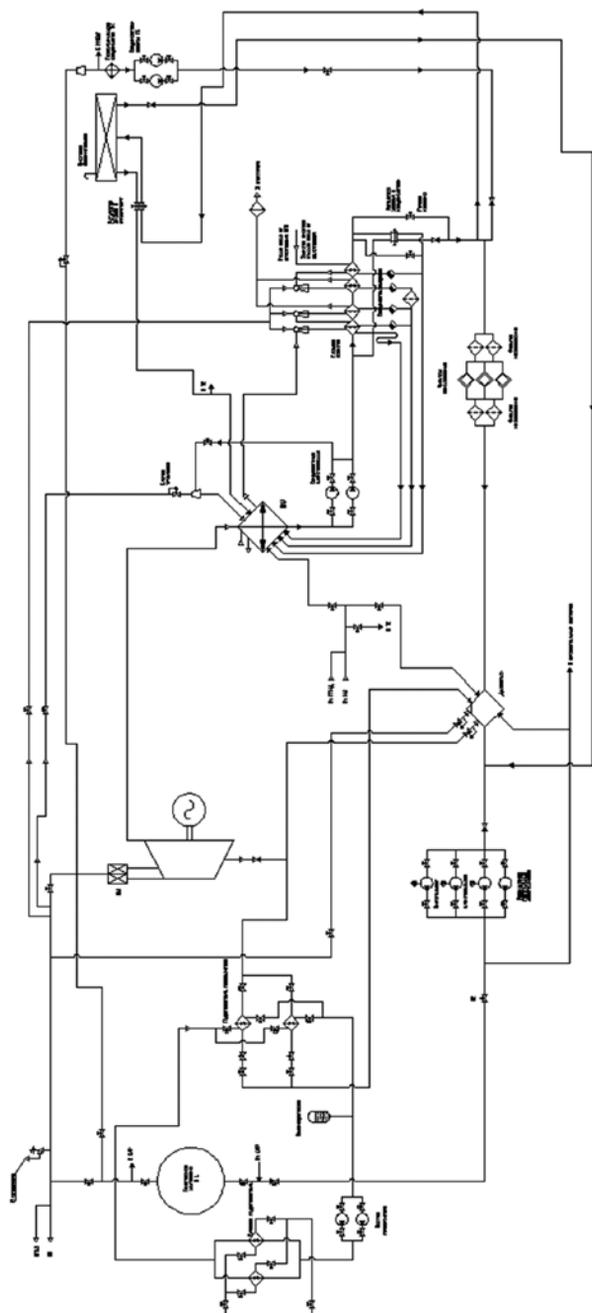


Рис. 2. Принципиальная схема ПТУ БТБ

В качестве базового варианта рассматривается ТГУ разработки Кировского завода. Основные характеристики ТГУ представлены в табл. 3.

Таблица 3. Основные характеристики ТГУ

Характеристика	Значение
Мощность, кВт	6000
Напряжение, кВ	6,3 (10,5)
Давление пара перед регулирующим клапаном, кгс/см ²	30
Температура пара перед регулирующим клапаном, °С	285
Давление в конденсаторе, кПа	12,2
Расход пара на турбину (с отбором), т/ч	37
Габаритные размеры, м:	
длина	9,2
ширина	4,6
высота	7
Масса, т	74,2

АСММ на базе БТЭБ может размещаться на берегах мелководных рек, замерзающих зимой, поэтому прорабатывается вариант станции с воздушно-конденсационной установкой (ВКУ), характеристики которой приведены в табл. 4. В местах размещения АСММ температура воздуха в зимний период может достигать -40°C , в этом случае охлаждение конденсатора непосредственно наружным воздухом может привести к замерзанию охлаждающей воды и разрушению трубок конденсатора. В связи с этим рассматривается вариант ВКУ с промежуточным контуром охлаждения, в котором используется раствор этиленгликоля с температурой замерзания ниже -40°C .

Таблица 4. Основные характеристики ВКУ

Характеристика	Значение
Тип ВКУ	Шатровый тип, принудительная циркуляция
Количество модулей	4
Расход пара, т/ч	37
Давление в конденсаторе, кПа	12,2
Габаритные размеры модуля ВКУ, м:	
длина	6,4
ширина	6,6
высота	6,0

ВКУ шатрового типа с принудительной циркуляцией — осевой вентилятор расположен под трубной системой. ВКУ разделена внутренними перегородками на отдельные модули. На каждый модуль работает один вентилятор. Секция (рис. 3) состоит из четырех модулей (рис. 4), конструктивное исполнение которых соответствует ВКУ для ТГ «Туман-4К» разработки ОАО «Калужский турбинный завод».

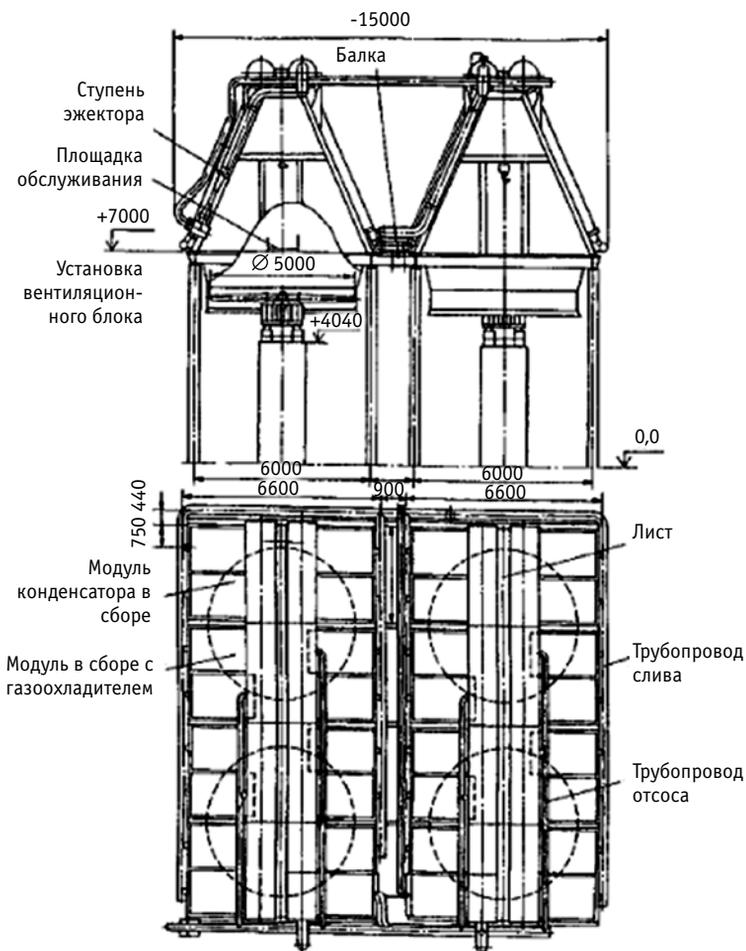


Рис. 3. Секция ВКУ

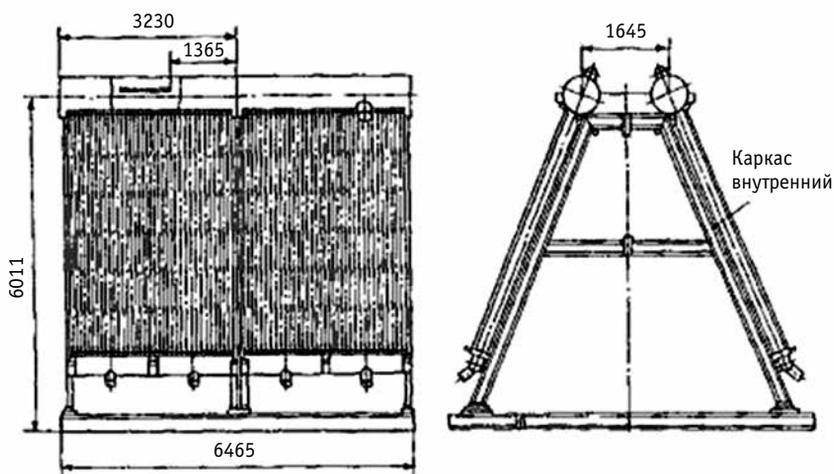


Рис. 4. Модуль ВКУ

При разработке концепции АСММ на базе ТРБ необходимо учитывать особенности жизненного цикла ТРБ. Он включает следующие стадии:

- постройку на судостроительном заводе;
- транспортировку с завода-строителя к площадке размещения АСММ;
- установку ТРБ на площадке АСММ и подключение к системам АСММ;
- эксплуатацию в составе АСММ (пуск, работа на мощности, остановка после выработки ресурса активной зоны);
- демонтаж и перемещение ТРБ с площадки АСММ на транспортное средство;
- транспортировка ТРБ на предприятие обслуживания;
- перегрузка активной зоны и ремонтные работы (утилизация ТРБ при выработке ресурсов);
- транспортировка с предприятия обслуживания к площадке размещения АСММ для дальнейшей эксплуатации.

В качестве завода-строителя могут рассматриваться ОАО «Балтийский завод» или ОАО «Севмаш», в качестве предприятия по обслуживанию, ремонту и перегрузке — ОАО «ЦС “Звездочка”».

В этом случае транспортировка ТРБ с завода-строителя на площадку АСММ и затем на предприятие обслуживания осуществляется водным путем (речным и морским).

Все системы безопасности РУ, включая пассивную систему расхолаживания, должны располагаться внутри ТРБ, оснащение транспортного средства специальными системами безопасности не требуется.

Технология транспортировки ТРБ может быть основана на технических решениях, разработанных ФГУП «Крыловский государственный научный центр» для перевозки реакторных отсеков утилизируемых атомных подводных лодок в места длительного хранения на берегу. Для перевозки по морю грузов массой более 1500 т используются суда докового типа, например, «Transshelf» (рис. 5).



Рис. 5. Судно докового типа «Transshelf»

Транспортировка ТРБ на речном участке может осуществляться на барже-площадке. Основные характеристики барж-площадок представлены в табл. 5.

Для перегрузки ТРБ с плавсредства на берег и обратно предлагается использовать модуль-транспортёры с системой поддомкрачивания. Самоходные модульные транспортёры способны обеспечивать безопасную перевозку тяжеловесных негабаритных грузов.

Таблица 5. Основные характеристики барж-площадок

Проект	Грузоподъемность, т	Полное водоизмещение, т	Максимальная осадка с грузом	Длина м	Ширина, м
292	2100	4865	2,5	128,3	15,63
P77	2135	3216	2,5	108,6	15,1
81631	1908	2200	2,21	82,87	15,6

Заключение

1. Атомные станции малой мощности с ТРБ, создаваемые на основе судостроительных технологий, могут рассматриваться как один из вариантов энергообеспечения береговых потребителей в удаленных регионах.
2. АСММ может состоять из нескольких ТРБ (от одного до четырех), соответственно электрическая мощность станции находится в диапазоне 6—24 МВт, а теплофикационная мощность — 12—48 Гкал/ч.
3. РУ в защитной оболочке, размещаемая в ТРБ, полностью изолирована от окружающей среды, что обеспечивает отсутствие радиоактивных сбросов и выбросов. После выработки энергоресурса активной зоны производится замена ТРБ, на площадке АСММ операции с радиоактивными веществами не производятся.
4. Изготовление и перегрузка ядерного топлива ТРБ осуществляется на специализированном предприятии, что потребует его транспортировки водным путем к площадке АСММ и обратно. Для транспортировки ТРБ могут быть использованы технические решения, разработанные для перевозки реакторных отсеков утилизируемых атомных подводных лодок в места длительного хранения на берегу.
5. АСММ на базе ТРБ является новым проектом в области транспортабельных ядерных энергоисточников, имеющим ряд существенных отличий от стационарной энергетики и плавучих атомных станций, поэтому в дальнейшем может потребоваться разработка дополнений к действующей нормативно-технической документации, учитывающих специфические особенности данного объекта.

Установки малой мощности с замкнутым газотурбинным циклом

*Н. Г. Кодочигов, В. Ф. Головки, Н. Г. Абросимов, М. Е. Ганин
ОАО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород*

*А. И. Арбеков, И. Г. Суворцев, Д. Д. Русаков
МГТУ им. Н. Э. Баумана*

Введение

Атомные станции малой мощности (АСММ) — до 300 МВт(э) — могут иметь несколько сфер применения:

- в качестве источников децентрализованного энергоснабжения;
- для реновации устаревших ТЭЦ или строительства новых генерирующих мощностей в рамках существующей энергосистемы;
- для обеспечения электроэнергией и промышленным теплом промышленных потребителей.

В качестве энергоисточника для АСММ предлагается высокотемпературный модульный газоохлаждаемый реактор (ВТГР) с прямым газотурбинным циклом преобразования энергии (МГР-ГТ). Для сравнения приводятся оценки параметров прямого газотурбинного цикла, использующего в качестве рабочего тела диоксид углерода сверхкритических параметров.

Реакторная установка МГР-ГТ

Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы могут быть одним из вариантов АСММ в силу следующих особенностей:

- возможности достижения высокой температуры теплоносителя первого контура;
- внутренне присущей безопасности в отношении остановки реактора и его расхолаживания, гарантированно исключающей повышенный выход активности и плавление активной зоны.

Высокая температура теплоносителя открывает возможность производства электроэнергии с высоким КПД, производства энергоносителей, коммунального и промышленного тепла для технологических целей.

Уникальные свойства безопасности позволяют размещать АСММ с ВТГР вблизи промышленных предприятий и крупных населенных пунктов.

Высокий уровень безопасности ВТГР достигается следующими техническими решениями:

- используется однофазный гелиевый теплоноситель, не влияющий на реактивность;
- используется графит в качестве замедлителя и конструкционного материала активной зоны, что определяет высокую теплоемкость, тепловую инерцию и структурную стабильность при очень высоких температурах (больше 3000°C);
- топливо на основе микрочастиц с терморадационнотойкими покрытиями способно удерживать продукты деления при температурах, значительно превышающих температуру топлива при нормальной эксплуатации и авариях;
- низкий уровень энергонапряженности и конфигурация активной зоны рассчитаны таким образом, что отвод остаточных тепловыделений обеспечивается через боковую поверхность корпуса реактора за счет теплопроводности и излучения; при этом не требуются источники энергии или вмешательство персонала, плавление активной зоны исключено, продукты деления удерживаются внутри топлива.

Перечисленные особенности АСММ с ВТГР открывают возможности для размещения ими существующих электростанций на органическом топливе для обеспечения энергией и теплом крупных городов.

Другой вариант — использование в зонах децентрализованного энергоснабжения, где размещены предприятия добывающих отраслей (Сибирь, Крайний Север, Дальний Восток).

Для таких регионов энергоснабжение должно обеспечивать нужды в электроэнергии, а при необходимости — в технологическом тепле для промышленных предприятий, коммунальном тепле, горячей воде и топливе для транспорта [1].

Для АСММ предлагается высокотемпературный модульный реактор с гелиевым теплоносителем и прямым газотурбинным циклом преобразования энергии. Реакторная установка МГР-ГТ включает реактор, размещенный в вертикальном корпусе, и систему преобразования энергии в смежном корпусе. Реактор и система преобразования энергии соединены горизонтальным корпусом, обеспечивающим подачу горячего гелия в систему преобразования энергии и холодного гелия в реактор (рис. 1). Тепловая схема установки с прямым газотурбинным циклом представлена на рис. 2.

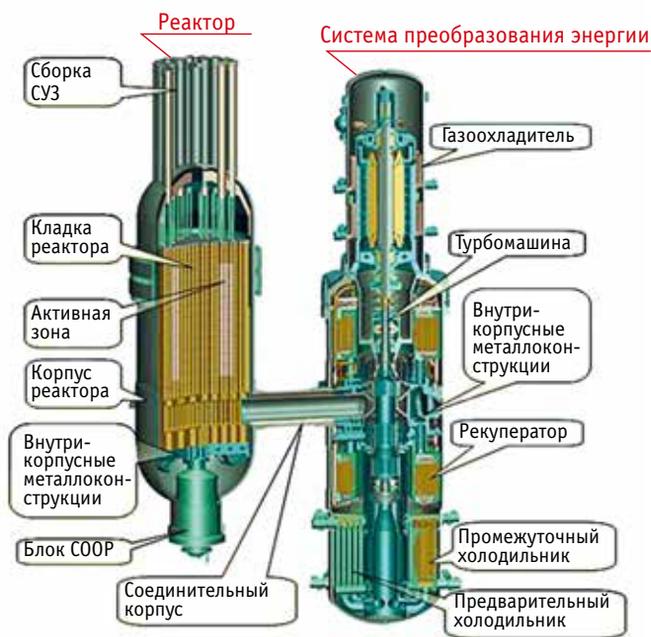


Рис. 1. Реакторный блок установки МГР-ГТ

Преобразование энергии осуществляется в границах первого контура, являющегося одновременно контуром теплоносителя реактора и рабочего тела цикла преобразования энергии, и происходит следующим образом: при работе реактора на мощности тепловая энергия, выделяющаяся в активной зоне, отводится циркулирующим в контуре гелием к турбине. Мощность, вырабатываемая турбиной, приводит в действие компрессоры низкого и высокого давления и генератор, которые расположены на одном валу с турбиной. Высокоэффективный рекуператор используется для возврата в цикл большей части тепловой энергии гелия, выходящего из турбины, и передачи ее к гелию, поступающему на вход в реактор. Для повышения эффективности газового цикла осуществляется охлаждение гелия в промежуточном холодильнике перед входом в компрессор высокого давления.

Рекуператор позволяет реактору и турбине работать при высоких температурах, тогда как компрессоры работают при низких температурах. Сбросное тепло отводится от первого контура в предварительном и промежуточном холодильниках системой охлаждающей воды и далее к атмосферному воздуху в сухих вентиляторных градирнях. Высокая температура сбросного

тепла газотурбинного цикла (более 100°C) позволяет использовать его для теплоснабжения и горячего водоснабжения.

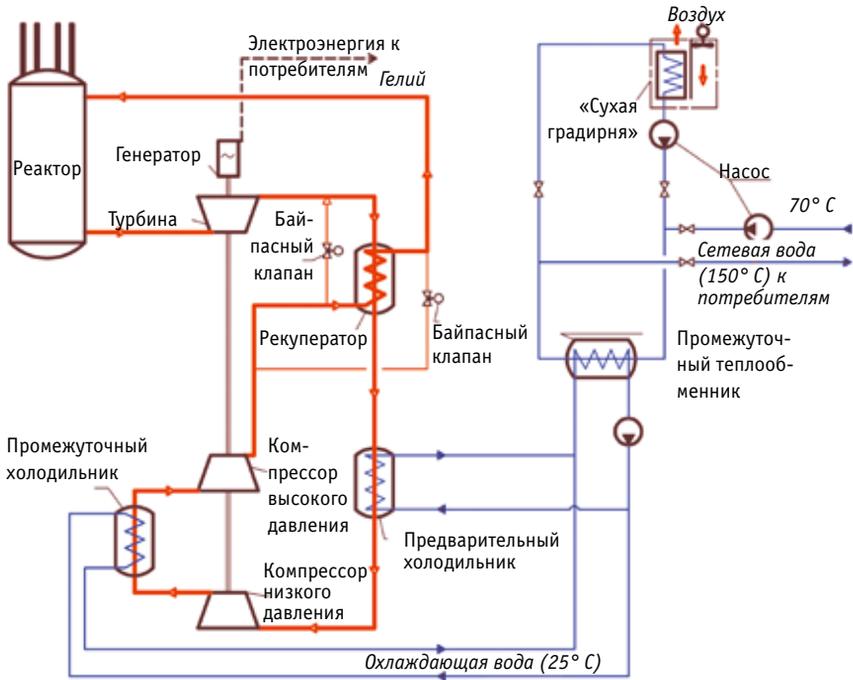


Рис. 2. Схема энергоисточника для когенерации электроэнергии и коммунального теплоснабжения

В климатических условиях России такая функциональная возможность имеет большое значение. Свидетельством этого служат данные по годовому расходу природного газа на производство электрической и тепловой энергии, которые составляют около 135 и 200 млрд м^3 соответственно [2].

Реакторная установка может эксплуатироваться в двух режимах: производства только электроэнергии и комбинированного производства электро- и тепловой энергии. Таким образом, кроме более высокого КПД производства электроэнергии реакторная установка предоставляет потенциальную возможность получить коэффициент использования тепловой энергии более 90%.

При работе установки в комбинированном режиме сбросное тепло отводится к теплоносителю сетевого контура в сетевых теплообменниках. В режиме производства только электроэнергии сетевой контур отключен, и

сбросное тепло отводится к атмосферному воздуху в сухих вентиляторных градирнях.

Чтобы не допустить в комбинированном режиме повышения температуры гелия на входе в рекуператор сверх допустимых пределов (600°C), организована байпасная ветка с регулируемым перепуском гелия первого контура помимо рекуператора (с выхода компрессора высокого давления на выход рекуператора по стороне высокого давления). Основные параметры работы установки в двух режимах приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные технические характеристики

Параметр	Режим производства электроэнергии	Режим производства электроэнергии и коммунального тепла
Мощность, МВт:		
тепловая	215	215
электрическая	~ 100	54,7
Температура на выходе из реактора, °C	850	795
КПД системы преобразования энергии, %	~48	~25,4
Мощность сетевого контура, МВт	—	150
Годовой отпуск продукции:		
электроэнергия, млн кВт·ч	792,8	437,6
тепло, тыс. Гкал	—	1000

Установка с ВТГР и газотурбинным циклом должна устойчиво и эффективно работать на 100%-ной электрической нагрузке в заданном диапазоне изменения:

- суточное (недельное) отслеживание электрической нагрузки в диапазоне от 100% до 50% $N_{эл}$ (от 100% до 15% $N_{эл}$) со скоростью 0,6%/мин;
- быстрое изменение нагрузки в диапазоне автоматического регулирования от 100% до 15% $N_{эл}$ со скоростью до 10%/мин.

Используются два основных способа управления нагрузкой в пределах диапазона регулирования: изменением массы гелия в контуре и байпасированием расхода через клапаны с выхода из компрессора высокого давления на выход из турбины (рис. 3).

Регулирование электрической мощности установки варьированием давления гелия (массового расхода) в контуре с одновальной турбомашинной и

соответствующим изменением тепловой мощности реактора наиболее эффективно, поскольку структура и режим течения гелия по тракту контура и в лопастных системах турбин и компрессоров остаются подобными, обеспечивая КПД, соответствующий 100%-ной нагрузке.

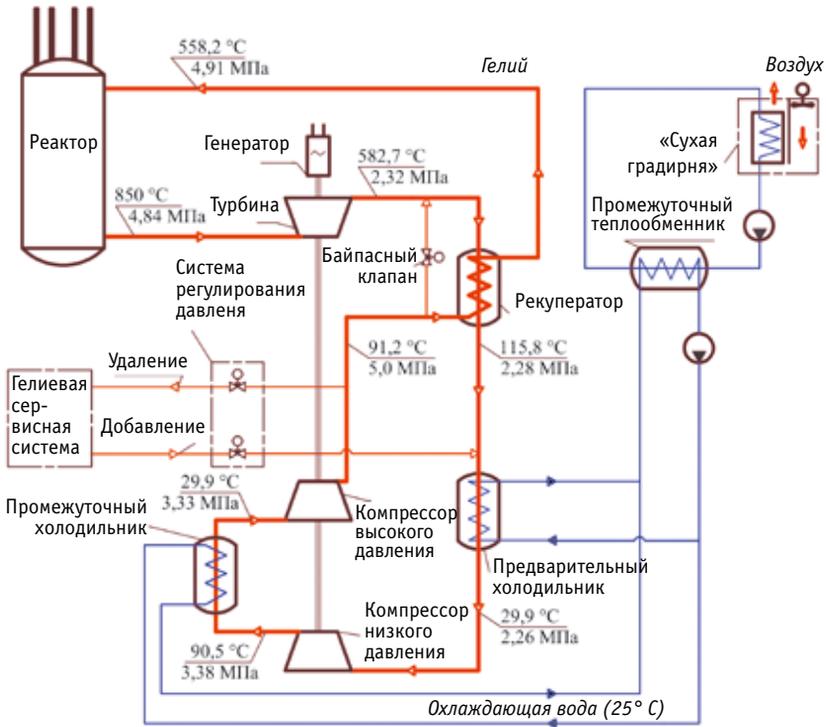


Рис. 3. Схема реакторной установки с основными регуляторами

Для быстрого изменения электрической мощности со скоростью $10\% N_{\text{ном}}/\text{мин}$ и более, а также предотвращения разгона турбомшины больше допустимых оборотов ($120\% n_{\text{ном}}$) используют перепуск гелия с необходимой скоростью и расходом по контуру газотурбинного цикла, например, с напора компрессора на выход из турбины. Время и диапазон изменения нагрузки ограничиваются временем закрытия и открытия клапанов и проходными сечениями байпасных линий. Маневренность при этом способе управления нагрузкой существенно выше, чем в первом случае, так как нагрузка сильно зависит от расхода гелия через байпасные линии.

Байпасные клапаны используются, когда требуется быстрое изменение электрической нагрузки, особенно ее быстрое снижение. Однако при этом снижается КПД цикла, увеличивается мощность системы охлаждения БПЭ, и при длительной работе ухудшаются экономические показатели реакторной установки. Поэтому одновременно с началом открытия байпаса начинается уменьшение массы гелия в контуре. В этом случае мощность электрогенератора зависит от расхода гелия по байпасной ветке, который уменьшает мощность турбины за счет снижения расхода и повышения давления за турбиной. Такое регулирование возможно при постоянной мощности реактора, баланс которой обеспечивается отводимой мощностью в концевом и промежуточных холодильниках.

Перспективным направлением является использование высокотемпературных реакторов для обеспечения энергией крупных промышленных потребителей, требующих длительного и надежного снабжения теплом и электроэнергией. Это могут быть производства, связанные с добычей и переработкой нефти, синтезом аммиака, металлургией, разработкой различных месторождений, газификацией угля и др. Для труднодоступных районов возможно создать на основе ВТГР энергоисточник для производства водорода из воды, электроэнергии в прямом газотурбинном цикле, коммунального теплоснабжения. Производимый водород может быть использован как топливо для транспорта. В этом случае изолированный регион может быть обеспечен всеми видами энергии за счет собственного энергоисточника с ВТГР. Схема такого энергоисточника показана на рис. 4.

Тепловая энергия реактора преобразуется в перегретый пар, который отводится в установку высокотемпературного электролиза на твердооксидных электрохимических элементах, где производятся водород и кислород, и в электроэнергию, которая вырабатывается в прямом замкнутом газотурбинном цикле и отводится к установке высокотемпературного электролиза и потребителям. Не использованное в газотурбинном цикле тепло отводится на коммунальные нужды.

Такая схема позволяет обеспечить при необходимости работу реактора с постоянными параметрами, перераспределяя мощность между газотурбинной и водородной установками.

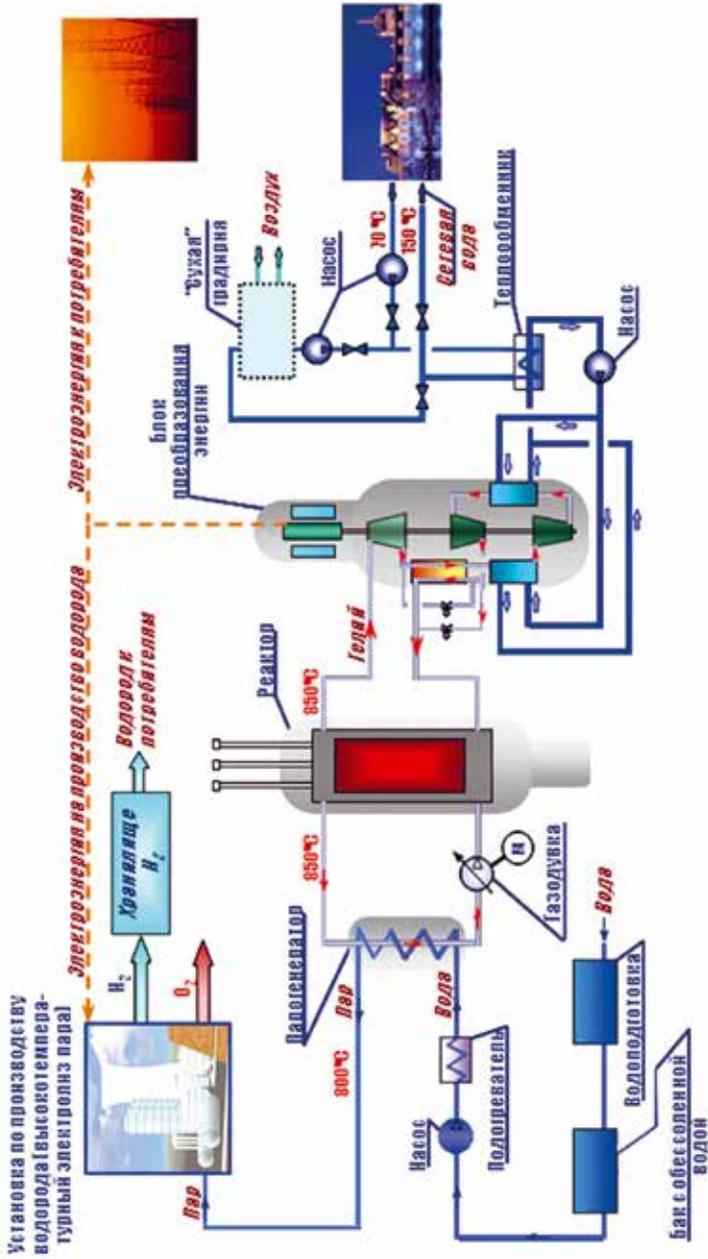


Рис. 4. Схема энергоисточника для тригенерации электроэнергии, водорода и коммунального тепла

Возможности применения двуокиси углерода сверхкритических параметров в высокотемпературных реакторах с газотурбинным циклом для установок малой мощности

В последнее десятилетие вновь появились публикации [3—5], в которых рассматривается конкурентоспособность производства электроэнергии в прямом газотурбинном цикле на углекислом газе со сверхкритическими параметрами.

В данной работе приведено предварительное исследование одноконтурной ядерной энергетической установки относительно небольшой энергетической мощности (100 МВт). Применение углекислого газа ограничивает максимальную температуру в цикле величиной 650°C, что обусловлено его термической нестабильностью.

Применение сверхкритических давлений позволяет повысить эффективность преобразования энергии благодаря уменьшению работы сжатия вблизи критической точки (30,98°C, 7,38 МПа). При этом удастся избежать конденсации рабочего тела и использовать воду при температуре окружающей среды для охлаждения концевой холодильника.

В простом регенеративном цикле при минимальной температуре 305—310 К, степени рекуперации 0,87 и давлении 7,75—8 МПа ($\pi_k = 2,5—2,6$) могут быть достигнуты КПД примерно 32% и удельная мощность 240—280 кДж/кг. В установке мощностью 100 МВт с учетом КПД, а также перетечек расход углекислоты может составлять от 1000 до 1400 кг/с.

Низкая работа сжатия позволяет реализовать одно-двухступенчатые турбомашины, что существенно сокращает длину ротора и делает его достаточно жестким. При этом наиболее сложным является вопрос согласования частот вращения турбомашин и генератора. Если с последним при нынешних темпах развития силовой электроники проблемы могут быть решены, то для создания эффективного компрессора необходима частота вращения в диапазоне 12—18 тыс. мин⁻¹ (окружная скорость рабочего колеса центробежного компрессора 160—220 м/с в зависимости от напора). Осевую турбину можно реализовать начиная с частоты вращения 3000 мин⁻¹, т. е. используя стандартный генератор без системы преобразования электрического тока. Вопрос об определении оптимального числа валов требует дополнительного исследования.

Сравнительный анализ, представленный в табл. 2, показывает, что применение углекислого газа вместо гелия позволяет ограничиться в турбине одной-двумя ступенями, а в компрессоре — одной центробежной. В то же время высокое максимальное давление в контуре (около 20 МПа) и низкие коэффициенты теплопередачи приводят к существенному росту массогабаритных характеристик теплообменного оборудования, прежде всего рекуператора, на которые также влияет немонотонная зависимость теплоемкости от температуры. Ограничение максимальной температуры в цикле по сравнению с гелием снижает общую эффективность установки.

Таблица 2. Сравнительный анализ применения теплоносителей

Характеристика	He	CO ₂
Электрическая мощность, МВт	100	
Мощность реактора, МВт	215	315
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	850	650
Давление теплоносителя, МПа	5	20
Число ступеней турбокомпрессора при заданной периферийной окружной скорости (турбина плюс компрессор)	21	3
Масса турбомашины, т	360	80
Поверхность нагрева рекуператора, м ²	15 768,0 (при степени рекуперации 0,95)	8700 (при степени рекуперации 0,87)
Поверхности нагрева холодильников, м ²	3757,4	8000
КПД цикла, %	48	32

Заключение

ВТГР позволяют заместить существующие электростанции на органическом топливе и обеспечить комплексное решение энергоснабжения регионов включая и регионы с дефицитом охлаждающей воды, электричеством, бытовым теплом и топливом в виде водорода для транспорта.

Сравнение с газотурбинным циклом на углекислом газе со сверхкритическими параметрами демонстрирует преимущество использования гелиевого теплоносителя.

ВТГР с гелиевым теплоносителем имеет перспективы, связанные с возможностью увеличения температурного потенциала теплоносителя, тогда как

установки с теплоносителем на CO₂ со сверхкритическими параметрами ограничены уровнем температур до 650°C, связанным с термической нестабильностью углекислого газа.

Литература

1. *Зверев Д., Кодочигов Н., Костин В. и др.* Реакторные установки для атомных станций малой и средней мощности // Proceedings of the 7th International Conference on Nuclear Option in Countries with Small and Medium Electricity Grids. Dubrovnik, Croatia, 25—29 May 2008.
2. *Столяревский А. Я., Кодочигов Н. Г., Васяев А. В. и др.* Применение высокотемпературных модульных гелиевых реакторов для тепло-снабжения и энергоемких производств // <http://www.rosteplo.ru>.
3. *Wright S. A., Conboy Th. M., Rochau G. E.* Overview of Supercritical CO₂ Power Cycle Development at Sandia National Laboratories // 2011 University Turbine Systems Research Workshop/October 25—27, 2011. Columbus, Ohio.
4. *Chordia L.* Optimizing Equipment for Supercritical Applications // http://www.sco2powercyclesymposium.org/resource_center/system_concepts/optimizing-equipment-for-supercritical-applications.
5. *Kimball K.* Overview of Supercritical CO₂ Brayton Cycle Integrated System Test (1st) Turbomachinery Development // Supercritical CO₂ Power Cycle Symposium/May 24—25, 2011/Boulder, Colorado.

АСММ «УниTERM» — одно из актуальных направлений развития атомной энергетики

*А. И. Алексеев, Е. Н. Гольцов, Г. И. Гречко, Д. В. Еремеев, В. Н. Пепя
ОАО «НИКИЭТ»*

Введение

В отдаленных труднодоступных районах разумную альтернативу источникам энергии, базирующимся на органическом топливе, могут составить атомные станции малой мощности (АСММ), полностью автономные, доставляемые к месту использования крупными блоками и полностью удаляемые после окончания эксплуатации. Применение АСММ для электро- и теплоснабжения может оказаться экономически оправданным и весьма перспективным с социальной и экологической точек зрения. Развитие АСММ перспективно для освоения труднодоступных территорий с суровыми климатическими условиями. Особая актуальность развития АСММ характерна для России, так как зона децентрализованного энергоснабжения занимает около двух третей территории страны.

АСММ «УниTERM» предназначена для удовлетворения энергетических потребностей преимущественно небольших поселков с численностью населения 2—3 тыс. человек. Количество таких поселков в районах Крайнего Севера и Востока России достаточно велико. Возможно также использование АСММ «УниTERM» для энергоснабжения районных центров и относительно крупных поселков численностью 10—15 тыс. человек. Количество таких поселков в районах децентрализованного энергоснабжения сравнительно невелико. Они характеризуются наличием промышленных объектов и имеют признаки городской инфраструктуры.

Реакторная установка (РУ) «УниTERM» разработки ОАО «НИКИЭТ» относится к атомным энергоисточникам малой мощности, является инновационной, имеет уникальные потребительские качества, удовлетворяет всем требованиям российских нормативов и МАГАТЭ.

Концепция создания АСММ «УниTERM»

При создании АСММ «УниTERM» исходили из нескольких основных положений, определяющих ее общий облик, состав и характеристики применяемого оборудования, технологию изготовления, монтажа и эксплуатации.

- Так как АСММ «УниTERM» предназначена для использования в удаленных регионах с неразвитой инфраструктурой, ее устройство должно позволять свести к минимуму обслуживающий персонал. Техническое обслуживание РУ АСММ «УниTERM» целесообразно осуществлять из единого для нескольких блоков регионального центра.
- Сооружение станции в удаленном регионе не должно требовать проведения большого объема строительно-монтажных работ, сопряженных с созданием специализированной строительной базы, завоза на длительный срок коллектива строителей и т. п. Продолжительность профилактических ремонтов, связанных с заменой оборудования, не должна превышать периода планового отключения отопления.
- Станция должна состоять из ограниченного числа транспортируемых к месту ее размещения крупных модулей заводского изготовления, что гарантирует их качество. На месте осуществляется минимальный объем монтажных работ.
- Для исключения возможности распространения делящихся материалов, а также повышения безопасности и упрощения технологии эксплуатации в процессе жизненного цикла станции целесообразно не предусматривать перегрузки активной зоны реактора.
- Станция должна работать в пиковом режиме без ограничения числа и глубины режимов маневрирования мощностью, позволяя полностью снимать и восстанавливать нагрузку без вывода реакторной установки из действия.
- Экологическая чистота станции обеспечивается отсутствием каких-либо сбросов в окружающую среду, кроме тепловых, поступающих непосредственно в атмосферу.
- Экономические показатели АСММ должны быть по крайней мере не хуже аналогичных показателей станций электро- и теплоснабжения на органическом топливе.
- Концепция разработки данной АСММ подразумевает использование хорошо освоенных на транспортных объектах технологий водо-водяных реакторов при соответствующей оптимизации их характеристик.
- АСММ должна обеспечивать предельно достижимый уровень безопасности на основе использования оптимального числа барьеров на пути распространения радиоактивности и применения только пассивных систем безопасности.

- По окончании срока эксплуатации должна быть возможность ее демон- тажа и вывоза; участок ее размещения подлежит реновации до состоя- ния «зеленой лужайки».

Основные технические решения по РУ АСММ «УниTERM»

Работы по реакторной установке «УниTERM» (рис. 1) в 2013 г. нашли отра- жение в техническом предложении, где представлена установка для энер- гоблока мощностью 6,6 МВт(э).

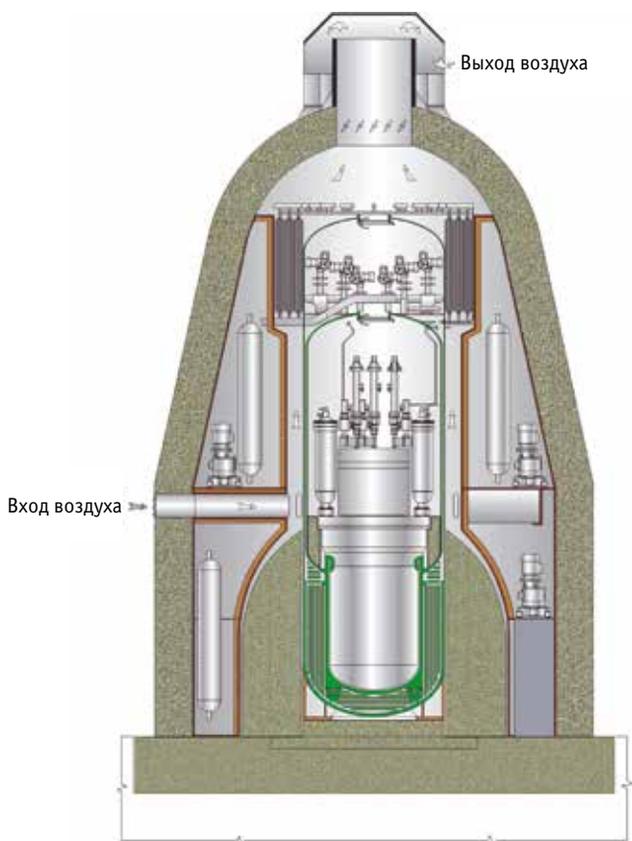


Рис. 1. Реакторная установка «УниTERM»

В РУ «УниTERM» применен реактор интегрального типа (рис. 2). Это обеспе- чивает компактность установки и повышает ее надежность за счет сокра- щения коммуникаций, находящихся под давлением теплоносителя первого

контура, в том числе благодаря отсутствию постоянно действующей системы очистки теплоносителя первого контура. Важная особенность конструкции реактора — наличие встроенного внутрь реактора охлаждаемого компенсатора давления, расположенного в верхней части корпуса.

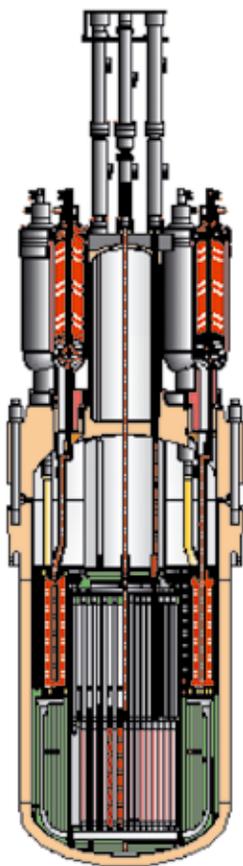


Рис. 2. Интегральный реактор «Униформ»

В активной зоне реактора используются твэлы с высокотеплопроводной металлокерамической топливной композицией, которые работают при низкой температуре, что способствует удержанию радиоактивных веществ в топливной матрице как при нормальной эксплуатации, так и в большинстве аварийных ситуаций. Такие твэлы обеспечивают глубокое выгорание ядерного топлива.

Активная зона обладает отрицательными коэффициентами реактивности во всем диапазоне изменения параметров РУ, что обеспечивает ее саморегулирование и благотворно сказывается на безопасности. Для компенсации реактивности использованы выгорающий поглотитель и поглощающие стержни, объединенные в компенсирующие группы. Для приведения активной зоны в подкритическое состояние в необходимых случаях используются группы поглощающих стержней аварийной защиты. В качестве резервного средства для глушения реактора применяется неоперативный ввод раствора бора.

Установка работает автономно с периодами, равными примерно году, в течение которых посещение РУ для выполнения технического обслуживания не требуется. Изменение мощности в период автономной работы осуществляется без перемещения компенсирующих групп только за счет отрицательных обратных реактивностных связей. Введение дополнительной реактивности на следующий период работы РУ производится во время плановых остановок.

Для повышения радиационной безопасности передача теплоты от активной зоны потребителю осуществляется по трехконтурной схеме: первый контур — промежуточный контур — контур потребителя. Промежуточный контур используется как дополнительный барьер между активной зоной и потребителем, позволяющий даже при появлении течи между первым и промежуточным контурами защитить контур потребителя от попадания радионуклидов.

Активная зона охлаждается за счет всережимной естественной циркуляции воды под давлением внутри корпуса реактора. Передача теплоты от активной зоны к теплоносителю промежуточного контура осуществляется во встроенном внутри корпуса реактора промежуточном змеевиковом теплообменнике. Теплоноситель первого контура омывает наружную поверхность труб промежуточного теплообменника, теплоноситель второго (промежуточного) контура движется внутри труб этого теплообменника.

Теплоносителем промежуточного контура является вода под давлением, движущаяся благодаря естественной циркуляции на всех режимах работы установки. Передача теплоты от промежуточного контура в контур потребителя осуществляется в прямоточном змеевиковом парогенераторе. Вода промежуточного контура омывает наружную поверхность труб парогенератора, пар образуется и перегревается внутри змеевиковых труб парогене-

ратора, в который подается питательная вода. Парогенерирующие модули установлены на крышке реактора.

Конструктивно промежуточный теплообменник выполнен в виде бухты змеевиков, состоящей из восьми автономных секций, подводящие и отводящие трубы которых выведены в восемь корпусных парогенерирующих модулей.

В РУ применена постоянно действующая автономная система отвода мощности, предназначенная для отвода остаточных тепловыделений от активной зоны как при плановых остановках, так и в аварийных ситуациях, а также для длительного поддержания установки в «горячем резерве» на уровне мощности около 5% номинальной.

Данная система осуществляет отвод теплоты от промежуточного контура в окружающую среду, для чего в нижних частях парогенерирующих модулей установлены теплообменники-испарители, передающие теплоту к теплоносителю автономного контура, от которого, в свою очередь, тепло отводится через теплообменники-радиаторы в атмосферу. Теплоносителем автономного контура является аммиак, что в сочетании с воздушным охлаждением в теплообменниках-радиаторах позволяет использовать РУ в широком диапазоне температур атмосферного воздуха — от -50°C до $+35^{\circ}\text{C}$.

Совместное функционирование систем первого, промежуточного и автономного контуров обеспечивает длительную работу РУ на уровне мощности около 5% номинальной (режим «горячего резерва») при отсутствии подачи питательной воды и отвода пара в парогенераторе. Надежность работы установки обеспечивается естественной циркуляцией теплоносителей в контурах этих систем.

Следует отметить, что в РУ «УниTERM» отсутствует система аварийного охлаждения реактора, традиционно применяемая в стационарных АЭС. Функции этой системы выполняет дополнительный запас теплоносителя первого контура, размещенный в верхней части внутриреакторного пространства под крышкой реактора. Его появление обусловлено необходимостью поднять парогенератор относительно промежуточного теплообменника на определенную высоту, что позволяет обеспечить требуемый уровень естественной циркуляции теплоносителя промежуточного контура. Размещение дополнительного запаса теплоносителя первого контура в свободном внутриреакторном объеме позволило упростить конструкцию РУ и повысить надежность и безопасность ее эксплуатации.

Все оборудование первого контура помещено в не посещаемый при работе прочный и герметичный страховочный корпус, в пределах которого при проектных авариях, связанных с разгерметизацией, локализуется выброс радиоактивных веществ из системы первого контура.

В период автономной работы установки для предотвращения несанкционированного вмешательства в работу станции и систем ее управления доступ внутрь защитной оболочки заблокирован. Охрана помещения обеспечивается системой физической защиты АЭС.

Защитная оболочка обеспечивает защиту РУ от внешних воздействий: ураганов, цунами, падения самолетов и т. п.

РУ обеспечивает длительную и устойчивую работу в диапазоне мощностей 20—100% номинальной без ограничения числа маневрирований мощностью. Все основное оборудование и системы спроектированы так, что при единичном отказе любого из них (кроме органов компенсации реактивности) РУ может продолжать работу на номинальном уровне мощности.

Для предотвращения перерастания аварийных ситуаций в аварии и уменьшения их возможных последствий в РУ предусмотрен ряд технических средств безопасности: постоянно действующая автономная система отвода мощности, системы подпитки и аварийного ввода бора, предотвращения переопрессовки реактора, парогенератора, страховочного корпуса, воздушного охлаждения оборудования, снижения последствий тяжелых аварий. Все они, кроме системы подпитки, пассивны, т. е. постоянно находятся в работе или вводятся в действие без вмешательства оператора и не требуют этого вмешательства по крайней мере в течение первых 72 ч после возникновения аварии. Система подпитки вводится в действие по сигналу системы управления и защиты, а также дистанционно.

Безопасность РУ «УниTERM» основывается на следующих технических решениях:

- использование развитых свойств внутренней самозащитенности включая отрицательные коэффициенты реактивности активной зоны во всем эксплуатационном диапазоне параметров, всережимную естественную циркуляцию теплоносителя в контурах отвода теплоты, большой запас теплоносителя в реакторе;
- построение глубокошелонированной защиты, основанной на системе барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ, включающей топливную матрицу, оболочки твэлов,

герметичные первый и промежуточный контуры, страховочный корпус, локализирующую арматуру, защитную оболочку;

- применение пассивных систем и устройств безопасности, функционирующих на основе естественных процессов и не требующих подвода энергии и среды извне, в том числе использование пассивной постоянно действующей автономной системы отвода мощности; страховочного корпуса, обеспечивающего сохранение активной зоны под уровнем теплоносителя и возможность отвода теплоты при всех тяжелых авариях, а также удержание радиоактивных веществ; защитной оболочки и т. п.;
- повышение надежности систем благодаря их пассивному функционированию, разнообразию, резервированию, непрерывному или периодическому контролю за состоянием систем и оборудования в процессе эксплуатации;
- реализация защищенности от ошибок персонала, которая достигается с помощью следующих мер: автономного функционирования реакторной установки на мощности в течение длительного времени без участия персонала; саморегулирования РУ и отсутствия необходимости в перемещении органов воздействия на реактивность в период автономной работы установки; предотвращения несанкционированного доступа к системам РУ; применения постоянно действующей пассивной системы отвода остаточного тепловыделения и т. п.;
- защищенность от внешних воздействий с помощью строительных конструкций, защитной оболочки и страховочного корпуса.

Анализ характеристик РУ «УниTERM»

В рамках технического предложения выполнены расчетные исследования стационарных, переходных и аварийных режимов работы РУ.

Расчеты стационарных режимов работы РУ на различных уровнях мощности показали, что параметры установки не превышают эксплуатационных проектных пределов. Естественная циркуляция обеспечивает отвод теплоты от активной зоны в контур потребителя, а также требуемое качество выработываемого пара при работе РУ как на номинальной мощности, так и на частичных нагрузках. Параметры теплоносителя первого и промежуточного контуров, а также характеристики компенсаторов объема обеспечивают требуемое давление в контурах установки. Показано, что полностью сохраняется работоспособность реакторной установки в случае отключения одного парогенерирующего модуля.

На рис. 3 и 4 проиллюстрирована работа установки на различных уровнях мощности (сплошная линия соответствует началу периода автономной работы РУ, пунктирная — концу).

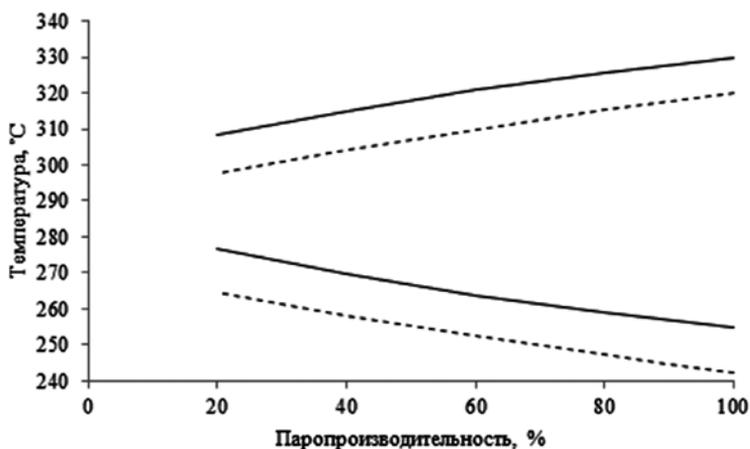


Рис. 3. Температуры теплоносителя первого контура на входе и выходе из активной зоны при работе установки на различных уровнях мощности

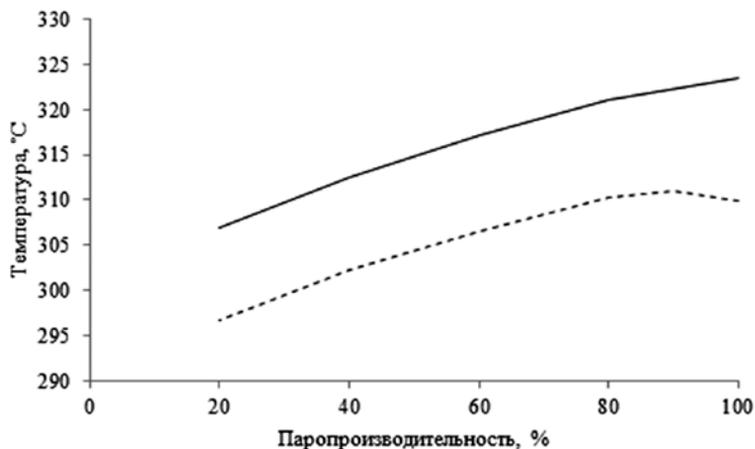


Рис. 4. Температура генерируемого пара при работе установки на различных уровнях мощности

Расчеты показывают, что автономная система отвода мощности обеспечивает работу реакторной установки в режиме «горячего резерва» при штатном или аварийном отключении теплоотвода от РУ потребителем.

Основное время эксплуатации АСММ «УниTERM» осуществляется при работе РУ на уровнях паропроизводительности от 20% до 100%. Переход от одного уровня паропроизводительности к другому в этом диапазоне осуществляется путем изменения расхода питательной воды со скоростью 0,1%/с. Изменение мощности реактора осуществляется за счет обратных реактивных связей без участия персонала. При работе реактора на энергетических уровнях мощности перемещение компенсирующих групп органов воздействия на реактивность заблокировано. Расчеты показывают, что саморегулирование мощности только за счет обратных реактивных связей в совокупности с естественной циркуляцией в контурах РУ обеспечивают прохождение переходных режимов нормальной эксплуатации без превышения эксплуатационных проектных пределов. Осуществляется требуемый перегрев пара во всем диапазоне изменения паропроизводительности.

На рис. 5 показаны результаты расчетного анализа изменения паропроизводительности в рабочем диапазоне мощностей.

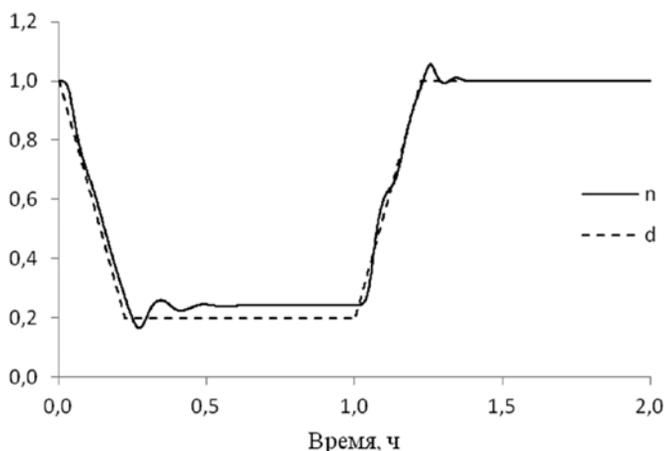


Рис. 5. Маневрирование паропроизводительностью РУ со 100% до 20% и с 20% до 100% со скоростью 0,1%/с: d — относительный (отнесенный к номинальному) расход питательной воды, n — относительная (отнесенная к номинальной) мощность активной зоны

Расчет выхода РУ из «горячего резерва» путем увеличения подачи питательной воды на саморегулировании мощности показывает, что изменения параметров установки в этом режиме находятся в допустимых пределах и удовлетворяют критериям приемлемости.

При аварийном прекращении теплоотвода от реакторной установки штатными средствами она самопроизвольно переходит в режим «горячего резерва» за счет свойств саморегулирования и поддерживается в таком состоянии без ограничений по времени благодаря наличию автономной системы отвода мощности. Расчеты подтверждают, что изменения параметров РУ в этой ситуации находятся в допустимых пределах и удовлетворяют критериям приемлемости.

Интегральная компоновка реактора, радиационная защита корпуса реактора и его прочностные свойства, радиационная стойкость всех нагруженных конструкций РУ делают практически невозможными аварии с крупной разгерметизацией первого контура. Поэтому при анализе характеристик РУ «УниTERM», связанных с безопасностью, рассматривалась только авария с разгерметизацией трубки, которая соединяет встроенный в корпус реактора компенсатор давления и газовый ресивер. При такой аварии происходит истечение парогазовой смеси и воды из компенсатора давления первого контура в страховочный корпус РУ. Реактор останавливается срабатыванием аварийной защиты по снижению давления в первом контуре. Расчет аварии, связанной с разгерметизацией реактора и истечением теплоносителя первого контура внутрь страховочного корпуса, показал: циркуляция теплоносителя первого контура в реакторе сохраняется, что позволяет обеспечить гарантированный отвод теплоты от активной зоны в процессе расхолаживания РУ.

На рис. 6 проиллюстрировано, что достаточно большой запас воды в корпусе реактора обеспечивает теплоотвод от активной зоны: 1 — объем первого контура, занятый водой, 2 — суммарный геометрический объем опускного и подъемного трактов циркуляции теплоносителя первого контура от дна реактора до отметки перелива, 3 — суммарный геометрический объем опускного и подъемного трактов циркуляции теплоносителя первого контура от дна реактора до отметки верха обогреваемой части твэлов.

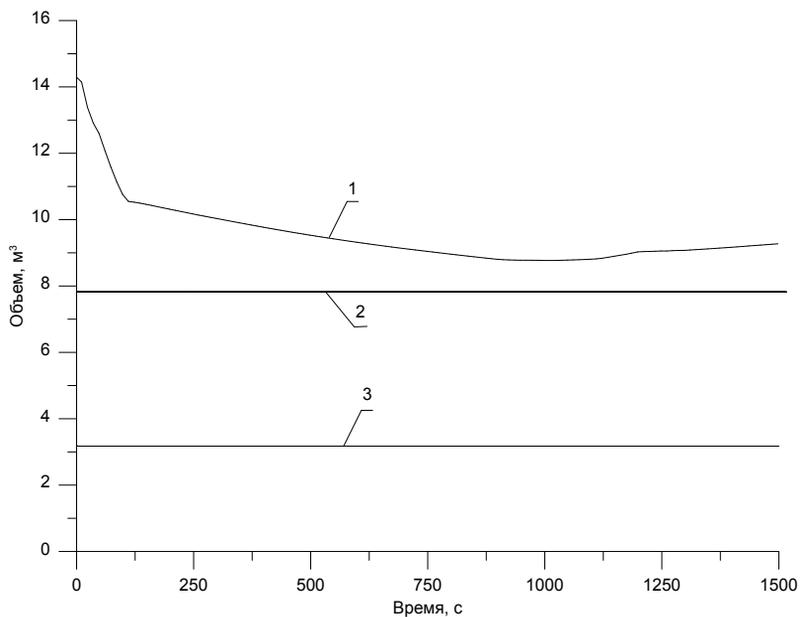


Рис. 6. Запас воды в корпусе реактора при разгерметизации трубопровода, соединяющего компенсатор давления первого контура с ресиверными баллонами

Выводы

Работы по РУ «УниTERM» 2013 г., нашедшие отражение в техническом предложении по реакторной установке для энергоблока мощностью 6,6 МВт(э), показали, что реакторная установка «УниTERM» является инновационной, имеет уникальные потребительские качества, удовлетворяет всем требованиям российских нормативов и МАГАТЭ.

Установка может работать автономно в течение года без участия персонала, что важно для энергоисточника, предназначенного для удаленных, труднодоступных районов с децентрализованным энергоснабжением. В период автономной работы производится только контроль параметров РУ.

Устройство и характеристики РУ «УниTERM» позволяют свести к минимуму обслуживающий персонал. Техническое обслуживание РУ осуществляется из единого для нескольких блоков регионального центра.

Расчетные исследования стационарных, переходных и аварийных режимов работы РУ показали, что:

- естественная циркуляция обеспечивает отвод теплоты от активной зоны в контур потребителя, а также требуемое качество вырабатываемого пара при работе РУ как на номинальной мощности, так и на частичных нагрузках;
- наличие в РУ автономного контура отвода мощности позволяет сохранить установку в действии при отключении от нее потребителей;
- саморегулирование мощности только за счет обратных реактивных связей в совокупности с естественной циркуляцией в контурах РУ обеспечивают прохождение переходных режимов нормальной эксплуатации и аварийных ситуаций без превышения соответствующих проектных пределов;
- при разгерметизации первого контура сохраняется естественная циркуляция в корпусе реактора для достаточного охлаждения твэлов без превышения аварийных пределов.

Реакторная установка ВК-300 для региональной когенерационной энергетики

Ю. Н. Кузнецов, К. Э. Колесников
ОАО «НИКИЭТ им. Н. А. Доллежалея»

Технический проект реакторной установки (РУ) ВК-300 и основные положения типового проекта атомной когенерационной станции с ВК-300 разработаны по заказу отрасли специально для масштабного, экономически и коммерчески эффективного использования в ближней и среднесрочной перспективе в секторе региональной когенерационной энергетики — самом крупном секторе Единой энергетической системы России.

Удовлетворение специфическим требованиям к атомным когенерационным энергоблокам (мощность примерно 250 МВт(э), повышенная безопасность, позволяющая размещение в непосредственной близости от потребителя, конкурентоспособность с АЭС, парогазовыми установками ТЭЦ и отдельным способом энергоснабжения) обеспечивается в когенерационных энергоблоках с ВК-300 на принятом в настоящее время в мире пути предельного упрощения и полной пассивности реактора и его систем.

Конструкторские и проектные разработки реакторной установки и когенерационного энергоблока на его основе прошли целый ряд экспертиз и рассмотрений на научно-технических советах в ведущих организациях отрасли и на отраслевых научно-технических советах (НТС). В частности, технико-экономические параметры атомной теплоэлектроцентрали (АТЭЦ) признаны вполне обоснованными в решении НТС «Экономика атомной отрасли».

В реакторной установке ВК-300 применяются, в частности, следующие инновационные решения:

- интегральная компоновка при одноконтурной схеме РУ;
- инновационное построение внутриреакторной циркуляции и сепарации теплоносителя;
- верхнее расположение приводов системы управления и защиты (СУЗ);
- принцип системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ) — при разрывах теплоноситель весьма простыми пассивными средствами локализовать, сконденсировать и вернуть в корпус без использования внешних источников воды и электропитания;

- первичная защитная оболочка (ПЗО) сравнительно небольшого объема, являющаяся дополнительным барьером безопасности и позволяющая реализовать данный принцип САОЗ;
- бак аварийного расхолаживания (БАР) атмосферного давления, расположенный вне ПЗО и выполняющий, в частности, функцию конденсации теплоносителя и возврата в корпус при разрывах внутри ПЗО;
- пассивные отсекатели при разрывах вне ПЗО;
- симптомно-ориентированная пассивная система компенсации снижения уровня теплоносителя;
- реактор в ПЗО и турбина под единой вторичной защитной оболочкой.

На рис. 1 показан общий вид реактора ВК-300 — упрощенного одноконтурного кипящего реактора с естественной циркуляцией теплоносителя.

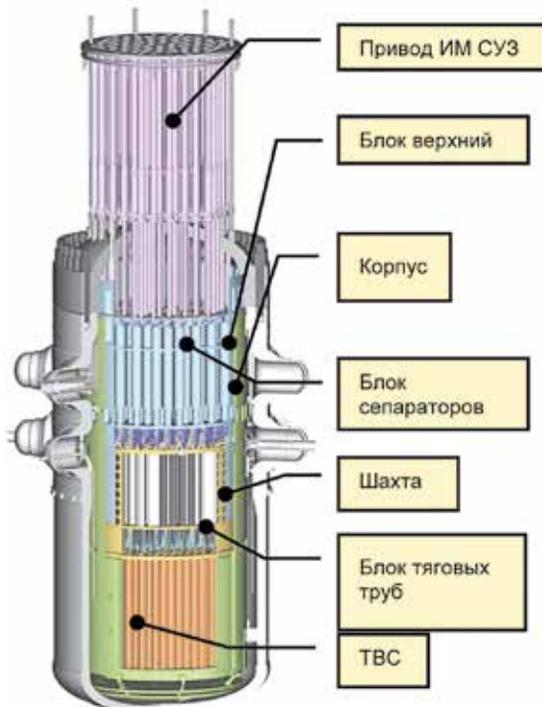


Рис. 1. Общий вид реактора ВК-300

Состав основных элементов реактора сравнительно невелик: корпус, активная зона, сепараторы пара, органы управления. Корпус и твэлы активной зоны идентичны ВВЭР. Сепараторы пара также были разработаны для парогенераторов ВВЭР. Таким образом, основное оборудование реактора ВК-300 освоено промышленностью. При разработке ВК-300 существенным образом использован многолетний успешный опыт эксплуатации кипящего реактора с естественной циркуляцией теплоносителя ВК-50 в НИИАР. Все это позволяет ограничиться сравнительно небольшой программой научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в обоснование принятых в конструкции реакторной установки решений, однако не исключается возможность оптимизации некоторого оборудования реактора, в частности, корпуса, что будет определяться технико-экономической целесообразностью при широком внедрении теплофикационных энергоблоков.

При нормальной работе реактора и возникновении любых аварийных ситуаций активная зона охлаждается за счет естественной циркуляции теплоносителя. В проекте ВК-300 применена инновационная схема циркуляции и многоступенчатой сепарации (гидродинамической, гравитационной, циклонной) теплоносителя в реакторе, позволяющая обеспечить необходимую скорость естественной циркуляции и требуемое качество пара (влажность менее 0,1%) при сравнительно небольшой высоте использованного корпуса реактора ВВЭР-1000.

Особое внимание уделено обеспечению необходимого уровня безопасности. Системы безопасности пассивны, просты по конструкции и имеют аналоги. Реализованные в активной зоне эффекты и коэффициенты реактивности, наличие двух систем воздействия на реактивность (стержневой и жидкостной) обеспечивают пассивное управление цепной реакцией деления и самоглушение реактора при авариях. Инновационным решением является применение первичной защитной оболочки небольшого объема (около 2000 м³) из армированного бетона с металлической облицовкой. Она выполняет функции дополнительного защитного барьера безопасности, ограничивающего выход радионуклидов при авариях с разрывами паровых, питательных и других трубопроводов непосредственно у реактора, а также позволяет обеспечить аварийное охлаждение активной зоны реакторным теплоносителем без необходимости иметь дополнительные запасы воды.

На рис. 2 приведена схема взаимодействия основных систем реакторной установки и энергоблока, обеспечивающих охлаждение ядерного топлива. Пассивный теплоотвод при аварийном охлаждении осуществляется

симптомно-ориентированно в специальных конденсаторах пара, расположенных внутри первичной защитной оболочки. Конденсаторы соединены с реактором трубопроводами, которые при нормальной работе реактора заполнены водой. При снижении уровня воды в корпусе реактора верхний трубопровод открывается для прохода пара из реактора в конденсаторы. Пар конденсируется, образующийся конденсат возвращается в реактор. Конденсаторы охлаждаются водой из расположенных вне первичной защитной оболочки баков аварийного расхолаживания атмосферного давления, из которых тепло пассивно отводится в атмосферный воздух. Баки также принимают, конденсируют и возвращают в реактор пар из первичной защитной оболочки при обрывах магистралей внутри нее. Система основана на пассивных принципах действия и обеспечивает естественный отвод тепла от реактора в баки аварийного расхолаживания.

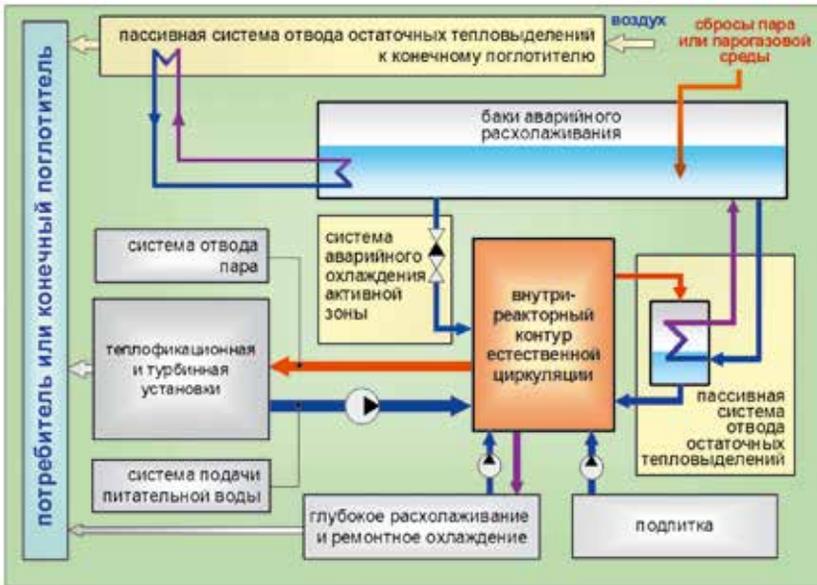


Рис. 2. Взаимодействие основных систем РУ и энергоблока, обеспечивающих охлаждение ядерного топлива

Поскольку АТЭЦ размещается вблизи города и имеет одноконтурную схему, проект энергоблока предусматривает герметичное ограждение всего энергоблока — основную защитную оболочку, что также является инновационным решением (рис. 3). Суммарная вероятность тяжелого повреждения активной зоны существенно ниже нормы (10—5) и не превышает $2 \cdot 10^{-8}$ /

(реактор год). Последствия проектных и запроектных аварий локализуются в пределах площадки станции, зона планирования защитных мероприятий не превышает 3 км.

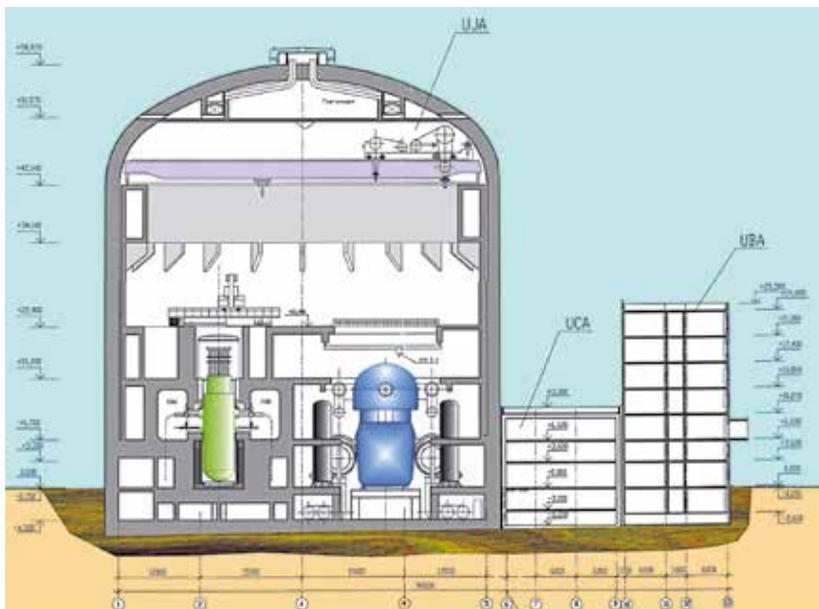


Рис. 3. Компоновка энергоблока ВК-300

Основные параметры реактора ВК-300 приведены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры реактора ВК-300

Параметр	Значение
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	750
Номинальная паропроизводительность, т/ч	1370
Температура пара на выходе из реактора, °С	285
Давление пара на выходе из реактора, атм	70
Температура питательной воды, °С	190
Выгорание топлива, МВт сут/кг U	41,4
Обогащение топлива, %	4,0
Кампания топлива, лет (при коэффициенте использования установленной мощности 0,9)	6,0

Схема энергоблока с ВК-300 традиционна для теплофикационных энергоблоков (рис. 4). Отличие состоит в наличии промежуточного водяного контура между отборами турбины и контуром греющей воды. Давление в этих трех контурах подобрано таким образом, чтобы во всех случаях исключить попадание радионуклидов к потребителю тепла.

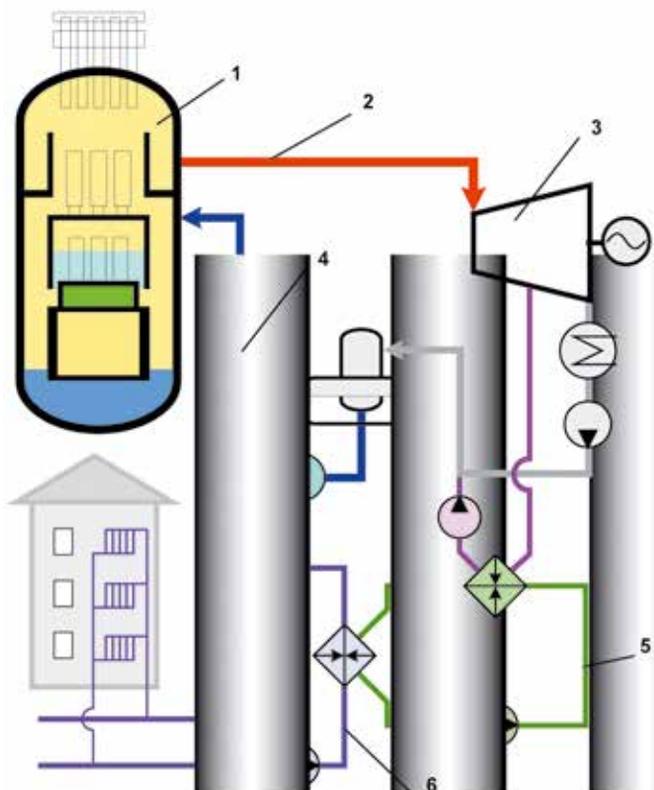


Рис. 4. Схема энергоблока с РУ ВК-300: 1 — реактор ВК-300, 2 — подача пара на турбину, 3 — турбоустановка, 4 — подача питательной воды в реактор, 5 — теплофикационная установка, 6 — потребитель тепла

Основные проектные характеристики энергоблока с ВК-300 приведены в табл. 2.

Отпуск тепла потребителям выполнен через промежуточный контур, давление в котором на всех режимах ниже давления сетевой воды и выше дав-

ления греющего пара. Такая организация отпуска тепла исключает возможность попадания радиоактивности с сетевой водой к потребителю.

Прототип РУ ВК-300 — реактор ВК-50 в течение более 40 лет успешно работает на АТЭЦ НИИАР.

Таблица 2. Проектные характеристики энергоблока с ВК-300

Показатель	Значение
Число энергоблоков	2
Мощность АТЭЦ на клеммах генераторов, МВт(э):	
в номинальном режиме	500
в среднезимнем (теплофикационном) режиме	372
в среднелетнем (только горячее водоснабжение) режиме	492
Мощность АТЭЦ по отпуску тепла потребителям, Гкал/ч:	
в номинальном режиме	800
в среднезимнем режиме	600
Срок службы энергоблока	60
Коэффициент полезного использования тепловой мощности реакторных установок АТЭЦ, %	55—63
Возможный годовой отпуск:	
электроэнергии (с шин АТЭЦ), млн кВт·ч/год	3002
тепла, тыс. Гкал/год	3767
Тип турбины	T-180/250-6,6/50

Последовательная реализация в конструкции реакторной установки и энергоблока принципа предельного упрощения и полной пассивности позволили обеспечить соизмеримость проектных значений удельных капитальных вложений для АТЭЦ ВК-300 и АЭС ВВЭР. В частности, для условий Центра проектные удельные капвложения в АТЭЦ ВК-300 примерно на 4% превышают проектные удельные капвложения в НВАЭС-2. При этом удельные затраты металла в главный корпус АТЭЦ ВК-300 составляют 20,1 т/МВт (23% нержавеющей стали). Соответственно для НВАЭС-2 — 21,9 т/МВт (28% нержавеющей стали).

Обеспечивается уверенная конкурентоспособность по отношению к АЭС ВВЭР, ПГУ АТЭЦ и отдельной схеме снабжения городов электричеством от АЭС, теплом от котельных на органическом топливе.

Достаточно высокая степень разработки проектных материалов, высокая степень унификации оборудования, использование отработанных технических решений определяют готовность (примерно два года) к реализации пилотного проекта АТЭЦ ВК-300.

Литература

1. *Ачкасов А. Н., Гольцов Е. В., Гречко Г. И., Кузнецов Ю. Н.* Реакторные установки атомных станций малой мощности // *Атом. энергия.* — 2012. — Т. 113, вып. 1.
2. *Хрилев Л. С., Браилов В. П., Смирнов И. А.* Многофакторный анализ эффективности применения новых энергетических технологий в теплофикации // *Теплоэнергетика.* — 2011. — № 8.
3. *Браилов В. П., Кузнецов Ю. Н., Хрилев Л. С.* Определение экономической эффективности комбинированной и отдельной схем энергоснабжения на ядерном и органическом топливе // *Теплоэнергетика.* — 2012. — № 12.

Оценка обеспечения безопасной эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС с учетом анализа аварии на АЭС «Фукусима»

*В. И. Каширин, В. Г. Федосов, Н. А. Чугунов, В. А. Афанасьев, Д. О. Дрягин
ОАО «Ижорские заводы», Санкт-Петербург*

Введение

Крупнейшая за последнее время авария в атомной энергетике на японских АЭС «Фукусима-1» и «Фукусима-2», произошедшая в 2011 г. в результате совместного воздействия землетрясения и вызванного им цунами, привела к не предусмотренной проектом ситуации с полной потерей конечных поглотителей тепла и штатных систем расхолаживания. Условия возникновения и масштаб аварии заставили пересмотреть подходы к обоснованию безопасности действующих АЭС и установить дополнительные требования по обеспечению безопасности на основе проведения анализов по методике так называемых стресс-тестов.

В рамках анализов последствий экстремальных воздействий природного или техногенного характера на реакторные установки (РУ) Билибинской АЭС (БиАЭС) были выполнены дополнительные расчетные анализы наиболее тяжелых проектных аварий с наложением таких важных для безопасности АЭС следствий экстремальных воздействий, как полное обесточивание АЭС и потеря конечных поглотителей тепла.

Общая характеристика станции

Билибинская АЭС, единственная в мире действующая атомная промышленная теплоэлектроцентраль, состоит из четырех однотипных энергоблоков установленной электрической мощностью 48 МВт при одновременном отпуске теплоты 67 Гкал/ч. Первый энергоблок пущен в январе 1974 г., четвертый — в декабре 1976 г. Каждый энергоблок включает канальную водографитовую реакторную установку ЭГП-6 номинальной тепловой мощностью 62 МВт, или 12 МВт(э), паропроизводительностью 95 т/ч при давлении 6,37 МПа и температуре питательной воды 104°C. На рис. 1 представлен эскиз разреза реактора.

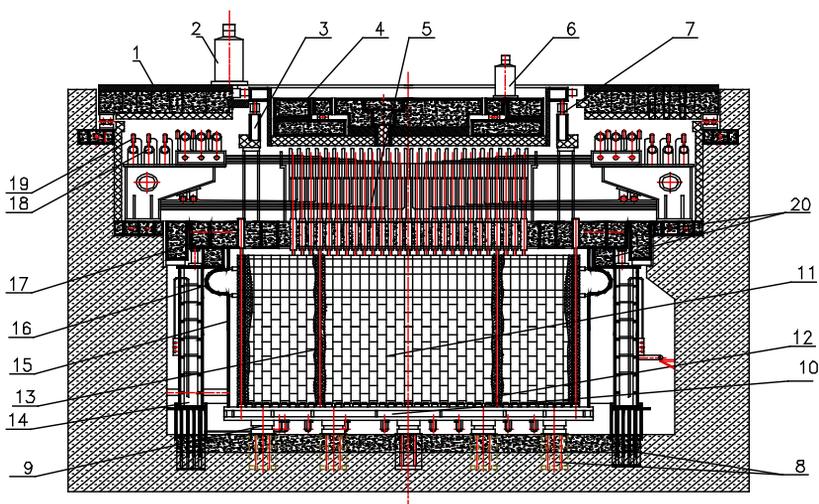


Рис. 1. Разрез реактора РУ ЭГП-6: 1 — верхнее боковое перекрытие, 2 — привод большого вращающегося перекрытия, 3 — центральная рама с опорами, 4 — центральное вращающееся перекрытие, 5 — стояки, 6 — привод малого вращающегося перекрытия, 7 — опора катковая, 8 — закладные части, 9 — опорные узлы, 10 — нижняя плита, 11 — графитовая кладка, 12 — канал СУЗ, 13 — ТВС, 14 — бак биологической защиты, 15 — кожух, 16 — компенсатор кожуха, 17 — верхняя плита, 18 — групповые коллекторы с рабочими трубопроводами, 19 — вентили запорные, 20 — нижний слой защитного перекрытия

Особенности РУ ЭГП-6 как объекта анализа безопасности

С учетом специфики района расположения для заполярных условий БиАЭС создана замкнутая система технического водоснабжения на основе сухих градирен. Для изолированной Чаун-Билибинской энергосистемы, в которой работает БиАЭС, характерны повышенная аварийность и отключения (особенно в летнее время, когда идет оттаивание грунтов), а также значительная неравномерность графика электрической нагрузки. Поэтому энергоблоки станции систематически работают в режиме переменных нагрузок. Принципиальной технологической особенностью установки является использование схемы прямого цикла с генерацией насыщенного пара при естественной циркуляции кипящей воды на всех уровнях мощности. Основной циркуляционный контур не имеет арматуры и секционирован на шесть независимых групповых петель со своими тепловыделяющими сборками (ТВС) каждая, замкнутых на барабан-сепаратор. Питательная вода и вода от систем аварийного расхолаживания подаются в каждую групповую петлю.

ТВС и каналы системы управления и защиты (СУЗ) охлаждаются различными независимыми контурами. Все поглощающие стержни перемещаются в сухих полостях каналов СУЗ. В рабочих режимах контур охлаждения каналов СУЗ отводит из реактора до 2,5% тепловой мощности.

Конечным поглотителем тепла при нормальном функционировании блоков станции, использующих схему «сухих градирен», является воздух. В аварийных ситуациях, когда происходит обесточивание, эффективным конечным поглотителем тепла являются водный теплоноситель, находящийся в ТВС, трубопроводах опорно-центрирующего кожуха (ОЦК), деаэраторе, барабане-сепараторе (БС), и вода в блоке биологической защиты (ББЗ). Специфической конструктивной особенностью РУ ЭГП-6 является наличие еще одного эффективного поглотителя тепла — графитовой кладки. Значительная масса графита (замедлителя и отражателя) при достаточно высокой теплопроводности твэлов трубчатого типа и относительно небольшом термическом сопротивлении между твэлами и графитом обладает существенной теплоемкостью, значительно превышающей теплоемкость топлива, и является эффективным не теряемым поглотителем тепла.

Следует отметить низкий температурный уровень топливного материала (порядка 350°C при температуре теплоносителя 275°C) и умеренную температуру графитового замедлителя (до 550°C), что обеспечивает существенный запас до пределов повреждения барьеров безопасности: топлива, оболочки твэла и графита по температуре.

В ситуациях, когда мощность энерговыделений в реакторе находится на уровне остаточных (например, после глушения аварийной защитой), достаточно эффективными каналами отвода тепла от активной зоны могут быть помимо теплоносителя в ТВС каналы охлаждения СУЗ, вода ББЗ, нижней плиты.

Критерии приемлемости анализов

Приемлемость результатов расчетных анализов определялась по специальным критериям, установленным для оценки целостности физических барьеров безопасности, препятствующих выходу радиоактивных продуктов в окружающую среду. Физическими барьерами безопасности в РУ ЭГП-6 являются: топливная матрица, оболочка твэла, основной циркуляционный контур, графитовая кладка, металлический кожух реактора.

В качестве критерия целостности топливной композиции принимается превышение температуры плавления магниевой матрицы — 650°C. Целост-

ность оболочки твэла обеспечивается, если ее температура не превышает 930°C при номинальном давлении теплоносителя или 1100°C при атмосферном давлении. За критерий целостности графитовой кладки консервативно принимается непревышение ее температуры значения 750°C, при которой графит начинает интенсивно окисляться в присутствии кислорода.

Выбор проектных аварий для дополнительного анализа

В выполненных до аварии на АЭС «Фукусима» анализах проектных аварий для РУ ЭГП-6 согласно ОПБ 88/97 [1] учитывалось не более двух одновременных отказов. В стресс-тестах такого ограничения нет. Более того, здесь просто постулируются некоторые важные для безопасности АЭС следствия экстремальных воздействий природного или техногенного характера. Применительно к РУ ЭГП-6 могут постулироваться такие важные для теплоотвода от реактора события, как разрушение общего всасывающего коллектора питательной воды, разрушение ББЗ с потерей воды из него и нижней плиты, разрушение элементов ОЦК с потерей воды из БС. При этом воздействиям подвергаются одновременно все энергоблоки БиАЭС.

По результатам детерминистического анализа были выбраны наиболее тяжелые и разнотипные проектные аварии:

- «Разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, насоса охлаждения каналов СУЗ (НОС), аварийного питательного электронасоса (АПЭН)»;
- «Разрыв раздаточного группового коллектора (РГК)»;
- «Потеря штатного электропитания собственных нужд».

При разрушении общего всасывающего коллектора реактор не может подпитываться питательной водой при сохранении в ОЦК номинального значения давления. Другими словами, реактор лишается одновременно и питательной воды, и средств ее подачи. Происходит разогрев топлива, оболочек твэлов, графита. При разрыве РГК через него достаточно быстро теряется вода из ОЦК и из БС. Третья авария отличается от первых двух отсутствием разгерметизаций.

В анализах учитывалось автоматическое срабатывание аварийной защиты и переход реактора в подкритическое состояние. В качестве исходного состояния рассматриваемых аварий принималась работа РУ на номинальной мощности, на которой уровни температур элементов РУ имеют максимальные значения.

Целью дополнительных анализов, выполненных по методике стресс-тестов, является определение времени до начала возможного разрушения физических барьеров безопасности РУ ЭГП-6 и формирование технических требований к проектируемым новым системам аварийной подачи воды в РУ, в частности, максимально допустимого времени запуска этих систем в действие.

Некоторые результаты дополнительных анализов с учетом требований стресс-тестов

Расчеты изменения основных параметров теплоносителя и РУ выполнялись по коду улучшенной оценки RELAP/mod3.2 [2]. Нодализация схема РУ ЭГП-6 приведена на рис. 2. Модель реактора включает в себя шесть эквивалентных каналов, каждый из которых объединяет ТВС одной циркуляционной петли, присоединенные к соответствующим петлевым раздаточным и сборным коллекторам. Во второй циркуляционной петле модели кроме эквивалентного канала предусмотрен выделенный канал, моделирующий одну ТВС.

С учетом возможностей кода RELAP5/mod3.2 по моделированию передачи тепла в конструкционных материалах реальная конструкция ТВС, состоящая из шести параллельно включенных трубчатых твэлов, заменена коаксиальной моделью из двух трубчатых твэлов. Основными критериями сохранения тепловых балансов в топливной ячейке при переходе к коаксиальной модели было сохранение массы топлива и поверхности теплообмена топлива с теплоносителем и через воздушный зазор с графитом, проходного сечения теплоносителя в твэле и массы графита. Газовые зазоры были заменены материалом с теплопроводностью, эквивалентной теплопроводности зазоров. Активная часть как эквивалентных каналов, так и выделенной ТВС разбита на 10 участков по высоте.

В модели барабана-сепаратора выделены сборки циклонов каждой циркуляционной петли и внутренний объем, не занятый внутрикорпусными устройствами.

Модель ОЦК включает в себя опускные и подъемные трубопроводы каждой циркуляционной петли, смесители с полезным напором, раздаточные и сборные коллекторы, врезки АСПОВ, индивидуальные подводящие и отводящие трубопроводы топливных каналов, перепускной коллектор и соответствующие присоединительные трубопроводы.

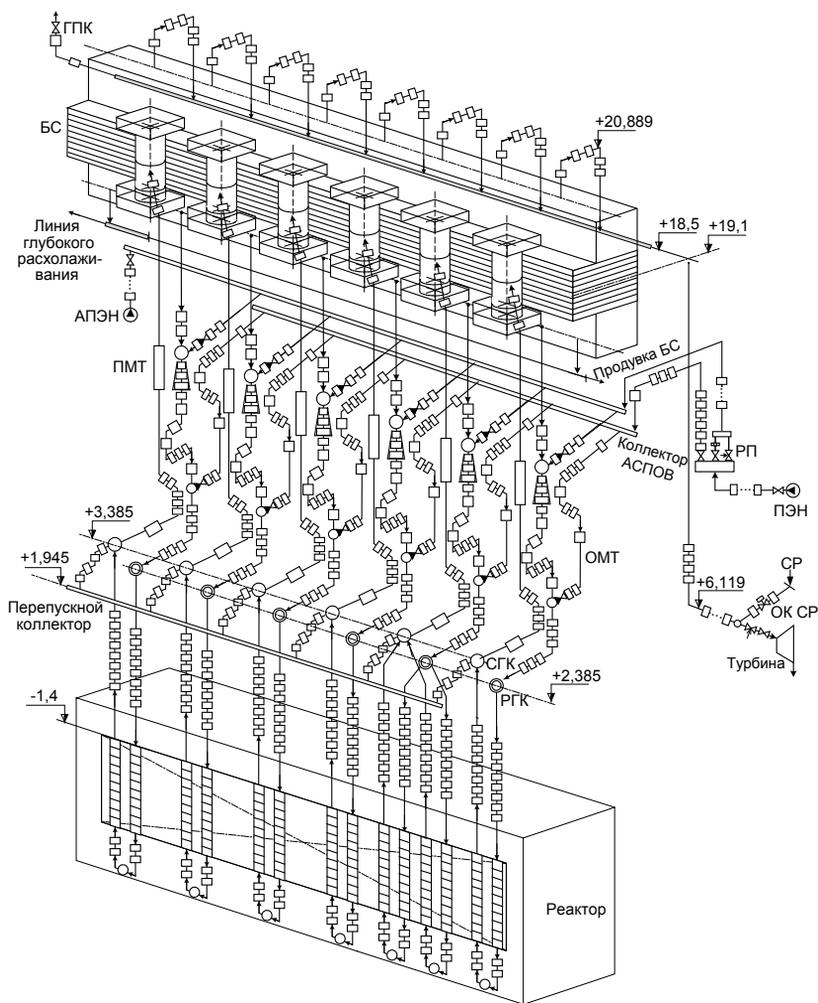


Рис. 2. Нодализационная схема РУ ЗЭП-6

Расчеты температурного состояния элементов реактора выполнены по программному комплексу COSMOS/M [3]. Расчетная схема, представленная на рис. 3, описывает геометрию 1/8 горизонтального сечения реактора и включает кладку (активную зону и боковой отражатель), кожух, бак биологической защиты, шахту реактора. Включенные в расчетную схему блоки кладки (ячейки ТВС, СУЗ и отражателя) размером 200×200 мм размещены с зазорами между ними. Центральная часть кладки представляет собой ак-

тивную зону и состоит из 273 ячеек ТВС и 60 ячеек СУЗ. Ячейка отражателя в расчете представлена целиком состоящей из графита, кожух кладки — кольцевым сегментом $\text{Ø}6040 \times 20$ мм, стенки бака биологической защиты — также кольцевыми сегментами $\text{Ø}6960 \times 20$ мм и $\text{Ø}8380 \times 20$ мм, бетонная шахта — половиной горизонтального сечения ее стены напротив рассматриваемой части реактора.

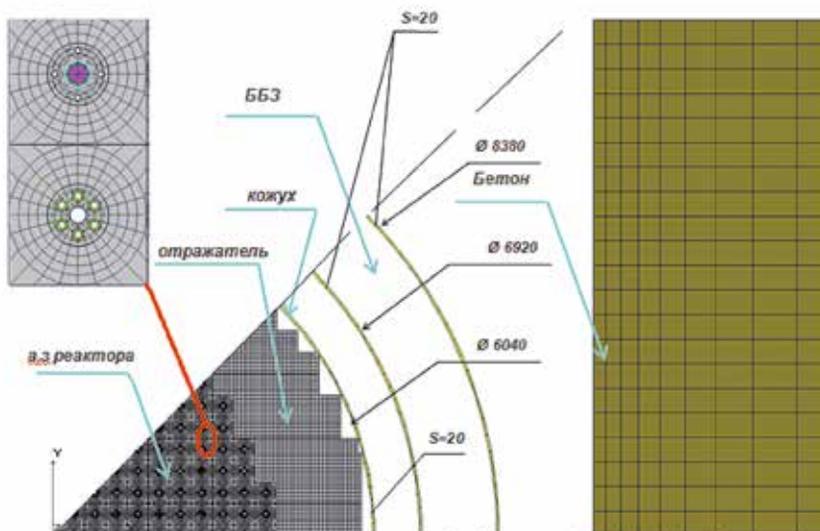


Рис. 3. Расчетная схема реактора включая кладку (активную зону и боковой отражатель), кожух, бак ББЗ и шахту реактора

Основные результаты дополнительного анализа безопасности

Основные результаты расчетного анализа представлены в виде графиков изменения во времени температур топлива и графита блока ТВС.

Из результатов расчетного анализа аварии «Разрыв ОВК» (рис. 4 и 5) следует, что наиболее тяжелым вариантом протекания рассматриваемой аварии является вариант 5, когда в результате экстремального природного воздействия постулируется, что одновременно с разрывом общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН (другими словами, с потерей воды из деаэратора) происходит потеря воды из БС и ББЗ. Это предельный случай с потерей практически всей воды из РУ. Здесь возможно нарушение целостности следующих барьеров безопасности:

- в момент времени 5 часов с начала аварии достигается температура плавления магниевой матрицы топлива 650°C ;
- в момент времени 29 часов — температура плавления графита блока ячейки ТВС 750°C ;
- в момент времени 120 часов превышает критерий целостности оболочки твэлов 930°C .

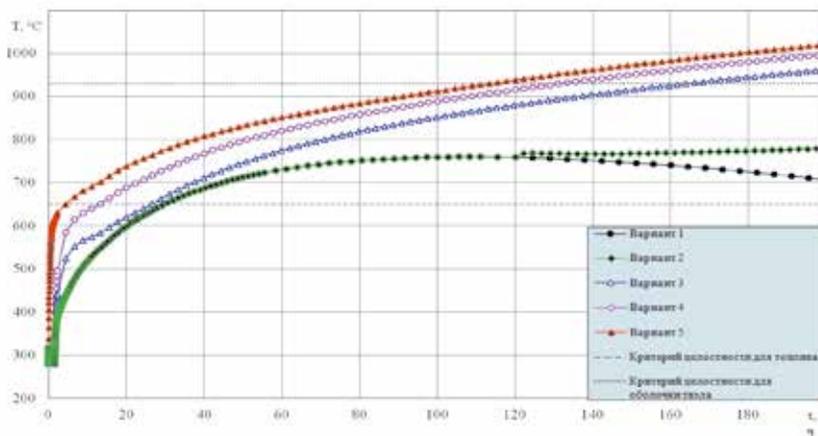


Рис. 4. Изменение температуры топлива в ячейках ТВС в аварии с разрывом ОВК

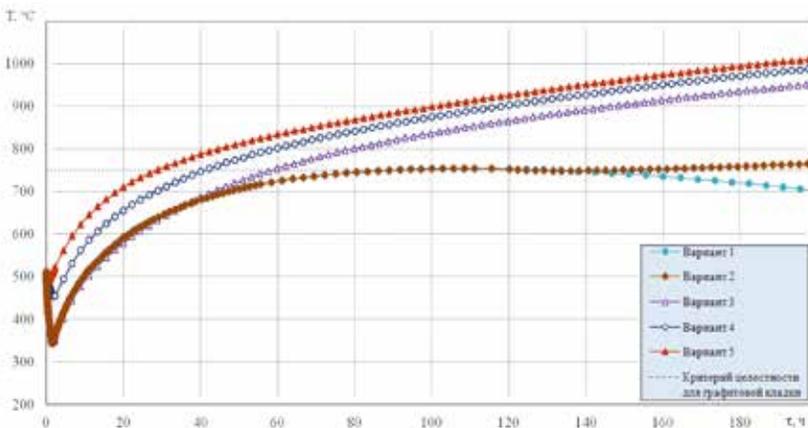


Рис. 5. Изменение температуры графита блока в ячейках ТВС в аварии с разрывом ОВК

В аварии «Разрыв РГК» (рис. 6) возможно нарушение целостности следующих физических барьеров безопасности:

- через 11 ч после начала аварии достигается температура плавления магниевой матрицы 650°C;
- через 38 ч после начала аварии температура графита втулки ТВС достигает 750°C;
- через 40 ч после начала аварии температура графита блока ТВС достигает 750°C.

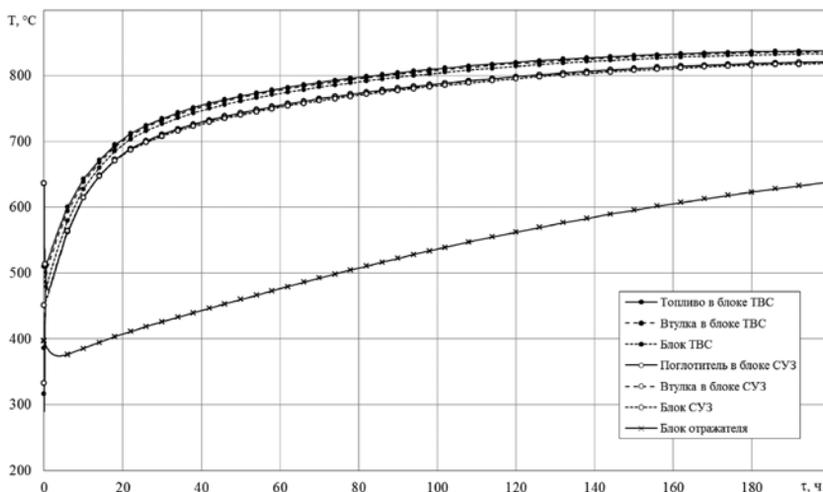


Рис. 6. Изменение температуры элементов в аварии «Разрыв РГК» (расхолаживание через каналы ТВС в течение 450 с, расхолаживание через каналы СУЗ и теплоотвод к ББЗ отсутствуют на протяжении всего режима)

В аварии «Потеря штатного электропитания собственных нужд» (рис. 7) возможно нарушение целостности следующих физических барьеров безопасности:

- через 50 ч после начала аварии достигается температура плавления магниевой матрицы топлива 650°C;
- через 120 ч после начала аварии превышает критерий целостности графита ТВС 750°C.

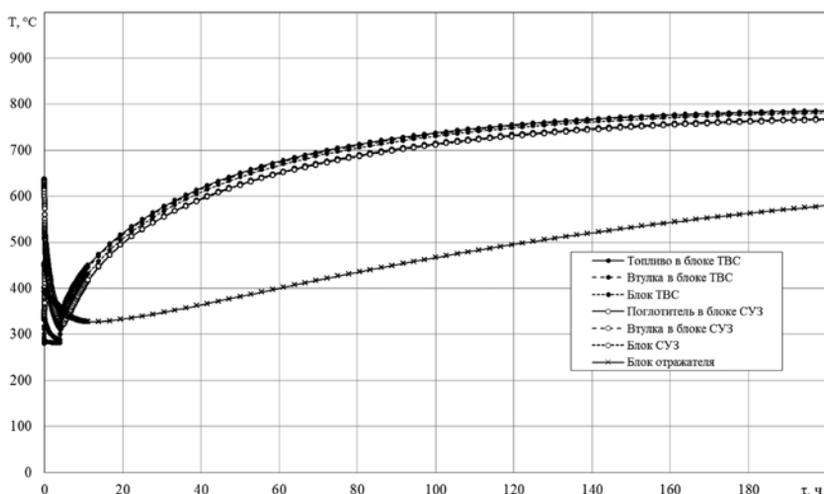


Рис. 7. Изменение температуры элементов для аварии «Потеря штатного электропитания собственных нужд»

Заключение

Выполнена оценка обеспечения безопасности проектных аварий «Разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН», «Разрыв раздаточного группового коллектора» и «Потеря штатного электропитания собственных нужд» с учетом наложения последствий экстремальных воздействий, ведущих к полной потере конечных поглотителей тепла и полному обесточиванию АЭС. Из проведенного анализа следует, что для снижения последствий рассмотренных аварий до пределов, обеспечивающих целостность основных барьеров безопасности по топливу и графиту, дополнительные аварийные системы водоснабжения, предусматриваемые актуализированными мероприятиями по повышению безопасности АЭС, должны обеспечить начало процесса расхолаживания РУ не позднее чем через 5 ч после начала аварии.

Литература

1. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций ОПБ-88/97. НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97).
2. RELAP5/mod3.2 CODE MANUAL. — Vol. I—VII. NUREG/CR-5535/INEL-95/0174/. — [S. 1.], June 1995.
3. Система конечно-элементного анализа COSMOS/M v.2.9 (Structural Research and Analysis Corporation, USA). Permanent License “Izhorskie Zavody 033006 CM Adv”, License Type: Hardware lock (SuperPro) 62490d800011, License ID: 0330200631102004 от 01.06.2005.

Результаты вероятностного анализа безопасности первого уровня энергоблока плавучей атомной теплоэлектростанции с реакторной установкой КЛТ-40С

*А. М. Бахметьев, И. А. Былов, С. П. Линьков, А. В. Бакланов,
И. Э. Ефимкина, А. Г. Маркелов, Ю. В. Котихина
ОАО «ОКБМ Африкантов»*

Введение

Для получения лицензии на эксплуатацию энергоблока плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) с реакторной установкой (РУ) КЛТ-40С был выполнен полномасштабный вероятностный анализ безопасности (ВАБ) первого уровня для всех эксплуатационных состояний ядерной установки относительно внутренних иницирующих событий, а также для внутренних и внешних воздействий.

В рамках ВАБ первого уровня оценивалась вероятность тяжелых запроектных аварий с повреждением активной зоны реактора.

Целями выполнения вероятностного анализа безопасности энергоблока ПАТЭС с РУ КЛТ-40С являлись оценка уровня безопасности энергоблока и выработка рекомендаций по совершенствованию организационно-технических мер по обеспечению безопасности.

Достижение этих целей было связано с решением следующих задач:

- определение доминирующих аварийных последовательностей;
- определение относительной значимости (влияния на вероятностные показатели безопасности) различных систем, оборудования и ошибок персонала;
- анализ зависимостей между событиями, системами, действиями персонала, которые влияют на вероятностные показатели безопасности;
- сопоставление вероятностных показателей безопасности с количественными ориентирами в отечественной нормативной документации и рекомендациях Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ);
- выработка рекомендаций по эксплуатационным инструкциям, регламенту проверок оборудования систем, важных для безопасности, руководству по управлению аварией.

Ниже представлены объем выполненного вероятностного анализа безопасности, основные результаты ВАБ первого уровня плавучего энергоблока (ПЭБ) с реакторной установкой КЛТ-40С, рекомендации по совершенствованию мер по обеспечению безопасности ПЭБ, разработанные по результатам ВАБ-1.

Объем анализа

При выполнении ВАБ для внутренних иницирующих событий рассматривались состояния при работе реактора на энергетических уровнях мощности, а также эксплуатационные состояния остановленного реактора: плановое расхолаживание, отвод остаточных тепловыделений при плановом и неплановом останове РУ, перегрузка активной зоны и регламентные работы, пуск после планового и непланового останова РУ. Также в ВАБ остановленного реактора был рассмотрен как отдельное состояние режим отвода остаточных тепловыделений от баков выдержки хранилища отработавших тепловыделяющих сборок.

При формировании перечня иницирующих событий для проведения ВАБ были проанализированы перечни аварийных ситуаций и аварий, которые рассматривались при выполнении детерминистского анализа безопасности ядерной энергетической установки (ЯЭУ) ПЭБ, типовые перечни, представленные в нормативных документах Ростехнадзора и в рекомендациях МАГАТЭ по проведению ВАБ. Кроме этого, были проанализированы потенциально возможные события и нарушения в системах установки с точки зрения возможности возникновения иницирующих событий и учтены данные опыта эксплуатации установок-аналогов в составе ЯЭУ атомных ледоколов.

Моделирование аварийных последовательностей было выполнено для таких групп внутренних иницирующих событий, как обесточивание собственных нужд, течи теплоносителя первого контура в защитной оболочке (ЗО), течь первого контура за пределы ЗО, межконтурные разгерметизации, разгерметизация трубопроводов второго и третьего контуров, переходные процессы.

В рамках вероятностного анализа безопасности первого уровня для внутренних воздействий рассматривались иницирующие события, обусловленные внутренними затоплениями и пожарами в помещениях энергоблока. В ВАБ для внешних воздействий рассматривались иницирующие события, связанные с внешними воздействиями на ПЭБ, пришвартованный к молу в месте его базирования. Анализировались следующие классы событий:

- гидрометеорологические процессы и явления;
- геологические и инженерно-геологические процессы и явления;
- факторы, создающие внешние воздействия техногенного происхождения;
- биологические явления;
- специфические внешние воздействия (исходя из того, что энергоблок выполнен в плавучем исполнении).

В качестве критерия повреждения активной зоны в ВАБ рассматривалось превышение максимального проектного предела повреждения твэлов активной зоны РУ КЛТ-40С.

Для анализа, как правило, выбирались наиболее неблагоприятные по характеру протекания аварийного процесса состояния реактора, соответствующие длительной работе на номинальной мощности. Учитывалась возможность пребывания установки на момент возникновения иницирующего события в состояниях с неполным составом оборудования: парогенераторов (ПГ), насосов систем безопасности, каналов систем безопасности и т. п. Моделирование систем было выполнено для защитных, локализирующих, обеспечивающих и управляющих систем безопасности, а также технических средств, используемых для управления авариями. При оценке надежности систем безопасности и определении вероятностей аварийных последовательностей анализировались потенциально возможные зависимости между элементами, каналами и системами.

При выполнении ВАБ проводился анализ надежности персонала. Рассматривались ошибки, совершаемые до начала аварии, способные привести к отказу оборудования или каналов систем безопасности, а также ошибки при аварийном управлении установкой. В интенсивностях (частотах) иницирующих событий учитывались ошибки персонала, иницирующие аварийную ситуацию.

Была разработана интегральная вероятностная модель ЯЭУ ПЭБ с РУ КЛТ-40С, выполнен количественный анализ включая анализ значимости, чувствительности и неопределенности.

В качестве исходных данных для оценки показателей надежности оборудования и интенсивностей (частот) иницирующих событий использовались данные по опыту эксплуатации реакторных установок атомных ледоколов, а также данные разработчиков отдельного оборудования, для оценки частот

внешних воздействий — данные по площадке размещения ПАТЭС. В ряде случаев использовались обобщенные базы данных.

Для моделирования и расчетного анализа надежности систем безопасности, а также аварийных последовательностей использовался программный комплекс CRISS-5.1, аттестованный Ростехнадзором.

Результаты ВАБ плавучего энергоблока для внутренних иницирующих событий

По результатам количественного анализа аварийных последовательностей вероятность повреждения активной зоны энергоблока ПАТЭС с РУ КЛТ-40С для внутренних иницирующих событий составляет $0,5 \cdot 10^{-7}$ на реактор в год при работе на мощности.

На рис. 1 представлено соотношение интенсивности внутренних иницирующих событий при работе реактора на мощности и вероятности повреждения активной зоны при их возникновении. Из этих данных видно, что для ЯЭУ ПЭБ с РУ КЛТ-40С наиболее частые иницирующие события имеют более глубокую защиту. При этом вероятность повреждения активной зоны для большинства групп ИС отличаются в пределах одного порядка (10^{-9} — 10^{-8} на реактор в год), что свидетельствует о сбалансированности технических решений по системам безопасности и мерам по управлению авариями различных классов.

Для ЯЭУ ПЭБ с РУ КЛТ-40С наибольший вклад в вероятность повреждения активной зоны вносят аварии с течами в пределах 30 (62,3%), включая большую и малую течь теплоносителя первого контура, а также разрыв трубопровода САОЗ. Значимость аварии с течами вне 30 (байпасы 30) составляет 14,8%. В аварийных последовательностях, характеризующихся отказом систем расхолаживания, в том числе в случае течей при срабатывании локализирующей арматуры, персонал может управлять такими авариями за счет декомпрессии первого контура с истечением теплоносителя в объем защитной оболочки. На рис. 2 представлено соотношение вероятностей повреждения активной зоны для групп внутренних иницирующих событий при работе реактора на мощности.

Вероятность повреждения активной зоны плавучего энергоблока для состояний остановленного реактора составляет $3 \cdot 10^{-9}$ на реактор в год.

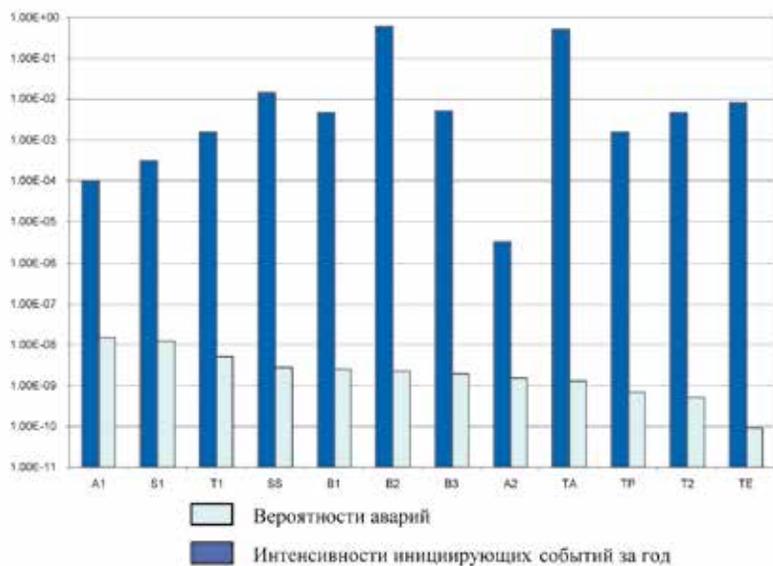


Рис. 1. Соотношение интенсивности внутренних инициирующих событий при работе реактора на мощности и вероятности повреждения активной зоны при их возникновении

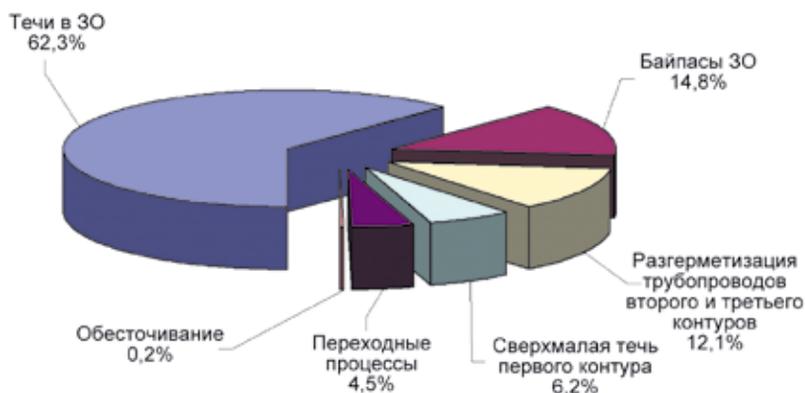


Рис. 2. Соотношение вероятностей повреждения активной зоны реактора для групп внутренних инициирующих событий при работе реактора на мощности

Из семи выделенных эксплуатационных состояний наиболее значимы состояния, соответствующие отводу остаточных тепловыделений с 4-х по 19-е сутки с герметичным первым контуром (около 68%), отводу остаточных тепловыделений на 2—3-и сутки с герметичным первым контуром (около 14%), отводу остаточных тепловыделений при перегрузке активной зоны (около 7%), отводу остаточных тепловыделений с 4-х по 13-е сутки со вскрытым первым контуром для выполнения ремонта оборудования (около 4%), а также состояния, соответствующие нормальному выводу из действия до «холодного» состояния РУ (около 4%). Высокая значимость данных эксплуатационных состояний объясняется существенно большей по сравнению с другими состояниями продолжительностью пребывания в них блока и, соответственно, более высокой интенсивностью возникновения исходных событий.

Результаты ВАБ плавучего энергоблока для внутренних и внешних воздействий

Вероятностный анализ плавучего энергоблока для внутренних и внешних воздействий выполнялся для эксплуатационных состояний при работе реактора на энергетическом уровне мощности. По результатам количественного анализа аварийных последовательностей результирующая вероятность повреждения активной зоны РУ КЛТ-40С при внутренних затоплениях помещений энергоблока составляет $1,3 \cdot 10^{-8}$ на реактор в год. Наиболее значимыми являются затопления помещений, приводящие к потере активных систем (каналов) расхолаживания через ПГ (примерно 98%) и к потере охлаждения оборудования третьим контуром (примерно 1%).

Вероятность повреждения активной зоны при внутренних пожарах в помещениях энергоблока с РУ КЛТ-40С составляет $1,2 \cdot 10^{-7}$ на реактор в год. Наиболее значимыми пожарными зонами являются:

- помещения машинного отделения, характеризующиеся зависимыми отказами вследствие пожара части активного оборудования систем теплоотвода (примерно 25%);
- помещения, характеризующиеся зависимыми отказами вследствие пожара щитов электроснабжения (примерно 22%);
- помещения автоматики (примерно 13%).

Результаты ВАБ для внешних воздействий показали, что для энергоблока ПАТЭС с РУ КЛТ-40С при базировании на площадке Вилючинска Камчатского края значение вероятности повреждения активной зоны от внешних воз-

действий составляет $\sim 1,4 \cdot 10^{-9}$ на реактор в год. При выполнении ВАБ большинство внешних воздействий было отсеяно на этапе отборочного анализа на основании удаленности энергоблока от источников негативных факторов, обусловленных внешними воздействиями, и/или наличия больших запасов времени для предотвращения развития воздействия до критической величины или принятия адекватных мер по ограничению его воздействия. На рис. 3 представлено соотношение вероятностей повреждения активной зоны реактора от внешних воздействий.

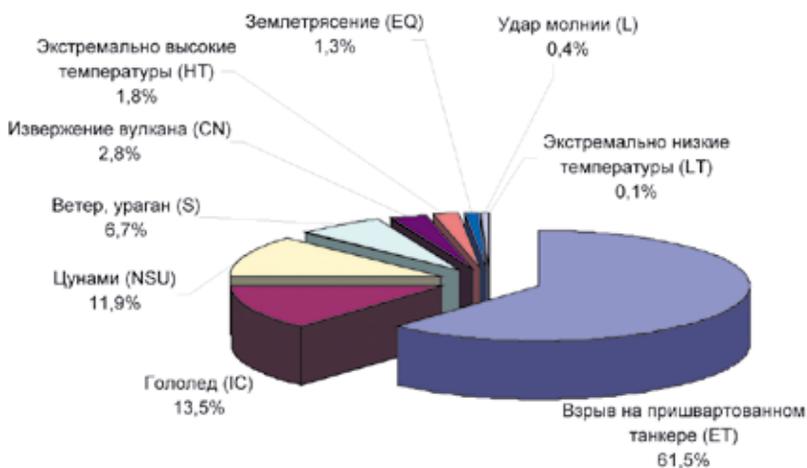


Рис. 3. Соотношение вероятностей повреждения активной зоны реактора ПЭБ от внешних воздействий

Рекомендации по совершенствованию мер обеспечения безопасности плавучего энергоблока

В соответствии с поставленными целями ВАБ по результатам выполненного анализа были определены рекомендации по совершенствованию организационно-технических мер обеспечения безопасности энергоблока.

1. Отработка в процессе подготовки и тренировок персонала приоритетных действий по управлению авариями: процедуры оперативного подключения подпиточных насосов и разводочного питательного насоса к трубопроводу системы очистки и расхолаживания, алгоритма декомпрессии первого контура через систему очистки, действий по обеспечению подачи электро-

питания на ПЭБ от берегового источника для ситуаций, связанных с потерей всех источников электроснабжения ПЭБ, процедуры использования осушительных средств в помещениях, где они присутствуют, в частности, в машинном отделении и др.

2. Совершенствование контроля состояния оборудования систем ядерной установки: введение еженедельной проверки требуемого положения клапанов с ручным приводом в системах безопасности, проверки ручной арматуры в системе водяного пожаротушения не реже раза в год и др.

3. Введение ограничений на вывод из действия оборудования и систем ЯЭУ в состояниях остановленного реактора: вывод в плановый ремонт циркуляционного насоса расхолаживания и теплообменника первого-третьего контуров после проведения этапа перегрузки, вывод в плановый ремонт элементов системы электроснабжения и системы автоматического управления после двухнедельного расхолаживания установки, вывод в плановый ремонт не более одного насоса контура охлаждения, насоса и теплообменника промежуточного контура охлаждения при загруженных двух баках выдержки и др.

4. Реализация средств для подачи питания от аварийных дизель-генераторов на пожарные насосы и на насосы восполнения запасов воды в цистерну аварийного расхолаживания в условиях запроектных аварий, в том числе связанных с внутренними и внешними воздействиями.

Заключение

Результаты ВАБ первого уровня плавучего энергоблока с РУ КЛТ-40С показали, что для всех эксплуатационных состояний, внутренних иницирующих событий, а также внутренних и внешних воздействий выполняется с запасом целевой ориентир по вероятностному показателю безопасности, определенный отечественными нормативными документами и рекомендациями МАГАТЭ.

Малая вероятность тяжелой аварии с повреждением активной зоны для всех состояний реактора и иницирующих событий (суммарное значение менее 10^{-6} на реактор в год) обусловлена внутренней самозащищенностью и конструктивными особенностями реактора, направленными на самоограничение мощности и самоглушение активной зоны, ограничение давления и температуры теплоносителя первого контура, скорости разогрева, масштабов разгерметизации первого контура, а также реализацией в проекте резервирования, разнообразия, пространственного разделения систем

безопасности, использованием наряду с активными пассивных систем в сочетании с применением в их составе оборудования, надежность которого подтверждена большим опытом эксплуатации аналогов. Конструктивное исполнение ПЭБ в совокупности с комплексом гидротехнических сооружений обеспечивает устойчивость ПЭБ к внешним воздействиям и подтверждает высокий уровень безопасности ПАТЭС при внешних воздействиях.

Комплексное обеспечение безопасности на атомных ТЭЦ с корпусными кипящими реакторами

А. С. Курский

НИЦ «Курчатовский институт», Москва

В. В. Калыгин, В. И. Широков, А. Л. Петелин, Д. П. Протопопов
ОАО «ГНЦ НИИАР», Димитровград

И. Н. Васильченко, В. А. Мохов, В. М. Махин
ОАО ОКБ «Гидропресс», Подольск

Ю. Н. Кузнецов
ОАО «НИКИЭТ им. Н. А. Доллежала», Москва

В. И. Каширин
ОАО «Ижорские заводы», Колпино — Санкт-Петербург

Введение

Корпусные кипящие реакторы — одно из ведущих направлений в мировой атомной энергетике. Реакторы типа BWR (boiling water reactor) обладают большим потенциалом упрощения технологической схемы. Это позволяет повышать уровень безопасности, улучшать экономичность, уменьшать затраты и сроки сооружения реакторов данного типа.

Современный этап эволюции одноконтурных легководных установок с кипением теплоносителя — это переход к простому и надежному способу охлаждения активной зоны на основе естественной циркуляции теплоносителя в корпусе реактора. Естественная циркуляция позволила широко применить пассивные элементы защиты в проектах установок поколения III+ ESBWR. Преимущества реакторов ESBWR были продемонстрированы при выборе типа реактора для Висагинасской АЭС (Литва) [1]. Конкурс проводился в июле 2011 г., через четыре месяца после взрывов оборудования и выхода радиоактивных веществ в окружающую среду на кипящих реакторах в Японии.

После аварий на АЭС «Фукусима-1» надежная работа систем теплоотвода, радиационная безопасность и взрывозащищенность становятся наиболее актуальными вопросами при эксплуатации действующих и реализации инновационных проектов BWR. Для комплексного решения этих проблем не-

обходимы экспериментальные исследования действующей прототипной установки, а также натурные испытания пассивных систем безопасности.

Актуальность исследований прототипной установки ВК-50

В настоящее время единственный корпусной кипящий реактор с естественной циркуляцией теплоносителя эксплуатируется с 1964 г. в составе исследовательской установки ВК-50. Это определяет актуальность исследований, выполненных в Институте атомных реакторов (ОАО «ГНЦ НИИАР»).

Для отечественной атомной энергетики актуальность исследований безопасности прототипной установки ВК-50 определяется возможностью использования корпусных кипящих реакторов с естественной циркуляцией теплоносителя в региональной энергетике — в производстве тепла. Обеспечить экономические преимущества теплоснабжения на атомных установках по сравнению с традиционными энергоисточниками на органическом топливе можно только при когенерации — экономически эффективной комбинированной выработке обоих видов энергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). Опыт работы установки ВК-50 в режимах АЭС и атомной ТЭЦ (АТЭЦ) показал, что отбор пара на теплофикацию при одноконтурной технологической схеме позволяет увеличить производство товарной продукции более чем в два раза по сравнению с чисто «электрическим» режимом работы [2], не прибегая к дорогостоящим работам, связанным с повышением КПД: более эффективное использование ядерного топлива на АТЭЦ осуществляется без повышения параметров пара до сверхкритических. Для иллюстрации увеличения доходной части от реализации отпуска продукции энергоблока в табл. 1 приведены основные технико-экономические характеристики АТЭЦ с кипящими реакторами ВК-100 максимальной электрической мощностью 120 МВт и максимальной теплофикационной нагрузкой 200 Гкал/ч в пиковом режиме [3].

Наиболее эффективно использование тепла от отборов турбин насыщенного пара. Из табл. 2 видно, что коэффициент теплоотдачи при пленочной конденсации насыщенных паров более чем на два порядка выше, чем при охлаждении перегретого пара [4]. Поэтому наиболее эффективно использование режима когенерации на атомных станциях с турбинами насыщенного пара. Для решения проблем атомной теплофикации ведущими институтами страны были проработаны варианты атомных ТЭЦ с турбинами насыщенного пара на реакторных установках типа ВК различной мощности: ВКТ-12 (ОКБ «Гидропресс»), ВВК-25 («Ижорский завод»), ВК-100 (ОАО «ГНЦ НИИАР»), ВК-300 (НИКИЭТ), ВВЭРК-200 и ВВЭРК-500 (ВТИ) [5].

Таблица 1. Показатели годовой эффективности при различных режимах энергоблока ВК-100

Режим работы	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Выработка тепла, тыс. Гкал	Увеличение доходов по сравнению с конденсационным режимом *	КПД, %
Конденсационный режим	870	—	1,0	33
Режим с выработкой 80 Гкал/ч тепла / 105 МВт(э)	788	416	1,24	50
Режим с выработкой 120 Гкал/ч тепла / 100 МВт(э)	708	624	1,38	63
Режим с выработкой 150 Гкал/ч тепла / 90 МВт(э)	640	810	1,5	68
Режим с максимальной (пиковой) выработкой 200 Гкал/ч тепла / 80 МВт(э)	560	1100	2,0	75

* При оценке экономической эффективности РУ ВК-100 в качестве расчетных значений приняты цены отпускных тарифов в Ульяновской области на электроэнергию и тепло в 2012 г. от энергоблока ВК-50.

Таблица 2. Коэффициенты теплоотдачи в промышленных теплообменных устройствах

Вид теплоотдачи	Вт/(м ² ·град)	Ккал/(м ² ·ч·град)
При охлаждении воды	232—11 600	200—10 000
При охлаждении перегретого пара	23—115	20—100
При пленочной конденсации водяных (насыщенных) паров	4640—17 400	4000—15 000

Достаточно широкий диапазон мощностей определяется уникальными *внутренними свойствами безопасности и защищенности*, которыми обладает реактор типа ВК:

1. Простой, пассивный и соответственно надежный всережимный способ охлаждения активной зоны на основе естественной циркуляции теплоносителя; контур естественной циркуляции теплоносителя организован внутри корпуса реактора (рис. 1) и состоит из:

- параллельных испарительных каналов активной зоны (позиция 2) в виде чехловых тепловыделяющих сборок;
- тягового участка, где происходит осушка пара (позиция 3);
- опускающего участка, где смешиваются конденсат пара и подпиточная вода (позиция 4).

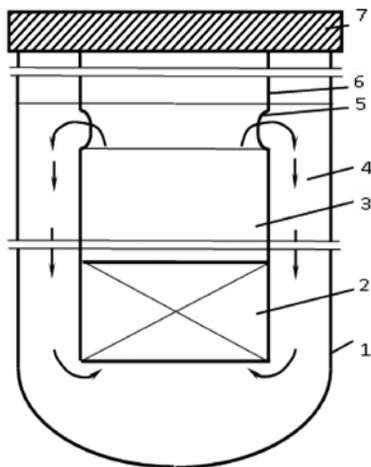


Рис. 1. Контур естественной циркуляции реактора BWR: 1 — корпус реактора, 2 — активная зона, 3 — общий тяговый участок, 4 — опускающий участок, 5 — окна переливные, 6 — шахта, 7 — крышка корпуса

2. Прямая генерация пара в активной зоне и как следствие:

- относительно небольшое давление в оборудовании (до 7 МПа), которое играет существенную положительную роль при авариях с течью теплоносителя;
- относительно низкая скорость истечения теплоносителя влажного пара при разгерметизации оборудования: в 60—70 раз меньше, чем при истечении насыщенной воды.

3. Отсутствие второго контура упрощает эксплуатацию, уменьшает металлоемкость, что положительно сказывается и на надежности, и на экономике энергоблока, требует значительно меньше энергии на собственные нужды, средств технологического контроля и автоматики.

4. Высокие свойства саморегулирования и самоограничения мощности за счет отрицательных значений температурного и парового эффектов реактивности в тепловом спектре нейтронов, позволяющие обеспечивать на-

дежность и безопасность при значительных отклонениях рабочих параметров и исключать рабочие органы автоматического регулирования из схемы системы управления и защиты (СУЗ).

5. Хорошая коррозионная стойкость различных конструкционных материалов контура (прежде всего сталей перлитного класса) при использовании простых водно-химических режимов.

6. Исключение борного регулирования, что позволяет минимизировать количество оборудования и коррозионное воздействие на внутрикорпусные устройства реактора, уменьшить концентрацию продуктов радиолиза.

7. Безопасная эксплуатация кипящего реактора малой мощности во всех режимах с отработанной технологией верхнего расположения исполнительных механизмов СУЗ.

8. Безопасность реактора в аварийных режимах при расположении патрубков корпуса реактора выше минимально достаточного уровня для естественной циркуляции теплоносителя.

9. Возможность длительной эксплуатации корпуса реактора подобного типа (малой мощности при тепловом спектре нейтронов), поскольку отсутствуют радиационные условия ухудшения свойств материалов.

10. Отсутствие термических (температура менее 300°C) и механических условий ухудшения свойств материалов, что гарантирует длительную эксплуатацию современных кипящих реакторов малой мощности.

11. Маневренность одноконтурной технологической схемы при больших и резких изменениях параметров, позволяющая гибко реагировать на изменение графика нагрузки без угрозы снижения надежности и безопасности работы оборудования.

12. Использование технологии прямой генерации пара в случае аварийного останова с потерей внешних источников электроснабжения для обеспечения теплосъема в режиме «выбег генератора».

13. Маневренность во всем диапазоне мощностей по отношению к «йодной яме».

14. Минимизация утечек теплоносителя в случае разгерметизации оборудования за счет интенсивного снижения давления при сбросе пара из реактора на турбину.

15. Измерение уровня воды в реакторе в аварийных режимах производится с помощью тех же приборов и принципов измерения, что и при нормальной эксплуатации, а пассивные системы безопасности используют принцип со-

хранения уровня воды при аварии для устойчивой работы контура естественной циркуляции.

16. Высокая надежность и защищенность от возможных взрывов водорода за счет прямого цикла выработки пара и уноса из реактора с паром продуктов радиоллиза.

Разработка технологических схем и методов обеспечения безопасности реакторов типа ВК

Несмотря на некоторые различия технологической схемы, установки ВК могут быть унифицированы в формировании систем безопасности. Эта унификация возможна при использовании опыта исследований различных аспектов безопасности BWR с естественной циркуляцией на реакторе ВК-50.

В качестве одной из типовых систем рассматривается локализирующая оболочка корпуса реактора особой конструкции. Размещение всех систем кроме корпуса реактора за пределами локализирующей системы позволяет значительно уменьшить размеры защитной оболочки. Использование стальной металлического корпуса типа «контейнмент», рассчитанного на давление до 3 МПа, позволяет уменьшить капитальные затраты, обеспечить возможность быстрого монтажа и окупаемости энергоблока, гарантировать безопасность реактора при аварии [6].

С учетом особенностей одноконтурной схемы и конструкции первичной защитной оболочки (ПЗО) типа «контейнмент» разработаны методы оптимального сочетания систем безопасности и систем нормальной эксплуатации для комплексного решения проблем безопасности при аварии. Эти методы заключаются:

- в расхолаживании за счет поддержания уровня воды в реакторе для устойчивой работы контура естественной циркуляции;
- в работе контура теплоносителя в режиме «выбег генератора» в качестве первого этапа обеспечения расхолаживания, взрывозащищенности и радиационной безопасности;
- в постоянной вентиляции реактора и контейнмента через систему сжигания водорода и установку очистки от радиоактивных веществ.

Расхолаживание и подпитка реактора при аварии

В режиме «выбег генератора», который был реализован и исследован на реакторе ВК-50 [7], естественная циркуляция и технология прямой генерации пара позволяют после аварийного останова реактора за счет тепла,

аккумулированного в контуре теплоносителя (рис. 2, верхняя линия), обеспечить:

- теплосъем от активной зоны (рис. 2, нижняя линия);
- более резкое снижение давления, благодаря чему уменьшить выброс теплоносителя в защитную оболочку, максимально сохранить воду в контуре и тем самым значительно уменьшить количество остальных систем подпитки и расхолаживания реактора, а также объемы воды в них.

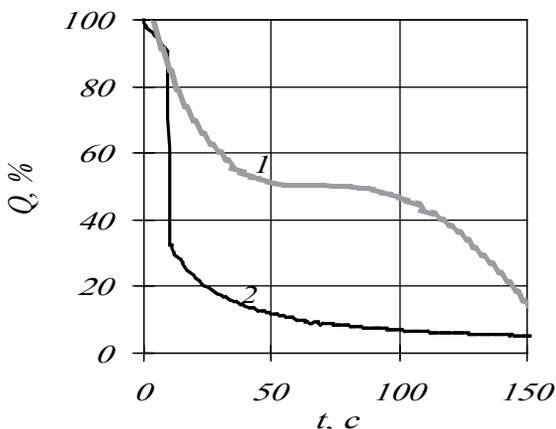


Рис. 2. Изменение тепловыделения реакторной установки ВК-50 в режиме «выбег генератора»: 1 — тепловая мощность реактора, 2 — тепловыделение в активной зоне

Таким образом, сама схема основного контура является первым каналом расхолаживания и подпитки реактора.

Гидроемкости системы аварийной защиты (рис. 3, позиция 23) обеспечивают эффективную естественную циркуляцию в активной зоне при подаче в реактор холодного борного раствора. Подача борного раствора необходима на случай отказа рабочих органов системы защиты.

После снижения давления подпитка воды в реактор осуществляется самоотечным сливом теплоносителя из деаэратора (позиция 10) за счет гидростатического столба жидкости.

Отвод остаточного тепловыделения осуществляется с помощью прямооточного парогенерирующего устройства, расположенного под крышкой реактора (позиция 19), а несконденсированные газы малым расходом направляются из реактора на систему очистки и сжигания водорода (позиции 20, 21).

Принцип работы УПАК (рис. 4) основан на двойной осушке парогазовой смеси для обеспечения работоспособности адсорбентов радиоактивных веществ: конденсацией влаги (позиция 3) и ее последующим вымораживанием (позиции 5 и 10) [8]. Осушка газа достигается за счет использования штатных систем турбоустановки: вакуумной системы конденсатора, конденсатных насосов и др.

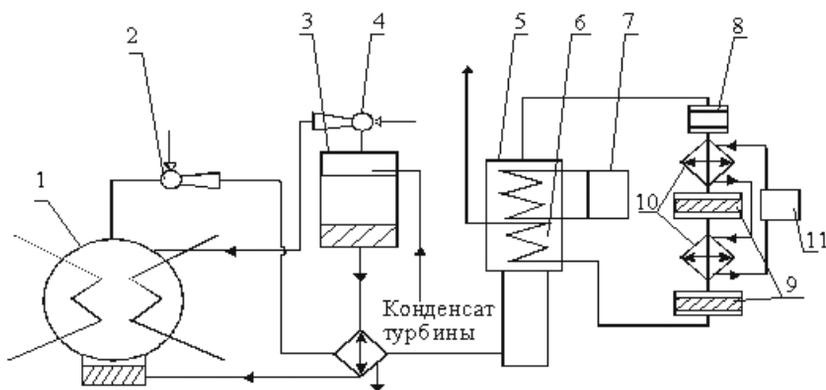


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема УПАК РУ ВК-50: 1 — конденсатор турбины, 2 — эжектор турбины, 3 — испаритель — парожektorный холодильник (ПЭХ), 4 — одноступенчатый эжектор, 5 — вымораживатель, 6 — регенеративный воздухоохладитель, 7 и 11 — холодильные машины, 8 и 9 — адсорберы, 10 — доохладитель газа

Малогабаритная с минимальными эксплуатационными расходами установка УПАК позволяет поддерживать уровни газовых и аэрозольных выбросов одноконтурной установки при нормальной эксплуатации на уровне современных АЭС (35—110 ГБк/сут).

2. После режима «выбег генератора» радиоактивные вещества из реактора отводятся на систему УПАК-2 (рис. 3, позиция 21), аналогичную по принципу действия установке в контуре теплоносителя.

3. Вентиляция защитной оболочки производится через установку подавления активности УПАК-2 как при нормальной эксплуатации реактора, так и при аварии.

4. На случай обесточения на установке УПАК-2 предусмотрены цеолитовые адсорберы.

Взрывобезопасность при аварии

При нормальной эксплуатации осуществляется постоянная вентиляция защитной оболочки через систему каталитического сжигания водорода (рис. 3, позиция 20). Катализатор, установленный на сдувочной линии, прогрет до температуры не ниже 200°C [9]. По содержанию водорода и радиоактивности перед катализатором осуществляется контроль герметичности корпуса реактора.

При аварии весь радиолитический водород в режиме «выбег генератора» безопасно отводится из реактора с паром на турбину, а из конденсатора — на штатную установку сжигания водорода (рис. 3, позиция 7).

После режима «выбег генератора» вентиляция парогазового объема реактора переводится на установку сжигания водорода контейнента (рис. 3, позиция 20). Экспериментально доказано, что при увеличении влажности парогазовой смеси катализаторы сжигания водорода и адсорберы радиоактивных веществ теряют работоспособность. Поэтому перед установкой сжигания и установкой УПАК-2 парогазовая смесь осушается на пассивном прямоточном теплообменнике, расположенном под крышкой реактора.

На случай пароциркониевой реакции взрывозащищенность реактора обеспечивает система локализации пара после предохранительных клапанов [10].

Система локализации пара после предохранительных клапанов является одной из самых значимых систем безопасности легководного реактора. Ее основные характеристики определены на основании исследований радиолитических процессов и фазового переноса радиоактивности на реакторе ВК-50.

С одной стороны, существует естественный межфазный барьер, который препятствует распространению негазообразных радиоактивных продуктов коррозии (РПК) из реактора на турбину. В табл. 3 приведены среднеарифметические значения измеренных коэффициентов распределения радионуклидов между паром и водой.

Таблица 3. Видимые коэффициенты распределения ($K_{\text{вид}}$) РПК между паром и водой

^{60}Co	^{59}Fe	^{54}Mn	^{64}Cu	^{65}Zn	^{99}Mo
0,08	0,13	0,0003	0,0004	0,016	0,003

Практически все продукты коррозии (97—99%) остаются в воде корпуса реактора, откуда при нормальной эксплуатации отводятся на систему водоочистки.

С другой стороны, происходит непрерывное удаление из корпуса реактора газообразных радионуклидов (кроме ^{131}I). К^{вид} газообразных продуктов деления (ГПД) между паром и водой таковы: ^{133}Xe — 50, $^{85\text{m}}\text{Kr}$ — 100.

Изотопы ^{131}I сорбируются под оболочками твэлов, вымываются оттуда в теплоноситель при резких изменениях давления в реакторе. Степень выхода йода из теплоносителя в атмосферу определяется водородным показателем: при кислотной среде ($\text{pH} < 6$) практически все находящиеся в воде радионуклиды ^{131}I уносятся в парогазовое пространство, а в щелочной среде ($\text{pH} > 8$) ^{131}I остаются в водной фазе теплоносителя [11].

Основная проблема взрывобезопасности кипящего реактора заключается в том, что существующие методы конденсации пара и локализации радиоактивных веществ в герметичном оборудовании ПЗО не обеспечивают взрывобезопасность установок. Влажный насыщенный пар конденсируется на поверхности катализатора, препятствуя доступу водорода, в результате чего образуется гремучий газ в верхних точках защитных оболочек.

С учетом перечисленных особенностей на реакторе ВК-50 была реализована уникальная, альтернативная существующим технологиям система локализации пара после предохранительных клапанов. Ее особенностью является локализация РВ за пределами контайнмента со взрывобезопасным сбросом газовой среды в атмосферу. В модернизированном варианте эта система предложена для АТЭЦ с корпусными кипящими реакторами (рис. 5):

- первая ступень локализации радиоактивных продуктов коррозии осуществляется в жалюзийном сепараторе (позиция 11), вторая ступень — в бассейне с водой (в пассивном конденсаторе пара, позиция 16);
- увлажнение пара на входе в сепаратор производится щелочным раствором; это обеспечивает удаление радиоактивных продуктов коррозии и ^{131}I в герметичную емкость (позиция 12);
- организован отвод газовой среды с зеркала испарения бассейна в высотную трубу (позиция 22); размеры трубы обеспечивают осаждение ^{137}Cs в форме гидроокисей внутри трубы выдержки;
- водород перед сбросом в атмосферу предварительно разбавляется воздухом из перфорированных труб (позиция 19), расположенных по периметру бассейна;

- «тупиковые» участки системы подключены через сдувочные линии (позиция 15) к трубе выдержки для исключения взрывов после закрытия предохранительных клапанов (позиция 3).

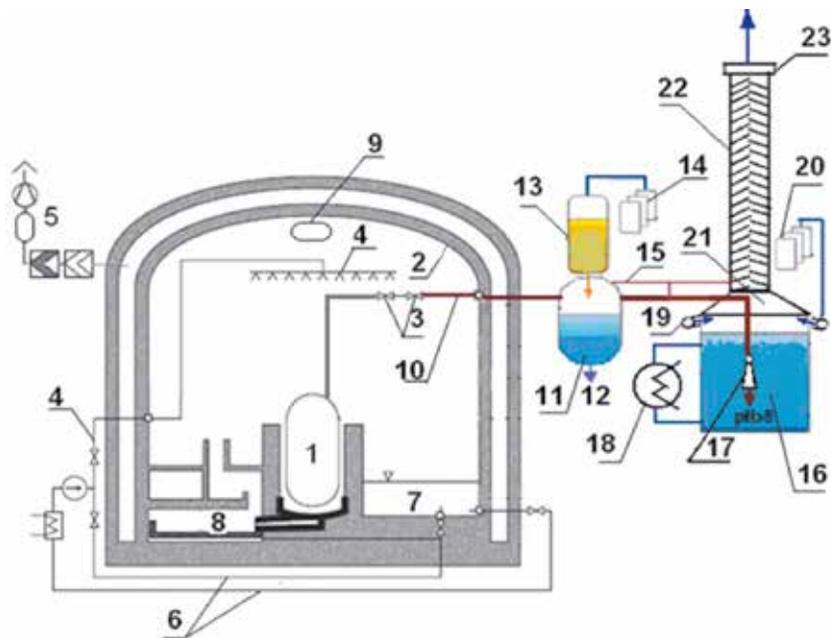


Рис. 5. Принципиальная схема системы локализации пара после предохранительных клапанов реактора: 1 — реактор, 2 — защитная оболочка, 3 — предохранительные клапаны, 4 — спринклерная система, 5 — система выброса отфильтрованного воздуха из кольцевого пространства, состоящая из пылезащитного фильтра, аэрозольного фильтра, газгольдера, вентилятора (или компрессора), 6 — система отвода тепла из защитной оболочки, 7 — бак воды системы аварийного охлаждения активной зоны реактора внутри защитной оболочки, 8 — уловитель активной зоны, 9 — система каталитического сжигания водорода в верхних точках защитной оболочки, 10 — трубопровод пара, 11 — сепаратор жалюзийного типа, 12 — герметичная емкость для сбора воды с продуктами коррозии, 13 — гидроемкость с щелочным раствором, 14 — ресиверы со сжатым воздухом, 15 — сдувочные линии, 16 — бассейн — пассивный конденсатор пара, 17 — пароструйный эжектор, 18 — воздушный теплообменник, 19 — коллектор с перфорированными трубопроводами для подачи воздуха, 20 — ресиверы со сжатым воздухом, 21 — вытяжной зонт, 22 — труба выдержки, 23 — аэрозольные фильтры

Выводы

Разработанные методы комплексного решения проблем расхолаживания и подпитки, радиационной безопасности и водородной взрывозащиты позволяют обеспечивать безопасность реакторов типа ВК.

Комплексное обеспечение безопасности позволяет исключать взрывы оборудования, минимизировать радиационные последствия при запроектных авариях с разгерметизацией контура теплоносителя и рассматривать одноконтурные реакторные установки типа ВК для строительства атомных станций тепло- и электроснабжения вблизи городов в диапазоне мощностей от 50 до 250 МВт(э) и от 100 до 500 Гкал/ч.

Многолетний опыт эксплуатации и экспериментальных исследований на реакторе ВК-50 свидетельствует о достаточно высоком уровне культуры безопасности при эксплуатации будущих АТЭС с реакторами типа ВК.

Литература

1. Япония построит АЭС в Литве // <http://www.itar-tass.com/c11/304913>.
2. *Ещеркин В. М., Калыгин В. В., Курский А. С.* и др. Корпусные кипящие реакторы для атомной теплофикации // *Атом. энергия*. — 2011. — Т. 111, вып. 5. — С. 297—302.
3. *Калыгин В. В., Курский А. С.* Эффективность атомной теплофикации // *Энергет. политика*. — 2013. — № 4 — С. 48—57.
4. *Исаченко В. П., Осипова В. А., Сухомед А. С.* Теплопередача. — М.: Энергия, 1969. — 440 с.
5. *Каширин В. И., Кузнецов Ю. Н., Курский А. С.* и др. Концептуальные основы создания инновационной реакторной установки с кипящим реактором (ВК-100) для региональной атомной энергетики // *Межотраслевая научно-техническая конференция «Региональная атомная энергетика (АтомРегион-2009)»: сб. тезисов*. — Н. Новгород, 2009. — С. 37.
6. *Kursky A. S.* Design Concept of the Reactor Facility Based on the VK-100 Vessel-type Boiling Water Reactor for Regional Nuclear Power Engineering: Meeting Report on the Preparation of a NE Series Report «Options to incorporate Intrinsic Proliferation Resistance Features to NPPs with innovative SMRs». — Vienna: IAEA, 2010. — P. 7—12.

7. *Калыгин В. В., Курский А. С., Семидоцкий И. И.* Перспективы атомной теплофикации в России // Теплоэнергетика. — 2012. — № 5. — С. 3—9.
8. *Ещеркин В. М., Краснов А. М., Курский А. С.* и др. Опыт эксплуатации системы очистки выбросов от газообразных продуктов деления на реакторной установке ВК-50 с корпусным кипящим реактором // *Вопр. атомной науки и техники. Сер. Обеспечение безопасности АЭС.* — 2011. — Т. 30. — С. 59—63.
9. *Калыгин В. В., Курский А. С.* Радиолиз теплоносителя и методы обеспечения взрывозащищенности корпусного кипящего реактора // *Вестник ИГЭУ.* — 2013. — № 4. — С. 22—27.
10. *Калыгин В. В., Курский А. С., Михайлов П. А.* и др. Локализация радиоактивного пара после предохранительных клапанов на водо-водяном реакторе // *Атом. энергия.* — 2013. — Т. 114, вып. 1, — С. 47—50.
11. *Кобылянский Г. П., Курский А. С., Смирнова И. М.* и др. Результаты исследований работоспособности твэлов ТВС корпусного кипящего реактора ВК-50 // *Атом. энергия.* — 2013. — Т. 115, вып. 8. — С. 82—87.

О концепции вывода и снятия с эксплуатации малых АЭС в условиях криолитозоны Крайнего Севера и Арктики

*А. П. Шадрин, М. П. Лебедев, В. П. Кобылин, О. И. Слепцов, В. М. Ефимов, А. М. Большаков, И. П. Шадрин, В. С. Игнатьев, В. А. Иванов
Институт физико-технических проблем Севера им. академика
В. П. Ларионова Сибирского отделения РАН, Якутск*

Использование энергии ядерного топлива необходимо считать возможным только при условии уверенной гарантии безопасности не только эксплуатации станции, но и топливного цикла, предполагающего соответствующую обработку радиоактивных отходов (РАО) всех категорий, в том числе обработавшего ядерного топлива (ОЯТ).

Обращение с ОЯТ для атомных станций малой мощности (АСММ), предлагаемых к использованию в отдаленных и бесплодных районах Крайнего Севера, имеет ряд особенностей. Это, во-первых, относительно малое количество ОЯТ по сравнению с образующимся в крупной АЭС. Во-вторых, обогащение и длительный период использования топлива в активной зоне предполагает нерегулярность доставки ОЯТ на переработку, что связано с увеличенными циклами перегрузки ядерного топлива на АСММ (10—25 лет и более), дальностью и труднодоступностью мест размещения предлагаемых АСММ, сезонностью, многозвенностью транспортных связей и зависимостью от погодных условий. В ряде проектов АСММ, таких как «Елена», «Саха-92», перегрузка ядерного топлива за весь срок эксплуатации станции (до 25 лет) не предусматривается.

Предполагается, что после многолетнего хранения-выдержки ОЯТ на территории станции оно транспортируется в федеральные центры, перерабатывается и складировается в глубокие геологические формации в федеральных центрах утилизации.

ОЯТ плавучих АСММ вывозится во время обслуживания станций плавбазой техобслуживания на береговые базы ледокольного и Военно-морского флота, после чего передается на долговременное захоронение или на переработку ОЯТ.

Для стационарных АСММ ОЯТ хранится на площадке станций до момента снятия установки с эксплуатации, затем вывозится на пункты захоронения

одновременно с отходами, образующимися при снятии установки с эксплуатации.

АСММ мощностью от 1 до 40 МВт отличаются малыми количествами эксплуатационных РАО. Для стационарных АСММ РАО после кондиционирования и загрузки в спецтранспортные контейнеры предполагается хранить в пристанционных хранилищах, затем при снятии (ликвидации) станции вывозить на утилизацию и захоронение. Поэтому приоритет отдается плавучим АСММ. За весь срок службы установки накапливаемый объем всех категорий РАО (твердых, жидких, фильтрующих материалов) в сухом преслованном состоянии составит для «Елены» 70 м³, для АБВ-6 — от 300 до 500 м³, для КЛТ-40 — 3390 м³ [1].

Это значит, что при эксплуатации в Якутии, например, двух стационарных АТЭС с реакторами КЛТ-40 и одной АТЭС с реакторами «Елена» общее количество РАО за весь срок службы (до 40 и 25 лет) этих энергоисточников соответственно не превысит 8000 м³.

До настоящего времени в России еще окончательно не решен вопрос о выборе мест расположения и сооружения региональных и национальных хранилищ для захоронения РАО от плавучих АЭС [2].

В ближайшей перспективе наиболее приемлемыми представляются захоронения малого количества РАО АСММ на существующих предприятиях ядерно-топливного цикла. Среди этих федеральных предприятий могут быть (рис. 1):

- база по обслуживанию судов с ядерными двигательными установками в районе Мурманска (атомные ледоколы, лихтеровозы и АСММ);
- горно-химический комбинат (Железногорск);
- Производственное объединение «Маяк» (Озерск);
- Сибирский химкомбинат (Северск);
- полигон на Новой Земле;
- Певекский промузел (в перспективе);
- Дальневосточный завод «Звезда».

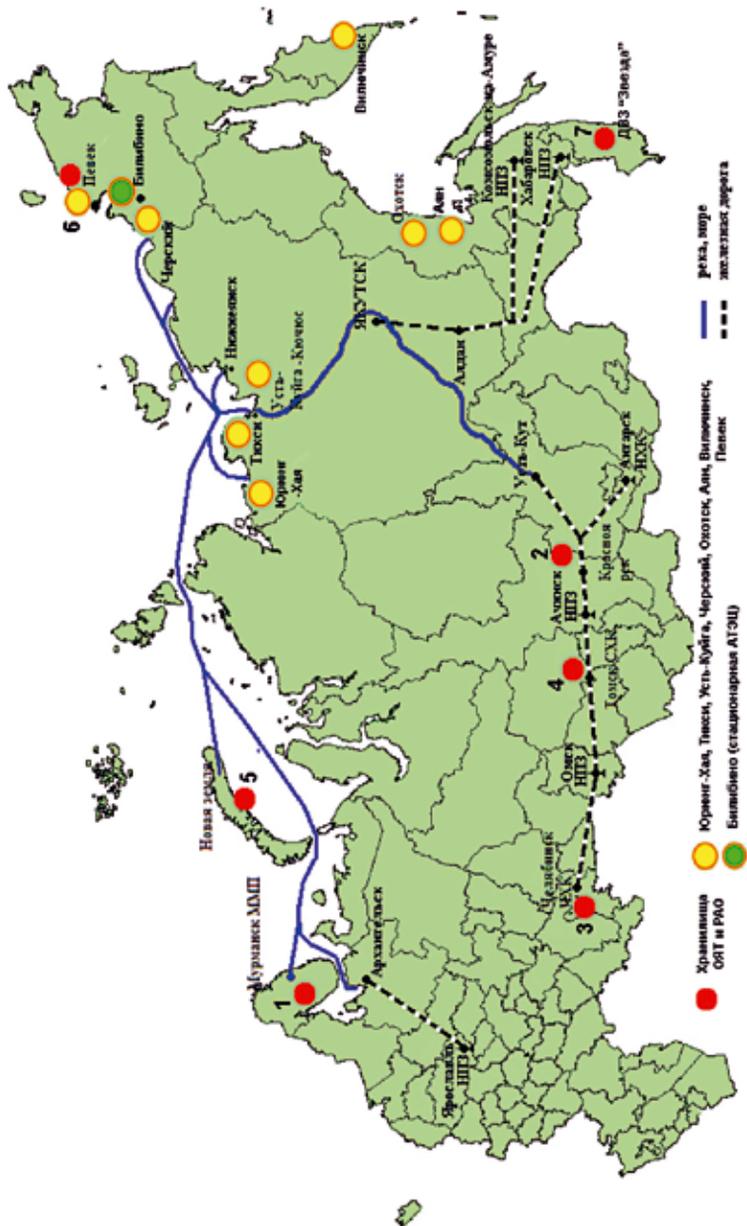


Рис. 1. Возможные пункты размещения АСММ на территории Якутии и пути вывоза ОЯТ и РАО

Так, по расчетным затратам транспортировки захоронения РАО АСММ, рассматриваемых в перспективе в поселках Тикси, Усть-Куйга, Депутатский, Юрюнг-Хая и др., целесообразно осуществлять в федеральном центре около Красноярска, РАО АСММ, планируемых в поселках Эльдикан, Черский, Нежданинское, — в федеральном центре около Мурманска, а РАО АСММ в поселке Усть-Нера — около Челябинска.

Доставка РАО до мест захоронения будет осуществляться через морской порт Тикси и железнодорожные станции Нижний Бестях, Беркамит, а в перспективе — через станции железной дороги Томмот и Алдан.

В случае доставки РАО водным путем возникнут трудности, связанные с нестыковкой морской и речной навигации на верхних течениях малых рек Севера.

Морская навигация в поселке Тикси и в устьях рек Анабара, Индигирки, Колымы, Оленек, Яны длится не более 66 сут в год, а в отдельные годы при худших погодных условиях и ледовой обстановки — 30—40 сут (ледоколом), причем половина времени навигационного периода приходится на ветроволновой режим свыше 6 баллов [10].

В любом случае для нужд малой атомной энергетики на Крайнем Севере не должны создаваться специальные хранилища, могильники или заводы по переработке ОЯТ. Это связано с чрезвычайной ранимостью северной природы в криолитозоне и практической невозможностью ее самовосстановления при техногенных нарушениях. Относительно затрат на доставку ОЯТ до мест захоронения в качестве примера следует отметить, что затраты на перевозку одного 20-тонного спецконтейнера из Тикси до Мурманска с учетом налогов и атомного ледокольного сбора составят ориентировочно 2,0—2,5 тыс. долл., а годовое количество необоротных защитных бетонных контейнеров массой 6,7 т и объемом 0,85 м³, необходимых для вывоза РАО с одной АСММ, будет составлять 9 и более единиц для реакторов АБВ-6 и до 133 единиц для КЛТ-40. При этом ежегодные проценты отчислений на транспортировку РАО по сравнению с суммой годовых полных (инвестиционных производственных) затрат составят до 35—45%.

В целом снятие (вывод) с эксплуатации «стационарных» ядерных энергетических установок является чрезвычайно сложным многоэтапным процессом (30, 70 и более 100 лет).

В соответствии с определением МАГАТЭ существуют три этапа снятия «стационарных» АЭС с эксплуатации, они также приемлемы на Крайнем Севере (на примере Билибинской АТЭЦ):

- хранение АЭС под наблюдением (30 лет и более) ;
- ограниченное использование площадки АЭС;
- неограниченное использование территории, т. е. создание «зеленой лужайки» и повторное использование площадки в других целях [9—11].

Намечаемые этапы снятия с эксплуатации малых АЭС необязательно означают непрерывную, выполняемую шаг за шагом процедуру, они периодичны, связаны с экологическими, экономическими, социальными, транспортными и общественно-международными условиями.

Относительно концепции снятия с эксплуатации, принятой корпорацией «Росатом», следует отметить, что она соответствует основным положениям концепции МАГАТЭ для ядерных установок.

С изменением экономической, социально-политической и природно-климатической ситуации в России предлагается «безопасное сохранение» [2]. Это прежде всего относится к плавучим АСММ. Схема и этапы их снятия относительно просты: они выводятся с места стоянки на базу по разделке и переработке отходов, утилизации корпуса и захоронения (примерно как атомные подводные лодки).

Объем конструкций реакторных установок, подлежащих выдержке и захоронению, незначителен и составляет примерно 45 м³. Большая часть оборудования и конструкций низкоактивна (а при титановом оборудовании корпусов утилизацию можно выполнять уже на пятом-шестом году выдержки). Поэтому эту часть агрегатов перед длительной выдержкой можно без использования защитных контейнеров вывезти на металлургические заводы на переплавку. Общестанционная часть и судовые конструкции нерадиоактивны и демонтируются с использованием общепромышленных методов и средств.

Короткие сроки и приемлемые условия демонтажных работ, небольшое количество радиоактивных отходов, отработанный технологический процесс обуславливают относительно низкую стоимость снятия с эксплуатации ПАСММ. Она для двух АБВ-3 и РУ КЛТ-40 составит по расчетам первого этапа от 4—6 до 7—12 млн долл. соответственно при единичных мощностях блоков до 6—12 МВт(э).

Исполнение стационарных АСММ с РУ КЛТ-40 предполагает, что доставка и монтаж оборудования для них осуществляется мелкими сборочными единицами (модулями). Поэтому демонтажные работы также будут осуществляться с разделкой оборудования на отдельные элементы, удобные для

транспортировки любым видом транспорта (речным, морским, железнодорожным), предназначенным для контейнерных перевозок с учетом условий размещения АСММ.

Полный демонтаж передвижных АСММ осуществляется на специализированных предприятиях, незначительное количество радиоактивных отходов в них позволяют существенно сократить затраты на снятие. Они по расчетам составят 20—30 млн долл. (АСММ с реакторами типа «Ангстрем»).

Предполагаемые к размещению на территории Якутии АСММ, исходя из уровней и темпов роста энергопотребления, будут состоять максимум из двух блоков, вводимых практически одновременно, и, значит, снятие их с эксплуатации будет осуществляться тоже в одно время.

В любом случае по истечении срока службы (25—40 лет и более) АСММ в районах Крайнего Севера и Арктики, в том числе в Якутии, должны либо буксироваться, либо после демонтажа вывозиться на базу по разделке и переработке отходов, а их площадка — доводиться до состояния «зеленой лужайки».

В дальнейшем опыт снятия Билибинской АТЭС и детальное исследование конкретной многозвенной транспортной схемы «железная дорога — река — море — река — железная дорога» при снятии с эксплуатации АСММ в условиях Крайнего Севера и Арктики даст возможность оценить реальную картину и оценить технико-экономические показатели указанных мероприятий.

Изучение данной проблемы станет основой для принятия принципиальных решений и первоначального планирования использования АСММ в топливно-энергетическом комплексе районов Крайнего Севера и Арктики.

Литература

1. Техничко-экономический доклад «О размещении АСММ повышенной надежности для нужд энергоснабжения народного хозяйства Дальнего Востока. Концепция обращения со свежим и отработавшим ядерным топливом, радиоактивными отходами всех видов и снятия с эксплуатации АСММ различного назначения». — М., 1993. — 100 с.
2. Былкин Б. К., Савченко В. А. Концептуальные аспекты снятия с эксплуатации ядерных установок в России // Теплоэнергетика. — 1996. — № 11. — С. 45—48.

3. *Шадрин А. П.* Атомные электростанции на Крайнем Севере. — Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1983. — 124 с.
4. *Степанов И. Р.* Атомная теплофикация в районах Севера. — Л.: Наука, 1984. — 174 с.
5. *Дубровский В. Б., Лавданский П. А., Енговачов И. А.* Строительство атомных электростанций. — М., 2006. — 336 с.
6. *Ран Ф., Адамантиадес А., Кентон Дж., Браун Ч.* Справочник по ядерной энерготехнологии. — М., 1989. — 752 с.
7. *Вишневский Ю. Г., Гуцалов А. Г., Гордон Б. Г.* Безопасность России. Регулирование ядерной и радиационной безопасности. — М.: Знание, 2003. — 400 с.
8. Наука и высокие технологии России на рубеже третьего тысячелетия: Социально-экономические аспекты развития. — М.: Наука, 2001. — 636 с.
9. *Протасов В. Ф.* Экология, здоровье и охрана окружающей среды в России. — М., 2000. — 672 с.
10. Энергетика Северо-Востока: состояние, проблемы и перспективы развития. — Якутск: Изд-во СО РАН, 2004. — 334 с.
11. *Адамов Е. О., Зродников А. В. и др.* Белая книга ядерной энергетики. — М.: ГУП НИКИЭТ, 2001. — 270 с.
12. Соглашение о сотрудничестве между Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом» и Правительством Республики Саха (Якутия) от 24 февраля 2009 г.

Правовые и институциональные вопросы передвижных АЭС

З. Дрейс, В. Кузнецов, В. Лысаков

Международное агентство по атомной энергии

Введение

Международный проект по инновационным ядерным реакторам и топливным циклам (ИНПРО) Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) был учрежден в 2000 г. ИНПРО сотрудничает со странами — членами Агентства с целью обеспечения устойчивого развития ядерной энергетики для решения энергетических проблем XXI в. Проект ИНПРО является частью комплексных услуг МАГАТЭ, предоставляемых государствам-членам с учетом начального развития или дальнейшего расширения ими своих ядерно-энергетических программ [1].

Исследование ИНПРО по правовым и институциональным вопросам передвижных атомных электростанций (ПАЭС) было завершено в 2013 г. опубликованием отчета № NG-T-3.5 в ядерно-энергетической серии МАГАТЭ под названием «Правовые и институциональные вопросы передвижных АЭС: предварительное исследование» [2]. Целью работы было выявление и обсуждение правовых и институциональных вопросов, связанных с созданием ПАЭС в странах, не являющихся изготовителями. Результаты работы направлены на оказание помощи разработчикам в получении знаний об инновационных технологиях, способных упростить внедрение и развитие атомной энергетики и решить сопутствующие правовые и инфраструктурные вопросы, а также на рассмотрение сценариев технических проектов и вариантов эксплуатации и собственности. В настоящей публикации кратко излагаются основные результаты выполненного исследования [2].

Определения

Под передвижной атомной электростанцией понимается передвижная и/или перемещаемая АЭС заводского изготовления, способная после загрузки топлива производить конечные продукты энергии: электричество, тепло и опресненную воду. ПАЭС состоит из:

- ядерного реактора (с топливом или без топлива — в зависимости от рассматриваемого проекта ПАЭС);
- неядерного оборудования установки (например, турбины, генератора);

- помещений для хранения топлива (в случае необходимости).

ПАЭС представляет собой физически транспортируемую установку, однако она не предназначена ни для выработки энергии во время транспортировки, ни для обеспечения энергией самой транспортировки.

ПАЭС, установленная в определенном месте и подключенная для использования в стране-получателе, предназначена для энергоснабжения отдаленных районов, централизованного теплоснабжения, опреснения морской воды и производства водорода; при этом в случае необходимости сохраняются возможности для перемещения ПАЭС. Два примера таких установок представлены на рис. 1 и 2.



Рис. 1. Общий вид плавучей АЭС с двумя реакторами КЛТ-40 («Росэнергоатом», Россия) [2]



Рис. 2. Модуль АЭС «Flexblue», базирующийся на морском дне, в рабочем положении на дне моря (компания DCNS, Франция) [2]

Технические варианты и сценарии

С точки зрения возможных правовых и институциональных проблем, связанных с экспортным развертыванием ПАЭС, рассматривались два технологических варианта таких АЭС [2].

Вариант 1. ПАЭС собирается в заводских условиях и далее заводом-поставщиком заправляется топливом, проходит испытания, техобслуживание и дозаправку топливом или выводится из эксплуатации. На ПАЭС имеется неядерное оборудование, которое устанавливается на той же барже (или платформе, если перевозка осуществляется на грузовике или железнодорожном транспорте), или размещается на отдельной барже (или платформе), или строится традиционным способом на площадке на суше, где затем соединяется с реактором. К этой категории также относятся реакторы, не требующие дозаправки топливом в течение всего срока службы.

Вариант 2. ПАЭС собирается в заводских условиях, проходит предварительное заводское испытание (неядерное) и техобслуживание, однако заправка и дозаправка топливом осуществляются на площадке, а хранилища для свежего и отработавшего ядерного топлива размещаются либо на борту судна, либо на площадке. Топливо доставляется на площадку традиционным способом по суше или на специальном судне. Неядерное оборудование ПАЭС может находиться на той же барже (или платформе), что и топливо, либо на отдельной барже (или платформе), либо может быть построено традиционным способом на наземной площадке и впоследствии соединено с реактором.

Правовые и институциональные вопросы, связанные с развертыванием ПАЭС в странах-получателях (принимающих государствах), рассматривались по двум следующим сценариям.

Сценарий 1. Поставщик является оператором, а принимающее государство — регулятором. Поставщик поставяет, эксплуатирует и забирает ПАЭС целиком обратно включая отработавшее ядерное топливо (ОЯТ). Оператором ПАЭС является поставщик, а регулирование и лицензирование ПАЭС осуществляет принимающая страна.

Сценарий 2. Компания в принимающей стране является оператором, а принимающая страна — регулятором. Поставщик поставяет и забирает ПАЭС целиком обратно включая ОЯТ. Оператором ПАЭС является компания, назначаемая принимающей страной, а регулирование и лицензирование ПАЭС осуществляет сама принимающая страна.

Еще один сценарий — ситуация, когда вопросы регулирования ПАЭС передаются «на сторону» независимому подрядчику, а поставщик ПАЭС одновременно является и ее оператором. Этот сценарий может оказаться наиболее выгодным для принимающей страны с точки зрения необходимых инфраструктурных мероприятий, а также времени развертывания. Однако предварительный анализ показал, что использование существующей правовой основы в подобном случае может поднять ряд крупных проблем, в частности, касающихся ответственности за ядерный ущерб, а также государственной и нормативно-правовой базы по обеспечению безопасности. В соответствии с действующими в настоящее время законами и нормативными документами существует ряд важных видов деятельности, которые в рамках этого сценария могут быть выполнены только принимающим государством. С учетом этого данный сценарий становится очень похожим на два описанных выше и поэтому отдельно в данной работе не рассматривается.

Инфраструктурные последствия развертывания ПАЭС для поставщика и принимающей страны

Инфраструктурные вопросы, связанные с экспортным развертыванием ПАЭС, были рассмотрены по 19 аспектам, определенным публикацией МАГАТЭ, посвященной этапам развития национальной инфраструктуры для ядерной энергетики [3], и нормами безопасности МАГАТЭ № SSG-16 [4]. Основное внимание было уделено отличиям от обычных АЭС. Основные выводы этого анализа представлены в табл. 1, в которой рассмотрены два варианта:

Вариант 1. ПАЭС собирается, заправляется топливом, испытывается, проходит техобслуживание и дозаправку в заводских условиях. В конце срока службы ПАЭС и ее ОЯТ возвращаются поставщику;

Вариант 2. ПАЭС собирается и проходит техобслуживание в заводских условиях, однако заправляется и дозаправляется топливом на площадке. Хранилища для свежего топлива и ОЯТ находятся на ПАЭС или вне ее. В конце срока службы ПАЭС и ОЯТ возвращаются поставщику (раздельно).

Таблица 1. Особенности ядерной инфраструктуры для различных вариантов ПАЭС [2]

№	Характеристика	Вариант 1	Вариант 2
1	Национальная позиция	Отсутствуют требования по обращению с топливом для принимающей страны. Нет одновременных хранилищ высокоактивных отходов (ВАО) в принимающей стране. Для транспортировки реакторов со свежим топливом или ОЯТ потенциально могут потребоваться дополнительные двусторонние или многосторонние международные соглашения и соображения. Транспортировка ПАЭС требует специального рассмотрения (См. § 8.2 в [2]) ^а . Потенциально обязательство по использованию национальных ресурсов (финансовых и людских) для создания необходимой инфраструктуры могут быть минимизированы для принимающей страны	Отсутствуют долговременные хранилища ОЯТ и ВАО в принимающей стране. Потенциально обязательство по использованию национальных ресурсов (финансовых и людских) для создания необходимой инфраструктуры могут быть минимизированы для принимающей страны. Для ПАЭС наземного базирования при возведении ядерного оборудования на площадке может потребоваться меньше национальных ресурсов, чем при строительстве обычного реактора на соответствующей площадке
2	Ядерная безопасность	В отношении безопасности необходимо рассматривать проектные и эксплуатационные характеристики ПАЭС, а также аспекты, связанные с обращением с ее отходами. Принимающая страна должна обеспечить регулирующий надзор в стране-поставщике по заправке топливом и пусконаладным испытаниям. Проект должен создаваться на основе нормативно-правовой базы безопасности страны-поставщика. Необходимо рассмотрение вопросов ядерной безопасности и регулирования в процессе транспортировки ПАЭС	В отношении безопасности необходимо рассматривать проектные и эксплуатационные характеристики ПАЭС, а также аспекты, связанные с обращением с ее отходами. Принимающая страна должна обеспечить регулирующий надзор и сертификацию в стране-поставщике, однако заправку топливом и ввод в эксплуатацию осуществлять на рабочей площадке
3	Управление	Повышенная ответственность в области управления для поставщика, а для принимающей страны — опора на поставщика и транспортную компанию	

Табл. 1. (продолжение)

№	Характеристика	Вариант 1	Вариант 2
4	<p>Финансирование</p>	<p>Потенциально оплата только после доставки ПАЗС или оплата только за продукт. Потенциально предоплата за топливо как часть контракта на поставку ПАЗС. Это может считаться лизингом реактора или лизингом топлива</p>	<p>Для МСР/ПАЗС потребности в капиталовложениях являются существенно меньшими (аналогично финансовым соглашениям типа ВОО(Т)). Площадка ПАЗС может быть легче возвращена к статусу «зеленой лужайки», что уменьшает издержки по выводу из эксплуатации</p>
5	<p>Законодательная база</p>	<p>Необходимо изучение законодательства в области безопасности включая разрешение (т. е. размещение, проект, строительное рассмотрение и оценку, инспектирование и обеспечение выполнения). Необходимо изучение законодательства, применимого к транспорту/ровке ПАЗС включая обязательства и ответственность операторов/перевозчиков в период транзита через третьи страны (см. [2, § 8.2])</p>	<p>Необходимо изучение законодательства в области безопасности включая разрешение (т. е. размещение, проект, строительное рассмотрение и оценку, инспектирование и обеспечение выполнения)</p>
6	<p>Гарантии</p>	<p>Если установка спроектирована, построена и герметизирована в ядерной стране, но эксплуатируется в неядерной стране, необходимо обеспечить проверку проектной документации в ядерной стране. Возможно, такую проверку сможет выполнять МАГАТЭ в рамках добровольного соглашения о гарантиях с ядерной страной. МАГАТЭ потребует подтвердить свою способность по проверке активных зон с длительным сроком службы без доступа к повторным измерениям. Если выполнимость проверок МАГАТЭ герметизированного реактора будет продемонстрирована, то требования к государственной системе учета и контроля радиоактивных материалов в принимающей стране могут быть упрощены (подробнее см. дискуссию в [2, § 5])</p>	

Табл. 1. (продолжение)

№	Характеристика	Вариант 1	Вариант 2
7	Нормативно-правовая база	<p>Ответственность за регулирование лежит на принимающей стране, даже если установка спроектирована, построена, управляема топливом и подготовлена к эксплуатации по лицензии, поставленной регулирующим органом поставщика.</p> <p>Обоснованно ожидать подтверждений эксплуатационных характеристик и характеристик безопасности после доставки, и тогда регулятору принимающей страны потребуются учредить стандарты для демонстрации в тестах на площадке.</p> <p>Дальнейшего рассмотрения требует ответственность за регулирование заполненного топливом реактора в ходе транспортировки через другие страны или территориальные воды (см. [2, § 8.2]).</p> <p>Дальнейшего рассмотрения требует и ответственность за регулирование облученного реактора (с топливом в активной зоне) (см. [2, § 8.2])</p>	<p>Ответственность за лицензирование остается на регуляторе принимающей страны, откуда вытекает необходимость обеспечения высокого качества изготовления ПАЭС. Заполнение топливом и ввод в эксплуатацию на площадке требует такого же надзора, как и проекты обычных реакторов.</p> <p>ПАЭС является необлученной и, следовательно, не потребует какого-либо радиационного регулирования в процессе транспортировки.</p> <p>Ответственность за регулирование облученного реактора без топлива в активной зоне требует подтверждения. Некоторые крупные реакторные компоненты транспортируются после облучения в рамках специального соглашения, и ожидается, что будет возможно организовать транспорт облученных компонентов ПАЭС</p>
8	Радиационная защита	Необходимо рассмотрение вопросов радиационной защиты в ходе транспортировки реактора с топливом (см. [2, § 8.2])	
9	Электрическая решетка	Потенциально вызывает меньшее беспокойство — особенно если проект ПАЭС предусматривает безопасную автономную работу (без решетки)	Потенциально вызывает меньшее беспокойство — особенно если проект ПАЭС предусматривает безопасную автономную работу (без решетки)
10	Развитие людских ресурсов	Потенциально нет необходимости в тренировках персонала принимающей страны для строительства или ввода в эксплуатацию и работы ПАЭС (если ее оператором является поставщик)	Требования к людским ресурсам потенциально уменьшены вследствие модульности проекта и упрощенной конструкции
11	Участие заинтересованных сторон	Аналогично обычной АЭС	Аналогично обычной АЭС

Табл. 1. (продолжение)

№	Характеристика	Вариант 1	Вариант 2
12	Площадка и вспомогательные сооружения	Необходимо рассмотрение специфических условий, связанных с размещением ПАЗС. Отсутствует необходимость в строительстве дополнительных хранилищ для ВАО и ядерного топлива в принимающей стране	Необходимо рассмотрение специфических условий, связанных с размещением ПАЗС. В зависимости от конкретного проекта ПАЗС в некоторых случаях может потребоваться строительство на площадке промежуточных хранилищ для топлива
13	Охрана окружающей среды	Необходимо рассмотрение специфических воздействий ПАЗС на окружающую среду, в том числе радиологического воздействия в результате радиоактивных выбросов. Отсутствует обращение с топливом в принимающей стране может снизить потенциальное воздействие на окружающую среду в этой стране. Необходимо рассмотрение последствий для окружающей среды в результате транспорта работоспособного реактора	Необходимо рассмотрение специфических воздействий ПАЗС на окружающую среду, в том числе радиологического воздействия в результате радиоактивных выбросов
14	Аварийное планирование	Необходимо рассмотрение специфических для ПАЗС вопросов аварийного планирования (например, кто является ответственным за реагирование на внешние или запроектные аварийные события). Отсутствие риска ядерных аварий в ходе дозаправки топливом. В проектах ПАЗС могут предлагаться пониженные требования к аварийному планированию, основанные на анализе аварий. Необходимо рассмотрение эффектов аварийного планирования при транспорте реактора с топливом (см. [2, § 8.2])	Необходимо рассмотрение специфических для ПАЗС вопросов аварийного планирования. Проекты ПАЗС могут предложить уменьшенные требования к аварийному планированию, основанные на анализе аварий
15	Надежность и физическая защита	Необходимо рассмотрение вопросов надежности и физической защиты, специфических для ПАЗС. Отсутствие перемещения топлива за пределами активной зоны уменьшит потенциальный риск для безопасности. Необходимо рассмотрение вопросов надежности в ходе транспорта реактора с топливом	Необходимо рассмотрение вопросов надежности и физической защиты, специфических для ПАЗС

Табл. 1. (окончание)

№	Характеристика	Вариант 1	Вариант 2
16	Ядерный топливный цикл	ОЯТ вывозится без обязательств по его хранению в принимающей стране	ОЯТ хранится до момента вывоза всей ПАЗС аналогично тому, как это сейчас делается в рамках соглашений по промежуточному хранению. При вывозе ПАЗС вывоз (отдельный) ОЯТ осуществляется без обязательств по его хранению в принимающей стране
17	Радиоактивные отходы	Все отходы вывозятся как часть возврата ПАЗС к поставщику. Следует рассмотреть вопросы повреждения ПАЗС в результате какой-либо аварии, вследствие чего ПАЗС станет нетранспортабельной ^а	ВАО могут быть вывезены вместе с ПАЗС и ОЯТ (в рамках соответствующих контрактных договоренностей). Следует рассмотреть вопросы повреждения ПАЗС в результате какой-либо аварии, вследствие чего ПАЗС станет нетранспортабельной
18	Промышленное участие	Возможности для национального участия снижены	
19	Поставка	Потенциальная возможность для заключения всеобъемлющего контракта от поставки ПАЗС до ее вывоза	Могут потребоваться отдельные соглашения по контракту для поставки/возвращения топлива

^а В зависимости от технологии и согласия заинтересованных сторон заполненный топливом может считаться либо «работоспособным реактором», либо «транспортной упаковкой топлива». И в том, и в другом случае возникают вопросы транспортной ответственности и регулирующего надзора (см. [2, § 8.2]).

^б Во избежание предоплаты за топливо могут быть рассмотрены различные варианты, например, официальная продажа топливной загрузки третьей стороне, которая затем сдаст топливо в аренду пользователю ПАЗС на основе принципа немедленной оплаты расходов (англ. pay as you go) (см. [5]).

^в Например, если работа реактора стала непредсказуемой (в частности, если положение холодных критических стержней начало отличаться от предполагаемого), то, возможно, потребуется открытие реактора на месте, поскольку его транспортировка в этом случае будет невозможной.

Было установлено, что экспортные сделки по ПАЭС могут вовлечь не только страну-поставщика и принимающую страну, но и, в зависимости от используемого технического варианта, другие страны, т. е. третьи стороны в сделке. Транспортировка необлученных компонентов для АЭС является действующей практикой, а свежее и отработавшее топливо транспортируется в рамках четко определенных и согласованных стандартов. Однако третьи стороны также могут проявить интерес к тому, чтобы реакторы, заполненные топливом в заводских условиях, транспортировались по их территории или через их территориальные воды. В конце срока службы ПАЭС ее вывоз с топливом в активной зоне также может вызвать подобный интерес. В этой связи транспортировка ПАЭС с топливом в активной зоне (вариант 1) требует тщательного рассмотрения всеми участвующими сторонами (страной-поставщиком, принимающей страной, а также странами, через территорию или территориальные воды которых будет перевозиться ПАЭС) и может потребовать специальных правовых договоренностей.

В отношении стран-поставщиков были сделаны следующие основные выводы:

ПАЭС обеспечивает возможности для инновационных коммерческих соглашений, имеющих потенциал по снижению первоначальных затрат для принимающей стороны. Поставщиком ПАЭС может быть рассмотрено несколько вариантов, таких как лизинг ПАЭС, продажа ПАЭС с оплатой по доставке, эксплуатация ПАЭС и продажа электричества, произведенного пара или любых иных продуктов. Каждый из этих вариантов может облегчить принимающему государству принятие решения о том, что покупка ПАЭС является более целесообразной, чем покупка реактора, собираемого на площадке, с возможными рисками задержки строительства и соответствующего увеличения стоимости финансирования.

Признавая ответственности регулятора в принимающей стране, поставщик должен будет взять на себя обязательства перед регулятором принимающей страны по обеспечению ее доступа к подробному проекту и к документам по обеспечению безопасности, утвержденным национальным регулятором страны-поставщика.

Один из важнейших вопросов ПАЭС связан с самой концепцией их работы, а именно с транспортабельностью. Если ПАЭС транспортируется как готовая установка полностью заводского изготовления, однако с отдельно перевозимым топливом, загружаемым на рабочей площадке ПАЭС, то с точки зрения инфраструктуры такая ПАЭС не будет отличаться от обычной АЭС, по-

строенной на традиционной площадке. Данная концепция инфраструктуры ПАЭС является наипростейшей, поэтому поставщик может считать, что в краткосрочной перспективе она будет представлять наиболее легкий путь для реализации концепции ПАЭС.

В отношении принимающих стран основные выводы оказались следующими:

- Внедрение ПАЭС может потребовать меньше финансовых и людских ресурсов от принимающей страны. ПАЭС может лучше подходить для небольших сетей электроснабжения, а ее развертывание может быть осуществлено быстрее, чем строительство обычной АЭС. Вместе с тем существует ряд вопросов, требующих рассмотрения всеми участвующими сторонами в принимающей стране. По-прежнему важным считается создание некоей группы по рассмотрению всех последствий развития ядерной энергетики в стране. Для этого потребуются учреждение специальной организации типа предложенной NEPIO (см. [6]), занимающейся выполнением ядерно-энергетических программ.
- Среди основных вопросов, требующих рассмотрения принимающей страной, можно перечислить: обязательства по созданию надлежащего ядерного законодательства, принятие ответственности и учреждение регулирующего органа с полномочиями, ответственностью и компетенциями по надзору над АЭС. Регулирующий орган принимающей страны должен иметь полномочия по установлению национальных стандартов (например, в качестве основы для этой цели могут быть использованы международные стандарты) для АЭС и по обеспечению соблюдения этих стандартов в процессе производства, ввода в эксплуатацию, лицензирования и эксплуатации. Регулирующий орган принимающей страны не может передавать ответственность за эти действия независимому подрядчику, хотя получать советы и рекомендации от других регулирующих органов, включая регулирующие органы поставщика, было бы целесообразно.
- Принимающая страна должна установить критерии для площадки, которые в том числе должны содержать условия для площадки на момент окончания эксплуатации, когда ПАЭС будет вывезена и возвращена поставщику. Мероприятия по охране окружающей среды, аварийному планированию, надежности и физической защите, как и в случае обычной АЭС, должны охватывать все этапы жизненного цикла ПАЭС включая транспортировку ПАЭС до и после установки.

Последствия для гарантий МАГАТЭ

Вопросы гарантий и проверок при экспортных сделках с ПАЭС были подробно проанализированы в [2, § 5]. Был сделан вывод, что с точки зрения гарантий в характеристиках ПАЭС при строительстве или эксплуатации нет ничего отличающегося от строительства или эксплуатации нетранспортной ядерной установки. Вместе с тем представляется очевидным, что если установку планируют построить в ядерной стране и экспортировать в неядерную страну, то ядерной стране будет целесообразно заключить соглашение с МАГАТЭ, по которому МАГАТЭ сможет проверять проектную информацию об установке в период ее строительства. Помимо этого в случае, когда проект ПАЭС предполагает заполнение реакторов топливом в заводских условиях и последующую работу ПАЭС без дозаправок топливом на площадке, МАГАТЭ может потребоваться подтверждение своих полномочий по проверке активных зон с длительным сроком службы без доступа к топливу для повторных измерений.

Международная правовая база

Был выполнен подробный анализ международной правовой базы (см. приложение в [2]) с особым вниманием к ее применимости для развертывания и эксплуатации ПАЭС. В результате этого анализа были сделаны следующие основные выводы:

Применимость международно-правовых документов (конвенций) по ядерной безопасности [7—14], физической защите [15; 16] и ответственности за ядерный ущерб [17—22] к сделкам по ПАЭС, осуществляемым странами-участницами по этим документам, требует тщательного рассмотрения в свете положений, касающихся рамок действия каждой конкретной конвенции.

Международные необязательные требования и рекомендации, установленные МАГАТЭ [23—28; 12—14], должны применяться и к ПАЭС. Гибкий характер «Основополагающих принципов безопасности» [13], а также «Требований по безопасности» [13; 14; 23—26; 29; 30] позволяет применять их к каждому конкретному случаю в соответствии с требованиями поставщика и принимающей страны, а также делает их применимыми к инновационным техническим достижениям, возможно, не учтенным во время разработки проекта.

Вариант 2 (когда топливо перевозится отдельно от реактора) не требует разработки каких-либо новых правовых документов для охвата вопросов транспортировки. Могут потребоваться специальные соглашения для обе-

спечения транспортировки ПАЭС (в отличие от топлива) обратно в страну-поставщик. Имеющиеся примеры международной транспортировки крупногабаритных облученных компонентов АЭС в рамках специальных соглашений могут быть использованы в качестве моделей.

Сценарий 1 (поставщик является оператором, а принимающее государство — регулятором) и сценарий 2 (компания в принимающей стране является оператором, а принимающая страна — регулятором) не создают юридических или институциональных проблем. Важным моментом является обеспечение того, чтобы в коммерческих договоренностях на поставку ПАЭС были всесторонне рассмотрены юридические полномочия поставщика и принимающей страны, а также права надзора регулятора принимающей страны, который в любом случае сохраняет полномочия на выдачу лицензий и разрешений на всех этапах эксплуатации на территории принимающей страны.

Анализ текущего состояния применимого международного ядерного законодательства и связанных с ним нормативных документов показал, что в тех случаях, когда на ПАЭС планируется использовать реакторы, заполненные топливом и испытанные в заводских условиях (вариант 1), имеются явные пробелы и недостаточный охват ряда видов деятельности, относящихся к ПАЭС. Помимо этого в развитии международной правовой основы отсутствует достаточная правовая определенность или предсказуемость. Поставщики ПАЭС и принимающие их страны, заинтересованные работать в ясных и предсказуемых правовых реалиях, могут достичь этой цели в том случае, если страна-поставщик, принимающая страна и все вовлеченные третьи страны заключат между собой международный договор об использовании ПАЭС. При отсутствии такого договора поставщик и оператор ПАЭС будут вынуждены придерживаться национальных законов, нормативных документов и международных конвенций.

Международные сделки с ПАЭС, заполненными топливом и испытанными в заводских условиях (вариант 1), поднимают следующие правовые вопросы:

- В какой момент АЭС становится субъектом требований международной безопасности, надежности (физической защиты) и ответственности за ядерный ущерб?
- Как и кем будет реализовываться ответственность за безопасность, физическую защиту и ядерный ущерб в процессе ввода ПАЭС в эксплуатацию, транспортировки через иные юрисдикции, а затем установки на площадке принимающей страны?

Вопросы ядерной безопасности

Если реакторы ПАЭС заполняются топливом и испытываются в заводских условиях (вариант 1) и только затем перевозятся на эксплуатационную площадку, то с точки зрения ядерной безопасности необходимо достижение консенсуса по следующему вопросу: следует ли реактор, заполненный топливом в заводских условиях, считать в ходе транспортировки «действующим реактором» или его можно рассматривать как «упаковку ядерного топлива» (свежего или отработавшего)? Нахождение консенсуса по этому вопросу необходимо среди всех участвующих сторон, а именно страны-поставщика, принимающей страны и всех стран, через территории или территориальные воды которых будет перевозиться реактор с топливом. Решение будет зависеть от оценки технических мер, реализованных на конкретном проекте ПАЭС с целью недопущения критичности в процессе транспортировки, и, вероятнее всего, это решение должно быть ясно доведено до сведения международного сообщества.

Если будет согласовано решение считать транспортируемый реактор «упаковкой ядерного топлива», то в этом случае будут применяться правовые нормы и стандарты безопасности для транспортировки свежего и отработавшего ядерного топлива [9; 14].

Случай, когда транспортируемый реактор будет считаться «действующим реактором», в настоящее время в международных обязательных юридических нормах или в не имеющих обязательной силы рекомендациях (нормах безопасности и рекомендациях по физической защите) явным образом не рассматривается.

Вопросы физической защиты

В отношении вопросов физической защиты транспортировка реактора с топливом (ПАЭС — вариант 1) является достаточно новым делом. Вместе с тем существующие юридически обязательные нормы [15; 16] и рекомендации [28] по физической защите носят типовой характер. Они были тщательно разработаны государствами-участниками (странами — членами МАГАТЭ в случае рекомендаций МАГАТЭ по физической защите [28]) для того, чтобы не препятствовать любым технологическим инновациям. Поэтому в условиях отсутствия обоснования обратного можно заключить, что применение действующих юридически обязательных, а также необязательных норм и рекомендаций по физической защите остается в силе для рассмотрения известных проблем, возникающих при транспортировке ПАЭС с реактором,

заполненным топливом и испытанным в заводских условиях. Учитывая новизну этого варианта, возможно, следует применять действующие рекомендации более строго — до тех пор, пока не будут созданы более специфичные и основанные на практическом опыте нормативы.

Заключение

Проведенное исследование показало, что правовые и институциональные вопросы и сложные задачи, связанные с экспортным развертыванием ПАЭС, относятся к варианту 1, т. е. к случаю, когда перед транспортировкой ПАЭС на эксплуатационную площадку в принимающей стране ядерные реакторы ПАЭС заполняются топливом и испытываются в заводских условиях. Для решения этих проблем в краткосрочной перспективе были сформулированы следующие рекомендации:

- в расширенном контексте все страны, для которых существует вероятность оказаться вовлеченными в использование ПАЭС, должны своевременно стать сторонами международных конвенций по ядерной безопасности [7—11], физической защите [15; 16] и ответственности за ядерный ущерб [17—22];
- страна-поставщик, принимающая страна и все вовлеченные третьи страны могут прийти к согласию о заключении между собой международного договора (договоров) для охвата инновационных аспектов, касающихся использования ПАЭС, которые в настоящее время не являются предметом действующих правовых норм;
- такие договоры, в частности, должны юридически определить, в какой момент АЭС становится субъектом требований международной безопасности, физической защиты и ответственности за ядерный ущерб и кем и как должны исполняться (а при необходимости — передаваться) обязанности по ядерной безопасности, физической защите и ответственности за ядерный ущерб в процессе ввода ПАЭС в эксплуатацию, транспортировки через иные юрисдикции и установки на площадке в принимающей стране;
- на основе положений упомянутых договоров необходимо разработать соответствующие рекомендации по ядерной безопасности, физической защите и охране окружающей среды и ввести их в национальные нормативные документы во всех странах, участвующих в экспортных сделках.

Продуманное применение действующих национальных регулирующих нормативов и международных стандартов безопасности [23—27; 12—14]

также обеспечивает хорошую отправную точку, поскольку многие из них будет возможно применить к инновационным техническим достижениям, возможно, не учтенным в процессе разработки проекта.

Для будущего рассмотрения остается вопрос о том, что международная сертификация проектов и международное лицензирование оборудования, компонентов и даже операторов сможет существенно облегчить международные сделки с участием инновационных ПАЭС.

Литература

1. <http://www.iaea.org/INPRO/>.
2. Legal and Institutional Issues of Transportable Nuclear Power Plants: A Preliminary Study: IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.5. — Vienna, 2013 (<http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10516/Legal-and-Institutional-Issues-of-Transportable-Nuclear-Power-Plants-A-Preliminary-Study>).
3. Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power: IAEA Nuclear Energy Series No. NG-G-3.1. — Vienna, 2007.
4. Establishing the Safety Infrastructure for a Nuclear Power Programme: IAEA Safety Standards Series SSG-16. — Vienna, 2012.
5. Status of Small Reactor Designs without On-site Refuelling: IAEA-TECDOC-1536. — Vienna, 2007.
6. Responsibilities and Capabilities of a Nuclear Energy Programme Implementing Organization: IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.6. — Vienna, 2009.
7. *Stoiber C., Baer A., Pelzer N., Tonhauser W.* Handbook on Nuclear Law / IAEA. — Vienna, 2003.
8. International Convention and Legal Agreements: Convention on Nuclear Safety / IAEA. — Vienna, 1999—2012.
9. International Convention and Legal Agreements: Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management / IAEA. — Vienna, 1999—2001.
10. Convention on Early Notification of a Nuclear Accident: INFCIRC/335 / IAEA. — Vienna, Nov. 18 1986.

11. Convention on Assistance in the Case of a Nuclear Accident or Radiological Emergency: INFCIRC/336/Add. 1 / IAEA. — Vienna, Mar. 10 1987.
12. IAEA Safety Standards Series // <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/Series/33/IAEA-Safety-Standards-Series>.
13. Fundamental Safety Principles: IAEA Safety Standards Series No. SF-1. — Vienna, 2006.
14. Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material, 2012 Edition: IAEA Safety Standards Series SSR-6. — Vienna, 2012.
15. International Convention and Legal Agreements: Convention on the Physical Protection of Nuclear Material / IAEA. — Vienna, 1987.
16. Amendment to the Convention on the Physical Protection of Nuclear Material: GOV/INF/2005/10–GC(49)/INF/6 / IAEA. — Vienna, Sept. 6 2005.
17. Vienna Convention on Civil Liability for Nuclear Damage: INFCIRC/500 / IAEA. — Vienna, Mar. 20 1996 (<http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/1996/inf500.shtml>).
18. Protocol to Amend Vienna Convention on Civil Liability for Nuclear Damage, INFCIRC/566 / IAEA. — Vienna, July 20 1997 (<http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/1998/infcirc566.shtml>).
19. Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage: IAEA INFCIRC/567. — Vienna, July 22 1998 (<http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/1998/infcirc567.shtml>).
20. Joint Protocol Relating to the Application of the Vienna Convention and the Paris Convention: INFCIRC/402 / IAEA. — Vienna, May 1992 (<http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/Others/inf402.shtml>).
21. Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy, Paris, France (29 July 1960) amended by Protocol (28 January 1964), and (16 November 1982) // http://www.oecd-nea.org/law/nlparis_conv.html.
22. Brussels Convention Supplementary to the Paris, France, Convention (31 January 1963), OECD/NEA, Paris (1963) // <http://www.oecd-nea.org/law/nlbrussels.html>.
23. European Atomic Energy Community, Food and Agriculture Organization of the United Nations, International Atomic Energy Agency, International Labour Organization, International Maritime Organization, OECD

- Nuclear Energy Agency, Pan American Health Organization, United Nations Environment Programme, World Health Organization, Radiation Protection and Safety of Radiation Sources: International Basic Safety Standards — Interim Edition, IAEA Safety Standards Series GSR Part 3, (Interim) / IAEA. — Vienna, 2011.
24. Preparedness and Response for a Nuclear or Radiological Emergency: IAEA Safety Standards Series No. GS-R-2. — Vienna, 2002.
 25. Safety Assessment for Facilities and Activities: IAEA Safety Standards Series No. GSR Part 4. — Vienna, 2009.
 26. Predisposal Management for Facilities and Activities: IAEA Safety Standards Series GSR Part 5. — Vienna, 2009.
 27. Site Evaluation for Nuclear Installations: IAEA Safety Standards Series No. NS-R-3. — Vienna, 2003.
 28. Nuclear Security Recommendations on Physical Protection of Nuclear Material and Nuclear Facilities INFCIRC/225/Rev.5, IAEA Nuclear Security Series No. 13. — Vienna, 2011.
 29. Safety of Nuclear Power Plants: Design: IAEA Safety Standards Series No. SSR-2/1. — Vienna, 2012.
 30. Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation: IAEA Safety Standards Series SSR-2/2. — Vienna, 2012.

Риски атомно-энергетических проектов: подходы к классификации и управлению

Д. Ю. Чумак

Государственный университет управления

Т. Д. Щепетина

НИЦ «Курчатовский институт»

Введение

Использование ядерной энергии сопряжено с особыми рисками для здоровья и безопасности людей и окружающей среды — рисками, которые должны тщательно изучаться и регулироваться. Также ей присущи и обычные риски экономического и институционального характера. Возникает вопрос об управлении рисками. Если рассмотреть различные структуры и способы классификации рисков, которые будут представлены ниже, можно сделать вывод, что за управление рисками отвечает каждое звено организации от низшего до высшего. Понимание, что такое риск, какие существуют виды рисков, насколько те или иные риски оказывают влияние на деятельность организации, дает новое представление об управлении организацией.

Системный подход к проблеме рисков предполагает рассмотрение «на одном листе» рисков проекта АЭС как в «пространстве» этого проекта, так и во времени, чтобы не упустить из виду отдаленные технические и экономические последствия принимаемых «сегодня» решений. Например, некоторые «отдаленные» риски, возникающие на стадии вывода АЭС из эксплуатации, могут быть эффективно снижены именно на стадии проектирования выбором слабоактивируемых материалов и применением легкоразборных конструкций. Аналогичное внимание необходимо и к операционным рискам при эксплуатации.

Следует подчеркнуть, что нельзя рассматривать какой-то определенный риск отдельно от всей системы классификации. Отдельных рисков не существует, все они находятся в определенной структуре, и каждый является составляющим риска другого уровня.

Чаще всего встречаются инвестиционные проекты, цель которых — извлечение прибыли или дополнительных доходов. Атомная отрасль отличается тем, что большинство крупных проектов, например, строительство АЭС, вряд ли можно назвать чисто инвестиционными, ибо вложение инвестиций,

которые окупятся даже не через 10 лет, а позднее — очень рискованное предприятие для обычных инвесторов. Проекты в атомной энергетике характеризуются длительностью по периоду ответственности и высокой капиталоемкостью, имеют инфраструктурный характер, часто их задачей является «энергетическая безопасность» регионов. Также они обладают уникальностью, отличающей их от проектов других отраслей, например, тем, что «проект АЭС» не завершается выводом АЭС из эксплуатации, поскольку накопленные в ходе эксплуатации отработавшее ядерное топливо (ОЯТ) и радиоактивные отходы требуют переработки, утилизации и безопасного устранения из среды обитания и затрагивают сроки, кратно превышающие срок жизни самого энергообъекта.

Риск непосредственно влияет на жизненный цикл проекта, именно риск подчас дает правильный выбор стратегии для того или иного проекта. Чем сложнее и весомее проект, тем больше разновидностей рисков, окружающих этот проект. Рассматривая проекты атомной отрасли, мы сталкиваемся с такими рисками, которые в других проектах принципиально не встречаются. На рис. 1 схематично представлены типичные фазы проекта. Как правило, жизненный цикл проекта делится на несколько фаз. Возможно, в конкретном проекте каждая фаза будет иметь собственное подназвание. В соответствии с фазой выделяются и определенные риски, например, в фазе завершения проекта под названием «АЭС» больше всего будут влиять на проект радиационные риски, связанные с отработавшим ядерным топливом и РАО, а также объемы демонтажных работ.

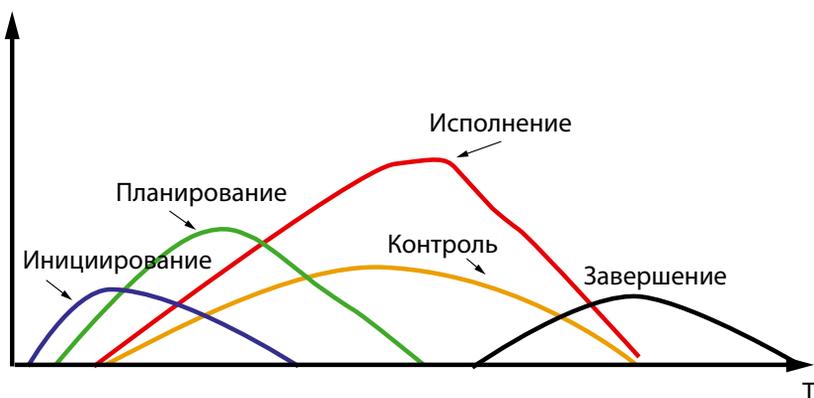


Рис. 1. Фазы проекта [3]

При реализации любого проекта невозможно избежать всех рисков, но ими можно управлять. Общая модель управления рисками представляет собой цепь последовательных действий: идентификация рисков, анализ рисков, методы работы с рисками, локализация рисков. В свою очередь, методы управления рисками включают также несколько способов.

Для проектов атомной энергетики предложена общая классификация по жизненному циклу АЭС, для удобства сгруппированная из отдельных подклассов, чтобы было видно, как виды рисков пересекаются в разных категориях, тем самым показывая, где от них возможен совокупный ущерб и по каким направлениям возможно управление ими [1].

На данном этапе рассматриваются три вида классификации — стратегическая, общая (табл. 1) и классификация по жизненному циклу проекта. Классификация рисков должна соответствовать конкретным целям и проводиться с позиций системного подхода. Одна и та же ситуация может содержать различные виды рисков, равно как и один вид риска, например, радиационный, может иметь различные источники. Системный подход применяется как к объектам проекта, так и к процессам.

Таблица 1. Один из вариантов возможной общей классификации рисков по всему жизненному циклу проекта в ЯЭ

Технические риски	Экономические риски	Институциональные риски	Ядерные и радиационные риски
Предпроектные и на стадии опытно-конструкторских работ	Инвестиционные	Нормативно-законодательные	При нормальных условиях эксплуатации
Проектные	Кредитные	Налоговые	Аварийные ситуации
Эксплуатационные	Финансовые	Лицензирование	От ОЯТ
Качества работ	Коррупционные		От радиоактивных отходов
Производственные, технологические	Ценовые	Политические	В топливном цикле
Квалификационные	Рыночные	Кадровые	Ущерб окружающей среде
Транспортные		Управленческие	Ущерб здоровью
Имущественные		Юридические	Вывод из эксплуатации
Человеческий фактор и связанные с ним риски: когнитивные, незнания, квалификации, компетенции, психологии			

В общей классификации показаны четыре крупные группы рисков, которые сопровождают проект и влияют на его эффективность на протяжении всего жизненного цикла. Это группы технических, экономических, институциональных, а также ядерных и радиационных рисков. Именно четвертая группа присуща только атомной энергетике и отличает эту отрасль от остальных сфер деятельности. На самом деле все эти группы взаимосвязаны, а некоторые подгруппы пересекаются и входят в разные группы одновременно, например, коррупционные, транспортные и имущественные риски. По сути все риски взаимосвязаны вследствие их технико-технологической, технико-экономической, экономико-правовой природы, а в итоге — экономическо-материального характера, так как выражаются в «денежных единицах», т. е. в конечном счете все риски объединены материальными затратами, направленными на устранение ущерба при их возникновении или на мероприятия по их минимизации. Такое эквивалентирование через денежное выражение объединяет, например, мало связанные между собой надежность работы банковской системы и объем аварийного резерва топлива, поскольку в терминах рисков влияние этих факторов можно оценить в одних и тех же величинах — в «деньгах».

Особо можно отметить так называемый человеческий фактор, включающий ряд антропогенных рисков и характеризующий качество принятия и исполнения решений. Хотя это явление заслуживает отдельного всестороннего исследования, в данном контексте его можно «округлить» до роли в управлении рисками в плане адекватности компетенций (опыта и квалификации на всех стадиях жизни проекта).

Ниже представлены схемы классификации рисков для каждой стадии жизненного цикла на примере «проекта АЭС». Для повышения информативности и системности охвата в схемах классификации рисков отражены не только сами риски, но и события, последствиями которых являются разные риски, т. е. источники рисков и угрозы.

На рис. 2 показана структура стратегических рисков. Они подразделены на три группы: институциональные, управленческие, инфраструктурные. Под институциональной средой в атомной энергетике понимается вся «нематериальная» деятельность, связанная с организацией нормативно-законодательной базы, подготовки кадров и т. п. В каждой группе сплошными стрелками показаны «факторы», которые входят в эту группу, а пунктиром — те группы, которые зависят или влияют на «события» другой группы.

Авторы считают, что учет инфраструктурных и институциональных рисков напрямую влияет на управленческие решения и соответствующие риски.



Рис. 2. Стратегические риски

Наиболее весома группа рисков, связанных с выбором направления деятельности, в данном рассмотрении — типа проекта. Специфика современной рыночной ситуации такова, что наряду с ядерной и радиационной безопасностью в атомной энергетике должны учитываться технологическая безопасность и комплексные риски применения различных аутсорсингов. Учет таких рисков также является следствием системного подхода, требующего «держать в своих руках» ключевые позиции, не отдавая их на откуп аутсорсингам.

На рис. 3 и 4 представлены основные группы рисков и инициирующих их видов деятельности на стадиях опытно-конструкторских работ, проектирования и сооружения АЭС.

Влияние рисков, возникающих в процессе сооружения и ввода в эксплуатацию энергоблока, можно в достаточной мере определить, предусмотреть и оценить (это детерминированные риски). Данные риски в существенной степени являются управляемыми, для них возможно планирование.



Рис. 3. Риски на стадии проектирования АЭС

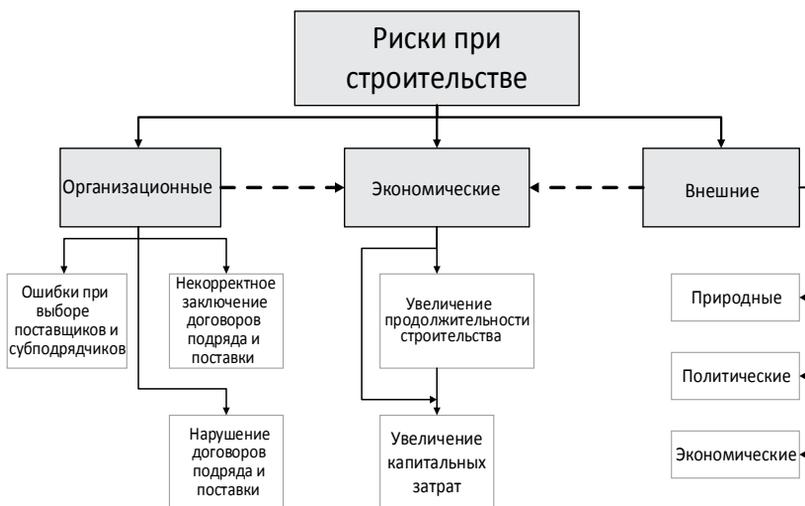


Рис. 4. Риски на стадии строительства АЭС

Все обозначенные группы рисков своим итогом могут иметь экономические потери, тяжесть которых всецело зависит от «весомости» группы рисков. На рис. 5 представлены основные группы рисков на стадии эксплуатации.



Рис. 5. Риски на стадии эксплуатации

На стадии вывода из эксплуатации, пожалуй, наличествует самая характерная для атомной отрасли карта классификации рисков (рис. 6). Присутствует влиятельный блок радиационных рисков, которые различаются для блоков АЭС большой мощности (БМ) и блоков малой мощности (ММ).

Группа рисков, связанных с ОЯТ и радиоактивными отходами, содержит массу уровней и подуровней, показать которые в обзорной статье невозможно. И в этом «квадрате» заложен смысл одного из основных отличий проектов атомной энергетики, заключающегося в необходимости «закрывающих стадий ядерного топливного цикла», которые должны заканчиваться окончательным и безопасным удалением радиоактивных элементов из среды обитания.



Рис. 6. Риски при выводе из эксплуатации блоков АС

В случае невмешательства в природные процессы распада образованных радиоактивных нуклидов период ответственности и наблюдения может составлять до 300 и более лет. В случае выбора стратегии трансмутации опасных нуклидов этот период может существенно сократиться, но по законам сохранения трансформируется в материальные затраты ближайшего периода.

С выходом на экспортные проекты появляются новые риски (рис. 7), в частности, репутационные, которые явно проявились в последнее время в плане допуска к участию в тендерах (например, АРЕВА в Чехии).

Представленные варианты классификации рисков далеко не претендуют на полноту и окончательность, поскольку по сути риски могут быть как простыми, так и сочетающимися разнонаправленные эффекты. Простые риски определяются полным перечнем непересекающихся событий, т. е. каждое из них может рассматриваться как не зависящее от других. Комплексные риски, как правило, имеют межгрупповые связи по источникам возникновения и последствиям.

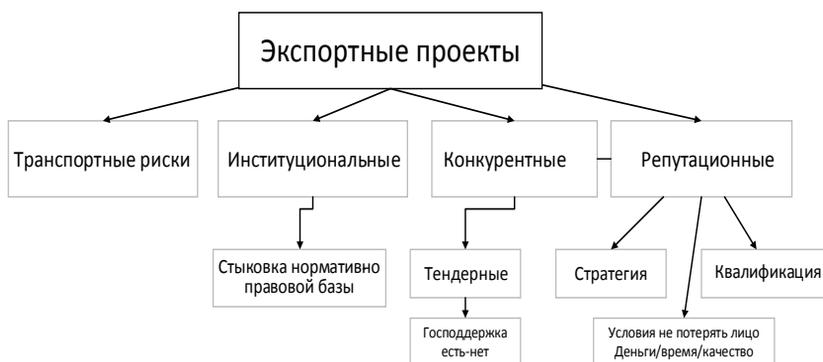


Рис. 7. Риски организации при экспорте

Приводить в классификации полную идентификацию всех единичных рисков не имеет смысла, так как в конкретном проекте их доля может меняться от определяюще большой до исчезающе малой. И нельзя рассматривать какой-то определенный риск отдельно от всей классификации. Одиноких, отдельных рисков не существует, все они находятся в определенной структуре, где каждый является составляющим другого риска.

Таким образом, работа по идентификации и классификации рисков чрезвычайно важна: не определив полный спектр влияющих рисков, нельзя перейти к следующим этапам минимизации и управления, так как без такого анализа реализация проекта может оказаться под сомнением. Именно полный риск-анализ подчас задает правильный выбор стратегии реализации для того или иного проекта.

Управление рисками

Управление рисками — это деятельность, связанная с преодолением неопределенности в ситуации неизбежного выбора, это процессы, связанные с идентификацией, анализом рисков и принятием решений, которые включают максимизацию положительных и минимизацию отрицательных последствий наступления рисков событий. Классификация рисков должна соответствовать конкретным целям и проводиться с позиций системного подхода.

По сути управление рисками начинается с выбора проекта. Именно на этом этапе происходит минимизация некоторых групп и отдельных рисков.

Выделено четыре пути минимизации рисков на стадии принятия решения, выбора проекта и на стадии инициирования:

- избегание;
- блокирование;
- хеджирование;
- диверсификация.

В последних двух случаях риск никуда не девается, он так и остается, но возможные последствия и ущерб снижаются подчас в несколько раз.

Обычно выбор для реализации того или иного инвестиционного проекта делают, исходя из таких показателей, как величина удельных капитальных затрат, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход и др. Они отражают сиюминутные интересы. Но в энергетике правильнее было бы наряду с этими традиционными критериями учитывать и энергетическую безопасность, обеспечиваемую энергогенерирующим объектом, где должны учитываться, в частности, и непредвиденные и аварийные остановы.

При выборе проекта, сравнивая и рассматривая разные альтернативы, в первую очередь обращают внимание на одномоментные или на удельные капитальные затраты, что не всегда целесообразно. Экономия «в данный момент» не всегда приводит к экономии в целом. Затраты следует просчитывать на весь цикл жизни проекта вплоть до его вывода из эксплуатации. Также подчас сосредоточение «экономии» на удельных капитальных затратах приводит и к «экономии» самой прибыли. Это может быть связано с увеличением срока окупаемости в связи с перебоями в работе станции, так называемой эксплуатационной надежностью.

Следует подчеркнуть, что за сутки энергоблок мощностью 1000 МВт вырабатывает электроэнергию на сумму около 1 млн долл. Такова может быть цена простоя блока из-за незначительных отказов даже второстепенного оборудования.

Подходы к определению рациональных размеров блоков можно проиллюстрировать и на опыте Белоруссии [2], где выбранная большая единичная мощность блока (1200 МВт) приводит к необходимости увеличения сетевой резервной мощности. Научный (неполитизированный) анализ состояния белорусской энергосистемы показывает, что дополнительные затраты при строительстве АЭС по выбранному проекту энергосистема должна понести в основном на создание и содержание дополнительных необходимых мощ-

ностей резерва — горячего и холодного резерва на органических видах топлива.

Рассматривая в таком разрезе риски в атомной энергетике, в качестве альтернативы проектам станций большой мощности для снижения ключевых рисков в плане улучшения безопасности и инвестиционной привлекательности на плече всего жизненного цикла «от колыбели до могилы» следует противопоставить атомные станции малой мощности (АСММ).

Известно положение, что при снижении мощности блока в 10 раз интегральные показатели безопасности улучшаются в 1000 раз [3].

Длительный срок строительства блоков большой мощности и значительный объем единовременных инвестиций зачастую является сдерживающим фактором. Возможность индустриального серийного производства блоков АСММ, поэтапный ввод в действие в существенно короткие сроки, упрощение процедур лицензирования, страхования, вывода из эксплуатации и существенно меньшие инвестиционные риски при соответствующих затратах на блок обусловили интерес к АСММ в США для использования их в больших энергетических системах.

В таких подходах для АСММ применимо понятие хеджирование рисков. Блоки с реакторами МСМ могут занять определенное место и в крупных энергосистемах как альтернатива блокам большой единичной мощности, объединив преимущества снижения как экономических, так и ядерно-радиационных рисков.

В связи с тем, что несколько блоков модульных станций можно строить одновременно и вводить в эксплуатацию по мере готовности в более короткие сроки, нежели крупные АЭС, следует сделать вывод, что снижается *риск роста затрат от увеличения срока строительства* АЭС. Во-первых, конструктивные особенности модульных атомных станций малой и средней мощности, собираемых в заводских условиях, позволяют устанавливать реакторные установки на площадке уже готовыми к эксплуатации, что снижает сроки строительства, транспортировки и наладки АЭС в отличие от АЭС большой мощности, монтируемых непосредственно на площадке. Срок окупаемости инвестиций за счет более раннего старта эксплуатации уменьшается.

Во-вторых, АС малой мощности позволят снизить капитальные затраты вопреки устоявшемуся мнению об удешевлении установленного киловатта с ростом мощности единичного блока за счет массовости и неизбежно серийного производства оборудования и компонентов. На рис. 8 показаны преимущества АСММ (10 блоков мощностью по 100 МВт) по сравнению с

блоком 1000 МВт при разной длительности строительства и, соответственно, увеличивающихся удельных капитальных затратах.

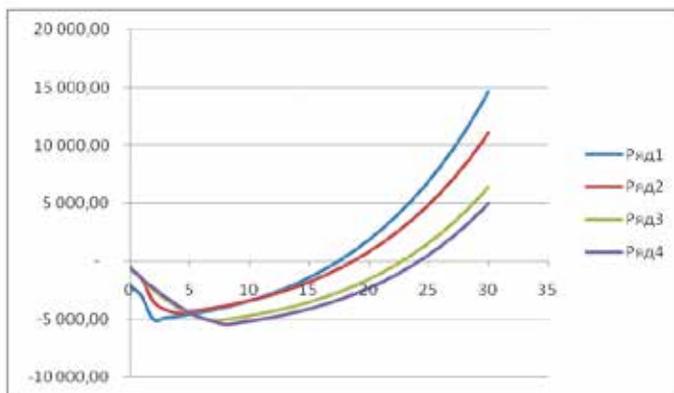


Рис. 8. Экономическая модель прибыли различных вариантов АЭС. Кривая прибыли/убытка нарастающим итогом модульных атомных станций: 1 — АСММ 10-100 МВт со сроком строительства два года и $K_{уд} = 6000$ долл./кВт, 2 — АЭС 1000 МВт со сроком строительства пять лет и $K_{уд} = 4500$ долл./кВт, 3 — АЭС 1000 МВт со сроком строительства шесть лет и $K_{уд} = 5000$ долл./кВт, 4 — АЭС 1000 МВт со сроком строительства семь лет и $K_{уд} = 5000$ долл./кВт

Все принципиальные преимущества АСММ по безопасности, маневренности, экологическому воздействию, нераспространению ядерных материалов нельзя перевести в денежный эквивалент, во всяком случае, хотя бы до тех пор, пока на государственном уровне не будут приняты такие понятия, как риск и его эквивалентирование, плата за риск и за ущерб, что создаст возможность включить все косвенные (внешние) затраты в себестоимость продукции (энергии).

Диверсификация рисков при использовании АСММ возможна в случае организации энерготехнологических комплексов с выпуском различной продукции с высокой добавленной стоимостью на основе энергии АСММ. Подробнее об этом сказано в статье «Система малых АЭС для гармонизации топливно-энергетического комплекса страны. Подходы к реализации проектов» в настоящем издании. В этом случае устраняется риск выпуска монопродукта, расширяется продуктовая линейка и тем самым риск «отсутствия спроса» делится между разными видами выпускаемой продукции.

Целью данной работы было показать, что при выборе проекта ориентация только на сиюминутные экономические показатели по удельной капитальной стоимости не приведет к оптимальному результату при наличии множественных рисков и угроз по всему жизненному циклу энергообъекта.

Даже выбор по «наименьшим приведенным затратам за время жизни проекта» не даст верного ответа, поскольку такие затраты рассчитываются только с учетом «плановых эксплуатационных затрат» и не учитывают вероятности/рисков наступления аварийных сбоев поставки электроэнергии и последующих штрафных санкций.

Поскольку энергетика является не только технической системой, но и социально значимой подсистемой государства, подход к выбору проекта также должен быть системным и учитывать не только рублевый компонент. При планируемом росте доли атомной генерации (пока только блоками большой мощности) удельный вес рассмотренных рисков соответственно увеличится.

При бессистемном подходе к оценке «экономической эффективности» стремление к относительному удешевлению вводимых мощностей имеет простое объяснение — это «мои деньги сейчас», а сбои в эксплуатации — это «деньга завтра и послезавтра» и отчасти проблемы другого ведомства. В конце концов, с точки зрения потребителя важно наличие электроэнергии в нужное время, в нужном месте и нужного качества. Каким энергообъектом и на каком топливе это будет обеспечено — не его забота, важна надежность и бесперебойность поставки. И с этих позиций диверсификация мощностного ряда АЭС с хеджированием крупных рисков представляется крайне необходимой.

К тому же надо учитывать, что мощный гигантизм в огневой энергетике не получил распространения — Костромская ГРЭС (1200 МВт) так и осталась единственной в своем роде; максимум спектра энергоблоков лежит в интервале 100—300 МВт(э).

В заключение следует подчеркнуть, что принцип мощностного хеджирования в применении к проектам строительства атомных станций позволяет достичь преимуществ в плане уменьшения множества рисков, наглядно представленных в табл. 2.

**Таблица 2. Различные риски и их источники для атомных станций
большой и малой мощности**

Риски и вызовы	Блок АЭС 1000 Мвт	Модульные АЭС малой и средней мощности
Риск роста затрат от увеличения срока строительства	Достаточно велик	За счет небольшого габарита и сборки в заводских условиях снижается
Найти инвестора; его риск	Только крупные компании; не менее 5—6 млрд долл.	Расширение круга инвесторов, рискикратно меньше
Относительные удельные капитальные затраты	1,0	1,2—2,0
Риски с перебоями поставки электричества	Риск присутствует, ущерб большой	Риск присутствует, но ущерб снижается в несколько раз в зависимости от количества модулей
Использование для технологических целей	В ближайшее время неприемимо	Широкие возможности приближения к населенным пунктам и производствам
Минимальный резерв мощности в энергосистеме	Равен мощности блока (1000 МВт)	Равен мощности блока (100—300—500 МВт)
Риски, связанные с ядерной и радиационной безопасностью	Оцениваются вероятностными методами	Детерминистически снижается и вероятность рисков, и величина ущерба
Риски на стадии вывода из эксплуатации	Большой объем демонтажа, высокие дозозатраты	Крупномодульный демонтаж, снижается и вероятность рисков, и величина облучения
Экспортные риски	Рынок относительно невелик, конкуренция высокая	Появление новых рыночных ниш и конкурентных преимуществ
Возможность страхования гражданской ответственности	В полном объеме нет, почти невозможно	Возможно по многим программам страхования
Наличие площадок размещения	Ограничено	В рамках региональной энергетики практически повсеместно
Повторное использование промплощадки	Практически невозможно	Возможно
Приемлемость обществом	Психологические барьеры (особенно после аварий на Чернобыльской АЭС и АЭС «Фукусима-1»)	Возможность наглядной доказательности повышенной безопасности блоков МСМ

Диверсификация рисков через диверсификацию производства как способ снижения инвестиционных рисков

Поскольку атомная энергетика не является монополистом в сфере производства электроэнергии, очевидно, что необходимо повышать инвестиционную привлекательность АЭС. За счет чего? Это открытый и сложный вопрос, поскольку существует множество аспектов использования атомной энергии, таких как убедительность мер по обеспечению безопасности, наличие промышленной инфраструктуры, развитость экономики, наличие и проработанность институционального (правового) базиса, развитость и возможности совершенствования которых позволят сократить инвестиционные риски.

Как правило, предприятие, имеющее несколько разных типов линий производства, будет считаться более надежным и устойчивым к внешним факторам, чем предприятие с одной типовой линией производства. Диверсификация — важная инвестиционная концепция. Она снижает инвестиционный риск, при этом не снижая доходности. Диверсификация производства — одновременное развитие многих не связанных друг с другом видов производства, расширение ассортимента продукции в рамках одного предприятия или производственного кластера.

Диверсификация рисков не уменьшает количества рисков, напротив, скорее эта концепция их увеличивает, но снижает ключевой риск — инвестиционный. В отличие от хеджирования приобретаются новые виды рисков в других видах производства. Ущерб от этих рисков также не снижается. Что же снижается? Ответ простой: если произведенную диверсификацию производства принять за одно целое, то удельный вес единичного риска, который был до преобразования и остался после, снижается. Как было сказано выше, ущерб и удельный вес риска — не одно и то же. Ущерб имеет денежный эквивалент. А удельный вес — это величина (доля) денежного эквивалента непосредственно в самом производстве, его значимость и влияние на конечный выход продукции или услуги в совокупности. Естественно, если имеется всего одна линия производства, то определенный риск может сильно повлиять на миссию предприятия и его производственный цикл. Но если предприятие имеет несколько линий производства, этот единичный риск будет менее значим и уже в меньшей степени воздействует на миссию предприятия, так как влияет всего на одну линию производства. Снижение рисков за счет диверсификации — это уменьшение зависимости от одного

ресурса. Из сказанного можно сделать вывод, что диверсификация производства снижает ключевой риск — инвестиционный.

Ниже рассмотрены примеры возможных вариантов диверсификации производства и использования энергии в атомной энергетике.

Помимо традиционного производства электрической энергии для АЭС предлагается организация энерготехнологического кластера с производством других видов продукции на основе атомной энергии, таких как:

- тепловая энергия (помимо теплоснабжения);
- опреснение воды;
- расширение ресурсной базы углеводов.

Одним из масштабных «неэлектрических» применений атомной энергетики может стать консолидация с добывающими и перерабатывающими отраслями нефти, газа и угля.

Сотрудничество добывающих углеводородное сырье отраслей и атомной энергетики может включать энергообеспечение:

- добычу, очистку, перекачку, сжижение и транспорт газа;
- интенсификацию добычи и переработки тяжелой нефти;
- сжижение и газификацию угля;
- экономию природного газа при паровой конверсии метана;
- масштабное производство водорода из воды;
- технологии интенсификации добычи и переработки углеводородного сырья.

Литература

1. *Никонов В.* Как эффективно управлять портфелем проектов // Риск-менеджмент. — 2010. — № 7—8. — Июль-авг.
2. *Травкин В. В.* О выборе мощности блоков для Белорусской АЭС. 12 сентября 2012 г. // <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=4021>.
3. *Hattori S.* Energy source for human demand // Advanced Nuclear Systems Consuming Excess Plutonium. — [S. l.]: Kluwer Academic Publ., 1997. — P. 69—77.

Вопросы гражданской ответственности за ядерный ущерб при строительстве и эксплуатации атомных станций малой мощности

М. Е. Амелина, А. М. Кутумов
ОАО «Атомный страховой брокер»

Строительство плавучего энергоблока (ПЭБ) в России и планы строительства модульных атомных энергетических установок, а также потребность ряда стран в таких установках для обеспечения своих территорий электроэнергией и теплом ставят на повестку дня вопрос о гражданской ответственности за ущерб (ядерный ущерб), который может быть причинен третьим лицам в случае аварии на транспортабельных атомных энергетических установках (ТАЭУ).

Практика строительства и эксплуатации ТАЭУ в прошлом имела (СССР, США) [1]. Однако такие электростанции строились и эксплуатировались на территории стран, создавших их, эксплуатация носила экспериментальный характер и в дальнейшем не получила развития. В настоящее время в мире ТАЭУ отсутствуют. Развитие получила практика строительства и эксплуатации стационарных АЭС большой мощности. Со строительством ТАЭУ появляется новая реальность в использовании АЭС — возможность их перемещения в процессе жизненного цикла. Эта новая реальность требует нового подхода к анализу и решению вопросов, связанных с обеспечением радиационной безопасности, контроля и нераспространения ядерных материалов, физической защиты, транспортных операций, гражданской ответственности за ядерный ущерб и т. д. Для ответа на возникшие вопросы МАГАТЭ в рамках международного проекта ИНПРО выделило отдельное направление — задачи правового и институционального обеспечения атомной энергетики на основе ТАЭУ.

Эксплуатация ТАЭУ и особенно их эксплуатация в других государствах наряду с решением технических задач невозможна без решения вопроса, связанного с гражданской ответственностью за возможный ущерб третьим лицам (ядерный ущерб) в результате возможной радиационной аварии на таких объектах. Решение вопроса о гражданской ответственности за ядерный ущерб для ТАЭУ особенно важно, принимая во внимание, что в настоящее время в мире отсутствует практика использования таких установок.

Развитие атомной промышленности в случае стационарных ядерных установок сопровождалось одновременным развитием законодательства в области ответственности перед третьими лицами за ядерный ущерб (ядерного законодательства). Международные конвенции в области гражданской ответственности за ядерный ущерб закрепили принципы такой ответственности, унифицировали терминологию и определения, связанные с причинением ущерба третьим лицам в случае аварии на ядерных установках. Основными международными конвенциями в этой области являются Парижская конвенция об ответственности перед третьей стороной в области ядерной энергии (Парижская конвенция) [2] и Венская конвенция о гражданской ответственности за ядерный ущерб (Венская конвенция) [3]. В настоящее время ни один международный договор в области сотрудничества по использованию атомной энергии не заключается, если в нем не отражены вопросы ответственности за ядерный ущерб. Однако Парижская конвенция исключает из своего рассмотрения ядерные реакторы, которыми оборудованы любые средства транспорта, а Венская конвенция исключает реакторы, которыми оборудованы средства морского и воздушного транспорта. Таким образом, действующие международные конвенции в области ответственности за ядерный ущерб распространяются только на стационарные ядерные установки и не охватывают ядерные установки, размещенные на средствах транспорта.

Однако поскольку характер ядерного ущерба от стационарных и нестационарных ядерных установок один и тот же, можно с большой долей уверенности предположить, что общие принципы ответственности за ядерный ущерб, сформулированные в международных конвенциях, должны быть применимы и к нестационарным ядерным установкам.

Основные принципы гражданской ответственности за ядерный ущерб, закрепленные в международных конвенциях, сводятся к следующему [4]:

- ответственность за ядерный ущерб несет только оператор ядерной установки; эта ответственность носит абсолютный и исключительный характер;
- ответственность оператора за ядерный ущерб ограничена как по суммам возмещения такого ущерба, так и по времени, в течение которого иски о возмещении ядерного ущерба могут быть поданы на оператора ядерной установки;
- оператор ядерной установки при получении лицензии обязан предоставить финансовое обеспечение ответственности (предоставить финан-

совую гарантию возмещения ядерного ущерба); финансовое обеспечение ответственности осуществляется, как правило, в виде страхования гражданской ответственности;

- возмещение ядерного ущерба осуществляется без какой-либо дискриминации потерпевших по национальному признаку, месту проживания либо месту пребывания;
- единый юридический орган должен следить за тем, чтобы предел ответственности оператора ядерной установки не был превышен, а компенсация за ядерный ущерб была распределена справедливо; основное правило состоит в том, что исключительной компетентностью обладает суд того государства (участника конвенции), на территории которого произошел инцидент.

Таким образом, ответственность за ядерный ущерб несет оператор ядерной установки. Эта ответственность ограничена по суммам возмещения ущерба и должна быть застрахована оператором ядерной установки на стадии получения лицензии на ее эксплуатацию. Следует отметить, что для стационарной ядерной установки все этапы жизненного цикла (строительство, ввод в эксплуатацию, эксплуатация, вывод из эксплуатации) привязаны к одному месту — месту строительства. К нему же привязан возможный ядерный инцидент с такой установкой. Поскольку юрисдикцией в отношении исков о возмещении ядерного ущерба обладает суд того государства, на территории которого произошел ядерный инцидент, оператор ядерной установки на всех этапах жизненного цикла стационарной ядерной установки находится в правовом поле своего государства. Для нестационарной ядерной установки ситуация может быть иной.

Жизненный цикл ТАЭУ включает:

- проектирование и строительство ТАЭУ;
- изготовление и транспортировка ядерного топлива на площадку строительства ТАЭУ;
- загрузка топлива и испытание ТАЭУ на месте строительства;
- перемещения ТАЭУ на место эксплуатации;
- эксплуатация ТАЭУ;
- вывод ТАЭУ из эксплуатации.

После испытаний на месте строительства предполагается транспортировка ядерной установки к месту эксплуатации, а после завершения эксплуатации — транспортировка к месту вывода из эксплуатации.

Анализируя этапы жизненного цикла ТАЭУ, следует рассмотреть два возможных сценария:

1. Все этапы жизненного цикла реализуются на территории одной страны. Тогда оператор ядерной установки остается в правовом пространстве одного государства, и режим гражданской ответственности за ядерный ущерб регулируется национальным законодательством этого государства;
2. Эксплуатация на территории другого государства. В этом случае оператор оказывается в правовом пространстве другого государства, поэтому обязательно требуется гармонизация законодательства страны — поставщика услуг и страны — потребителя услуг в области ответственности за ядерный ущерб.

При этом маршруты транспортировки могут проходить по территории (территориальным водам) других стран. Таким образом, как на этапе транспортировки, так и на этапе эксплуатации оператор может находиться в правовом поле другого государства. Поскольку действие международных конвенций не распространяется на ТАЭУ, возмещение ядерного ущерба оператором таких установок будет осуществляться на основании гражданского законодательства страны, где ущерб причинен. Основной принцип возмещения ущерба в гражданском законодательстве требует возместить причиненный ущерб в полном объеме. При этом возмещению подлежит ущерб, причиненный жизни, здоровью физических лиц, имуществу, окружающей природной среде, а также возможные экономические потери как физических, так и юридических лиц.

Если все этапы жизненного цикла ТАУ реализуются на территории одного государства, вопросы ответственности оператора такой установки регулируются национальным законодательством. Так, в отношении реактора на ПЭБ на территории России будут действовать нормы гражданского права о возмещении ядерного ущерба, закрепленные в Гражданском кодексе и федеральном законе «Об использовании атомной энергии». В соответствии с этим законом:

- ответственность за ядерный ущерб несет эксплуатирующая организация;
- при получении лицензии эксплуатирующая организация обязана предоставить финансовое обеспечение своей ответственности (финансовую гарантию возмещения вреда жизни, здоровью, имуществу, окружающей природной среде); формой финансового обеспечения ответственности является договор страхования.

В случае транспортировки или эксплуатации ПЭБ на территории других государств будут действовать правовые нормы других государств, и положение оператора ядерной установки в финансовом плане может оказаться весьма неопределенным. Снять такую неопределенность можно только заключением международного двустороннего договора, отражающего вопросы гражданской ответственности за ядерный ущерб в случае эксплуатации ТАЭУ на территории одной из сторон договора. Предметом договора должно быть решение вопроса, какое лицо несет гражданскую ответственность за ядерный ущерб, на какую сумму эта ответственность должна быть застрахована, какие виды ущерба будут возмещаться. Не исключено, что в разных государствах требования к решению данных вопросов будут различны. Более того, государства, через территорию которых должна перемещаться ТАЭУ, вообще могут отказать в таком перемещении.

Таким образом, вопросы гражданской ответственности за возможный ядерный ущерб и финансового обеспечения этой ответственности могут стать основными при получении разрешения со стороны других стран на транспортировку ТАЭУ через их территорию или эксплуатацию такой установки на их территории.

В заключение необходимо отметить общую проблему для российских операторов ядерных установок, связанную с вопросами гражданской ответственности за ядерный ущерб. В настоящее время ответственность за ядерный ущерб российского оператора законодательно не ограничена сверху по суммам возмещения такого ущерба. Это очень большой финансовый риск для операторов в случае ядерного инцидента, и он увеличился после ратификации Россией Венской конвенции о гражданской ответственности за ядерный ущерб 1963 г. [5], поскольку такая неограниченная ответственность распространилась на страны — участницы конвенции. Риск увеличится еще больше, если будет подписан Совместный протокол по применению Венской и Парижской конвенций, поскольку неограниченная ответственность распространится также на страны — участницы Парижской конвенции, которые подписали Совместный протокол. И наконец, риск возрастет многократно после подписания Россией Протокола 1997 г. к Венской конвенции, поскольку наряду с ущербом жизни, здоровью, имуществу физических лиц и ущербом имуществу юридических лиц дополнительно (неограниченно) придется возмещать ущерб окружающей природной среде, а также экономические потери физических и юридических лиц.

Решить указанную проблему можно принятием национального закона в области гражданской ответственности за ядерный ущерб, который ограничит ответственность операторов ядерной установки по суммам возмещения ядерного ущерба и даст расширенное определение оператора ядерных установок, включив в него ТАЭУ. Возможность такого ограничения ответственности предусмотрена международными конвенциями.

Таким образом, для развития атомной энергетики (как на основе ТАЭУ, так и на основе стационарных АЭС большой мощности) в России требуется принятие национального закона в области гражданской ответственности за ядерный ущерб, который ограничит ответственность операторов ядерной установки по суммам возмещения ядерного ущерба и даст расширенное определение оператора ядерных установок включая ТАЭУ.

Выводы

Для транспортабельных ядерных установок необходимо:

1. Закрепить принципы гражданской ответственности за ядерный ущерб, сформулированные в международных конвенциях о гражданской ответственности за ядерный ущерб (как для эксплуатации ТАЭУ, так и для транспортировки ТАЭУ).
2. Определить для ТАЭУ (может быть, в качестве рекомендаций МАГАТЭ):
 - кто несет ответственность за ядерный ущерб;
 - что возмещается в случае ядерного ущерба;
 - каковы пределы возмещения для ответственного лица;
 - сроки исковой давности;
 - формы финансовой гарантии возмещения ущерба;
 - компетентный суд в вопросах возмещения ядерного ущерба.
3. Выработать требования к гармонизации законодательств в области гражданской ответственности за ядерный ущерб, причиненный транспортабельными ядерными установками для стран — изготовителей ТАЭУ и стран — потребителей услуг.
4. В России принять национальный закон в области гражданской ответственности за ядерный ущерб, основное назначение которого — ограничить ответственность российского оператора ядерной установки по суммам возмещения ядерного ущерба.

Литература

3. Сборник материалов и результатов исследования вопросов правового и институционального обеспечения транспортабельной атомной энергетики / Отв. сост. В. П. Кузнецов, Ю. Р. Опанасюк. — М.: НИЦ «Курчат. ин-т», 2013. — С. 16—53.
4. Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy of 29th July 1960, As amended by the Additional Protocol of 28th January 1964 and by the Protocol of 16th November 1982 // http://www.oecd-nea.org/law/nlparis_conv.html.
5. Венская конвенция о гражданской ответственности за ядерный ущерб // http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infocircs/Others/Russian/infocirc500_rus.pdf.
6. Амелина М. Е., Гулиев Э. Г., Иойрыш А. И. и др. Ядерное страхование и проблемы возмещения ядерного ущерба. — М.: ИздАТ, 2007. — 213 с.
7. Федеральный закон «О ратификации Венской конвенции о гражданской ответственности за ядерный ущерб» от 21 марта 2005 г. № 23-ФЗ.

Вопросы страхования гражданской ответственности за ядерные риски от атомных станций с реакторами малой мощности

В. П. Кузнецов, В. Ф. Демин, В. И. Макаров, В. М. Шмелев

НИИ «Курчатовский институт»

Введение

Развитие атомной энергетики на основе атомных станций малой мощности (АСММ) вызывает растущий интерес в разных странах (см., например, материалы Диалог-форума МАГАТЭ «Вопросы лицензирования и безопасности реакторов малой и средней мощности», 29 июля — 2 августа 2013 г., Вена, Австрия).

В России, как и во многих других странах, существует потребность в источниках энергии малой мощности в отдаленных, в первую очередь арктических районах. Некоторые развивающиеся страны также проявляют интерес к АСММ.

В исследованиях по разработке и практическому применению АСММ важной задачей является обоснование их экономической конкурентоспособности. Это требует оценки всех составляющих затрат и издержек на производство энергии на АСММ в полном жизненном цикле и в зависимости от различных факторов в их разработке и применении. В таких оценках должны быть приняты во внимание важные особенности и преимущества атомной энергетики на АСММ.

Ниже рассматривается только один экономический аспект: проблемы оценки ущерба от тяжелых ядерных аварий на АСММ, их учета в стоимости производства энергии и, совсем конкретно, вопросы страхования гражданской ответственности за ядерные риски.

В рамках международного проекта ИНПРО российской «домашней командой» (Home Team) проекта выполнен экспертный анализ вопросов страхования гражданской ответственности за ядерный ущерб от атомных станций малой мощности, в том числе транспортабельных атомных энергетических установок (ТАУ). Транспортабельные атомные энергетические установки рассматриваются в подходах, разработанных в 2009 г. и представленных в [1].

Позже были выполнены первоначальные оценки вопросов страхования гражданской ответственности за ядерный ущерб от ТАУ [2].

Малая мощность ТАУ создает меньший потенциал ядерных рисков по сравнению с атомной энергетикой (АЭ) больших мощностей и, соответственно, бóльшую перспективу реального страхования таких рисков на всех этапах жизненного цикла ТАУ.

Для АЭ больших мощностей ущерб от реализации ядерных рисков в случае тяжелых аварий, как показывает опыт, может превышать возможности его компенсации посредством страхования. Опыт Чернобыля и Фукусимы показывает, что в случае тяжелых аварий компенсацию крупномасштабного ущерба вынуждено брать на себя государство.

Страхование гражданской ответственности за ядерные риски от АЭ больших единичных мощностей не создало практики детального описания процесса коммерческого определения страховой ответственности с учетом особенностей конкретных проектов атомных энергетических установок, влияющих на безопасность. Для ТАУ такая задача должна решаться практически заново.

Актуальность реального страхования гражданской ответственности за ядерные риски для АСММ и конкретно для ТАУ представляется очевидной. Более того, страховой фактор в реальном выражении может сказаться важной составляющей инвестиционного цикла ТАУ и, следовательно, существенным фактором конкурентоспособности того или иного проекта ТАУ.

Авторами выполнен экспертный анализ по проблемам гражданской ответственности за ядерный ущерб от атомной энергетике на основе ТАУ. Его цель:

- оценить изменения безопасности и экономики АЭ при развитии ее направления на базе АСММ и ТАУ;
- выработать рекомендации относительно этого направления развития в части обоснования подхода к страхованию и величины компенсации ядерного ущерба.

В настоящем исследовании рассмотрен плавучий энергоблок (ПЭБ) «Академик Ломоносов» с реакторными установками КЛТ-40С. Некоторое внимание уделено и другим перспективным проектам атомных энергетических установок малой мощности, в частности, проекту РУ РИТМ-200М.

Результаты исследования позволяют уточнить подходы к определению и учету фактора гражданской ответственности за ядерные риски в жизненном цикле ТАУ. Были рассмотрены следующие аспекты:

- национальные и международные подходы и методики страхования АЭС;
- особенности и отличия ТАУ от крупных АЭС на примере проекта ПЭБ «Академик Ломоносов» с реакторными установками КЛТ-40С;
- содержание радионуклидов в блоках АЭС большой мощности и в реакторе КЛТ-40С;
- оценка последствий аварийных ситуаций при эксплуатации ТАУ;
- анализ подходов к страхованию и оценка возможных затрат на страхование.

Особенности ядерного страхования

К основным особенностям ущерба от ядерной аварии при эксплуатации ядерных установок относятся [3]:

- разделение по времени (иногда весьма значительное) ядерного инцидента и ядерного ущерба;
- большая величина возможного ущерба, которую трудно (если вообще возможно) предсказать заранее;
- возможность трансграничного переноса радиоактивных загрязнений.

Необходимо учитывать также:

- малое количество ядерных установок, гражданская ответственность за эксплуатацию которых страхуется;
- малую вероятность ядерного инцидента.

Все это порождает свои проблемы страхования гражданской ответственности за ядерный ущерб и выделяет страхование гражданской ответственности за ядерный ущерб в отдельный вид страхования — ядерное страхование.

Очень малая вероятность тяжелой ядерной аварии (менее 10^{-5} год⁻¹) создает принципиальную трудность в разработке научно обоснованной системы ядерного страхования. Согласно ОПБ-88/97 [4] вероятность тяжелой за-проектной аварии с выбросом значительного количества радиоактивных веществ и выходом из строя аварийного блока не должна превышать величины 10^{-7} год⁻¹. При таких малых вероятностях и небольшом количестве страхуемых объектов математическое ожидание (МО) ущерба от аварии в

год, равное произведению полного ущерба от аварии Z на временную плотность вероятности w (размерность — год⁻¹) $MO = Zw$ не может быть положено в основу расчета страховой премии из-за очень малой статистической мощности.

Данные о произошедших в прошлом ядерных авариях полезны в плане совершенствования безопасности ядерных объектов, но они непригодны для формирования статистических данных:

- их количество очень мало для статистики аварий с малой вероятностью;
- после каждой такой аварии (авария на АЭС «Тримайл Айленд», чернобыльская авария и др.) происходит значительное совершенствование систем безопасности, приводящее к уменьшению вероятности тяжелых аварий.

В таких условиях система страхования формируется с учетом требований законодательства на основе согласования интересов страховщика и страхователя и экспертных заключений с использованием имеющихся данных о безопасности объекта и при участии контролирующих государственных органов.

В настоящее время в России в соответствии с национальным законодательством и Венской конвенцией 1963 г. [3]:

- финансовая ответственность оператора может быть обеспечена только страхованием;
- минимальная сумма финансового обеспечения ответственности составляет 6,4 млрд руб. (весна 2014 г.);
- превышение ущерба при ядерной аварии над пределом ответственности по осуществленному страхованию покрывает государство.

Конвенции ограничивают ответственность оператора ядерной установки по суммам возмещения ядерного ущерба: Парижская — суммой в 5—10 млн СПЗ, где СПЗ — специальные права заимствования (1 СПЗ \approx 1,5 долл.), Венская — суммой не менее 5 млн долл. по золотому паритету на 29 апреля 1963 г. Собственно, эти величины (в национальной валюте) и включаются в договор страхования гражданской ответственности в качестве страховых сумм.

Развитие режима гражданской ответственности за ядерный ущерб имеет тенденцию увеличивать ответственность оператора ядерной установки как по суммам возмещения ядерного ущерба, так и по времени. Протокол 2004 г. к Парижской конвенции (еще не вступил в силу) увеличивает ответ-

ственность оператора ядерной установки для стран — участниц Парижской конвенции до 700 млн евро. Протокол 1997 г. к Венской конвенции увеличивает ответственность оператора для стран — участниц конвенции до 300 млн СПЗ (примерно 450 млн долл.). Оператор ядерной установки будет нести ответственность за причинение вреда жизни и здоровью третьих лиц в течение 30 лет.

Помимо возмещения вреда жизни, здоровью и имуществу третьих лиц модифицированные конвенции требуют от оператора возместить ущерб окружающей природной среде, экономические потери, затраты на превентивные мероприятия. Авария на японской АЭС, по-видимому, ускорит процесс ратификации протоколов к Парижской и Венской конвенциям.

Обязательная ответственность за ядерный ущерб оператора ядерной установки может быть обеспечена одним из следующих вариантов:

- страхованием возможного ущерба от ядерной аварии в страховых компаниях;
- страхованием в обществе взаимного страхования (ОВС), создаваемом операторами ядерных установок;
- комбинацией коммерческого страхования и страхованием в ОВС.

Особенности ответственности за ядерный ущерб оператора ядерной установки привели к созданию особой, пулинговой, формы ядерного страхования: страхование через объединение страховщиков — ядерные страховые пулы. В настоящее время существует 26 национальных ядерных страховых пулов включая Российский ядерный страховой пул.

Расширение страхового пула и заключение межпульных соглашений (создание мегапула), с одной стороны, позволяет увеличивать предел страховой ответственности, с другой — служит некоторым косвенным движением в сторону увеличения статистической мощности.

Различия между первым и вторым вариантами страхования заключаются в следующем:

- акционерные страховые компании имеют коммерческий характер и преследуют цель получения прибыли от своей деятельности, а ОВС не является коммерческой организацией, и прибыль, получаемая ОВС, идет, как правило, на пополнение страхового фонда, предназначенного для страховых выплат;

- член общества взаимного страхования одновременно является и страхователем (индивидуально), и страховщиком (коллективно); ОВС формируется только из страхователей — участников общества.

Возможность организации ОВС в России предусмотрена ст. 7 закона «Об организации страхового дела в Российской Федерации» и федеральным законом «О взаимном страховании». Однако в России ОВС в области страхования гражданской ответственности за ядерный ущерб в настоящее время не создано.

Преимущества страхования в ОВС перед коммерческим страхованием состоят в следующем [3]:

- условия страхования в ОВС могут адекватно отражать принципы ответственности операторов за ядерный ущерб, так как условия формулируются самими операторами (страхователями);
- общество может установить страховые тарифные ставки ниже, чем в коммерческом страховании, исходя из собственных оценок страхуемого риска и меньших расходов на ведение дела;
- общество может страховать риски, которые для коммерческого страхования являются нестрахуемыми;
- страховые взносы, уплачиваемые страхователем, не теряются для страхователя, а идут на увеличение страховой емкости ОВС;
- общество может за счет дополнительных взносов участников увеличить свою емкость в случае необходимости (например, при необходимости страховых выплат).

Страховые выплаты осуществляются из суммы собранных взносов, поэтому основной недостаток ОВС — достаточно медленный рост емкости ОВС (за счет небольших страховых взносов).

Ключевые особенности ТАУ

Для реактора РИТМ-200М пока разработан только проект. Основная цель разработки: усовершенствование технических и эксплуатационных характеристик реактора с использованием опыта проектирования и строительства ПЭБ с реактором КЛТ-40С. Это усовершенствование относится и к обеспечению безопасности. ПЭБ с реактором КЛТ-40С находится на стадии завершения строительства после проведения всех необходимых НИОКР и согласований.

Данный проект является пилотным и должен открыть перспективы для модернизации инфраструктуры удаленных районов России на базе атомной энергетики, повышения энергетической безопасности районов Арктики, снижения объемов северного завоза и обеспечения разработки месторождений полезных ископаемых в районах Севера и на шельфе арктических морей.

Основные технические характеристики ПЭБ с РУ типа КЛТ-40С и для сравнения РИТМ-200М приведены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры и характеристики ТАУ с реакторами КЛТ-40С и РИТМ-200М [5—8]

Параметр, характеристика	КЛТ-40С	РИТМ-200М
Тепловая мощность реакторных установок, МВт	2-150	2-150
Максимальная электрическая мощность в конденсационном режиме, МВт	2-38,5 (77)	—
Максимальная теплофикационная мощность, Гкал/ч	146	—
Интервал между перегрузками топлива, лет	2,5—3,0	≈ 8
Межремонтный период (эксплуатационный цикл), лет	10—12	20
Полный проектный срок службы, лет	40	40

ПЭБ с реактором КЛТ-40С создан на базе российских технологий гражданского атомного судостроения и предназначен для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей в удаленных топливодефицитных районах. ПЭБ поставляется в полной заводской готовности, при этом обеспечиваются высокое качество изготовления и минимальные сроки строительства.

Полное сервисное обслуживание ПЭБ и операции с радиоактивными отходами осуществляются на специализированных предприятиях с периодичностью 12 лет.

Себестоимость вырабатываемых электроэнергии и тепла мало зависит от места установки станции, она мобильна и может быть установлена практически в любой береговой зоне, пригодной для размещения в соответствии с требованиями национального и международного законодательства.

После окончания эксплуатации на площадке (в акватории) обеспечивается отсутствие последствий воздействия ТАУ на окружающую среду.

Безопасность ПЭБ обеспечивается набором инженерно-технических и других решений [7; 8]. Отметим только те, которые связаны со спецификой реактора:

- активная и пассивная система аварийного охлаждения активной зоны;
- система заполнения водой кессона, в котором размещен корпус реактора, действующая при тяжелых запроектных авариях (предотвращение проплавления корпуса реактора).

Важная особенность ТАУ — содержание радиоактивных продуктов на один-два порядка ниже, чем в реакторах крупных АЭС.

Аварии на ПЭБ с КЛТ-40С

По материалам [7; 8] рассмотрены проектные и запроектные аварии, которые могут быть вызваны как внутренними исходными событиями, так и внешними воздействиями (пожарами, взрывами, падением вертолета, навигационными происшествиями).

В месте базирования ПЭБ, защищенном гидротехническими сооружениями, исключена возможность опасных навигационных аварий. Навигационные аварии могут произойти при буксировке ПЭБ с выведенными из действия реакторными установками.

Наиболее тяжелые запроектные навигационные аварии с возможным выходом некоторой части радиоактивности в окружающую среду:

- таран ПЭБ судном, скорость которого больше критической (5—7 узлов в зависимости от формы носовой оконечности таранящего судна);
- разрушение корпуса ПЭБ при посадке на скалистую отмель в штормовых условиях;
- затопление ПЭБ на глубокой воде (на глубинах более 200 м с ударом о грунт);
- затопление на мелкой воде (глубина моря в месте затопления не более 10 м).

Среди всех описанных в проектной документации [7; 8] запроектных аварий могут быть выделены три, при которых ожидается максимальное радиационное воздействие на население и окружающую среду:

- разрыв трубопровода системы очистки и расхолаживания на неотсекаемом участке с незакрытием локализирующей арматуры системы вентиляции защитной оболочки;

- разрыв парового трубопровода-коллектора парогенератора с незакрытием локализирующей арматуры второго контура;
- разрыв трубки теплообменника первого-третьего контуров с незакрытием локализирующей арматуры.

Общая характеристика *ущерба* от возможной запроектной аварии на ТАУ, которая может быть получена из анализа аварий на ПЭБ:

- ТАУ принципиально отличается от современных крупных АЭС как по масштабу возможного ущерба от аварий, так и по его структуре;
- возможный ущерб от аварий на ТАУ в меньшей степени зависит от выбора места ее расположения, чем для крупных АЭС;
- имеет место практически полный контроль над ядерными материалами и радиоактивными отходами;
- дозы облучения отдельных лиц из населения вблизи ТАУ не превысят уровня вмешательства, выше которого могли бы потребоваться какие-либо защитные меры:

$$D_{\text{эф}} \leq 5,0 \text{ мЗв.}$$

Экспертным путем ущерб третьим лицам от запроектной аварии на ТАУ оценивается величиной менее или порядка 300 млн руб. Значительная часть этой величины (до трети) может составить ущерб от внезапного отключения источника энергии.

Сравнение ядерных ущербов Y (в денежном выражении) для крупных АЭС и ТАУ (оценка авторов):

$$Y_{\text{ТАУ}} / Y_{\text{АЭС}} \leq 0,001.$$

Есть аналогичная оценка японских авторов для малых АЭС [9].

Заключение и рекомендации

1. Высокий уровень безопасности ТАУ для населения и окружающей среды при любых аварийных ситуациях и намного меньший возможный ущерб от аварий по сравнению с ущербом от аварий на крупных АЭС принципиально меняют картину ядерного страхования ТАУ.
2. Практически исключен трансграничный ущерб от аварии и, как следствие, отсутствует сложная международно-правовая проблема ответственности за этот ущерб.
3. В рамках существующих подходов к ядерному страхованию:

- может быть обеспечена полная финансовая ответственность оператора за возможный ущерб третьим лицам от аварии на ТАУ при приемлемых финансовых затратах на ядерное страхование;
 - для оператора приемлем любой вариант ядерного страхования: пулинговая система страхования или через ОВС.
4. Ввиду очевидной финансовой выгоды для оператора ядерного страхования через ОВС рекомендуется по мере развития АЭ на базе АСММ и высокого уровня безопасности типа ТАУ перейти к системе страхования в рамках ОВС.
5. Сформулированные выводы относительно страхования рассмотренного ТАУ с реактором КЛТ-40С можно полностью отнести и к атомной станции малой мощности с перспективной реакторной установкой РИТМ-200М. Более того, в проектировании этой установки сделан еще один шаг в сторону совершенствования безопасности. Для нее перегрузку топлива планируется осуществлять только на специализированном заводе после завершения кампании продолжительностью от 8 до 10 лет.
6. Рекомендуется инициировать разработку и принятие поправок к национальному законодательству и международным конвенциям относительно более низкого минимального предела ответственности оператора за ядерный ущерб в отношении АСММ. В настоящее время он составляет 6,3 млрд руб. — намного больше возможных ущербов третьим лицам от аварии на ТАУ. Кроме того, при разработке этих поправок к национальному законодательству и международным конвенциям рекомендуется расширить перечень страхуемых ущербов, не ограничивая его лишь ущербами, связанными с радиационным загрязнением окружающей среды.
7. Рекомендуется продолжить экспертный анализ проблем страхования АСММ, поставив следующие задачи:
- Более детальная оценка ущерба от тяжелых ядерных аварий включая:
 - ущербы от тех аварийных ситуаций, которые еще находятся в стадии рассмотрения и анализа проектных организаций;
 - ущербы от проектных аварий;
 - требования к выполнению ВАБ и применению его результатов;
 - анализ существующих подходов к ядерному страхованию, включая методические разработки, с целью разработки их совершенствования в применении к АСММ.
 - Анализ нового положения МАГАТЭ по безопасности с отказом от выделения в отдельную категорию запроектных аварий [10]. Ввиду относи-

тельной малости ущерба от возможных запроектных аварий на АСММ это предложение может оказаться вполне разумным и приемлемым в концепции обеспечения безопасности АСММ и разработки подходов к их страхованию.

- Разработка в связи с появлением в топливно-энергетическом комплексе АСММ рекомендаций в адрес:
 - страховых компаний относительно выбора оптимальной величины тарифной ставки;
 - разработчиков законодательных положений по национальному ядерному страхованию и участию России в международных конвенциях.

Литература

1. Постановка задачи, исходные предположения и программа исследования вопросов правового и институционального обеспечения атомной энергетики на основе транспортабельных атомных энергетических установок / Международный проект ИНПРО. Задача «Правовое и институциональное обеспечение атомной энергетики на основе транспортабельных атомных энергетических установок». — Вып. 1. — М.: РНЦ «Курчат. ин-т», 2009.
2. Демин В. Ф., Кузнецов В. П., Макаров В. И. и др. Вопросы страхования гражданской ответственности за ядерные риски от атомных станций малой мощности // Сб. трудов симпозиума в рамках форума «АТОМЭКСПО 2012», Москва, 5 июня 2012. — М.: Росатом, 2012. — С. 99—119.
3. Амелина М. Е., Арсентьев С. В., Молчанов А. С. Страхование гражданской ответственности за ядерный ущерб // Сб. трудов симпозиума «Актуальные вопросы международного ядерного права», международный форум АТОМЭКСПО 2011, 8 июня 2011 г. — М., 2011. — С. 69—71.
4. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97 ПНАЭ Г-01-011-97.
5. Status report 73-KLT-40S / IAEA. — [S. 1.], 2010. — 26 p.
6. Лепехин А. Н. Исследование характеристик пассивной безопасности перспективных проектов плавучих атомных станций малой мощ-

- ности на основе РУ РИТМ-200М: Отчет инв. НИЦ КИ от 13.06.2012 № 440.1-02/6.
7. Отчет по обоснованию безопасности ядерной энергетической установки плавучего энергоблока проекта 20870. — Разд. 15: Анализ аварий / ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «ЦКБ “Айсберг”», ЗАО «Атомэнерго», ОАО «ОКБМ Африкантов». — [Б. м.], 2011. — 399 с.
 8. Отчет по обоснованию безопасности ядерной энергетической установки плавучего энергоблока проекта 20870. — Разд. 11: Радиационная безопасность / ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «ЦКБ “Айсберг”», ЗАО «Атомэнерго», ОАО «ОКБМ Африкантов». — [Б. м.], 2011. — 189 с.
 9. *Hattori S.* Energy Source for Human Demand / Central Research Institute of Electric Power Industry // *Advanced Nuclear Systems Consuming Excess Plutonium* / E. R. Merz and C. E. Walter (eds). — [S. l.], Kluwer Academic Publ., 1997. — P. 69—77.
 10. IAEA Safety Standards for protecting people and environment. Safety of Nuclear Power Plants: Design. Specific Safety Requirements No. SSR-2/1 / IAEA. — Vienna, 2012. — 66 p.

Обеспечение физической защиты транспортабельных атомных установок малой мощности

М. И. Беловолов

Российская академия наук

В. П. Кузенков

Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

В. П. Кузнецов, Ю. Р. Опанасюк, Е. Е. Соколов

НИЦ «Курчатовский институт»

Особенности ТАЭУ

Одним из возможных путей обеспечения потребностей развивающихся стран в энергоресурсах является использование атомных станций малой мощности (АСММ), в частности, транспортабельных атомных энергетических установок (ТАЭУ). Многие развивающиеся страны рассматривают АСММ как надежный способ удовлетворения растущих энергетических потребностей в области производства электроэнергии, а также теплоснабжения, опреснения морской воды и других видов применения технологического тепла.

Привлекательные конструктивные особенности ТАЭУ, которые могли бы способствовать их продвижению на определенные энергетические рынки, заключаются в следующем:

- более низкие капитальные затраты по сравнению с энергоблоками большой мощности;
- возможность постепенного наращивания установленной мощности с увеличением потребности в энергии, что минимизирует финансовые риски;
- пригодность для использования в составе маломощных энергосетей включая возможность автономной эксплуатации;
- упрощение конструкции, ослабление влияния человеческого фактора, снижение уровня требований к техническому обслуживанию, возможность создания системы автоматического управления всеми подсистемами ТАЭУ;

- упрощение процесса лицензирования с пересмотром требований к размещению, что улучшает эксплуатационные и экономические характеристики;
- по завершении эксплуатации ТАЭУ остается чистая территория, не требующая реабилитации.

ТАЭУ рассматриваются как установки, которые должны производиться серийно. Также следует учитывать, что в перспективе на ТАЭУ либо практически не будет эксплуатирующего персонала, либо его количество будет сведено к минимуму. В этой связи в системе физической защиты (СФЗ) ТАЭУ должны применяться «безлюдные» технологии, а для решения поставленных перед СФЗ задач следует применять внешние силы быстрого реагирования.

Особенности осуществления физзащиты ТАЭУ по сравнению с большой энергетикой связаны со следующим:

- ввиду транспортабельности состав эксплуатирующего персонала, в том числе лиц, участвующих в обеспечении физической защиты, может оказаться значительно меньше, чем на атомных станциях стационарного размещения; возможно, обслуживающий персонал на площадке будет отсутствовать полностью;
- ТАЭУ может транспортироваться с уже загруженным топливом, что создает дополнительные трудности при осуществлении ее физзащиты в процессе транспортировки;
- в непосредственной близости от площадки размещения ТАЭУ может не оказаться необходимого количества сил быстрого реагирования для пресечения действий нарушителей;
- поскольку ТАЭУ предполагается использовать не только в стране-производителе, но и в других государствах, определенные трудности могут возникать при осуществлении физической защиты в стране-пользователе при реализации сценария максимального аутсорсинга.

Особенности ТАЭУ заставляют изменить привычные подходы к построению СФЗ.

Угрозы ТАЭУ

Основные угрозы для ТАЭУ:

- вытекают из возможности транспортировки ТАЭУ в полностью готовом к эксплуатации виде и с загруженным в топливом;

- связаны с тем, что ТАЭУ может эксплуатироваться в отдаленных малонаселенных местах, когда время до прибытия сил ответного реагирования может быть значительным и составлять от нескольких десятков минут до нескольких часов;
- связаны с возможностью эксплуатации ТАЭУ в автоматическом режиме включая дистанционный контроль и управление ее физзащитой;
- связаны с перезагрузкой топлива на месте эксплуатации; хотя такая угроза существует и в большой энергетике, в случае ТАЭУ это усугубляется небольшой численностью охраны и возможной эксплуатацией ТАЭУ в другой стране-потребителе с использованием сценария максимального аутсорсинга, чего в большой энергетике еще не было.

Транспортировка ТАЭУ к месту эксплуатации

Транспортировка ТАЭУ ввиду многих факторов является наиболее уязвимой операцией.

ТАЭУ может быть изготовлена в двух вариантах:

- Вариант 1 — с перезагрузкой на площадке. Это значит, что ТАЭУ транспортируется на площадку без топлива, которое загружается в нее на площадке.
- Вариант 2 — без перезагрузки на площадке. Это значит, что топливо загружается в ТАЭУ на заводе-изготовителе, и весь процесс транспортировки осуществляется с загруженным в нее топливом.

Вариант 1 ничем не отличается от «большой» энергетике, когда топливо доставляется на атомную станцию и загружается много раз в течение жизненного цикла станции. Хотя это и сложная операция и с технической точки зрения, и с точки зрения обеспечения физзащиты, тем не менее имеющийся многолетний опыт таких операций позволит подготовить и успешно ее осуществить и в случае ТАЭУ. Сама ТАЭУ без топлива представляет для террористов намного меньше интереса, и вероятность нападения на нее мала.

Вариант 2 — совершенно новый, сложный и требует тщательного изучения. Очевидно, что такой способ транспортировки привлекателен для осуществления хищения и диверсии, поэтому вопрос обеспечения физической защиты очень важен.

Необходимо рассмотреть два варианта транспортировки ТАЭУ: внутри государства и международную транспортировку. Поскольку в соответствии со ст. 2 Поправки к Конвенции о физической защите «ответственность за

создание, введение и поддержание режима физической защиты внутри государства-участника целиком возлагается на это государство», в случае транспортировки ТАЭУ с загруженным топливом внутри государства осуществление физзащиты полностью обеспечивается государством — собственником ТАЭУ. В случае международной транспортировки в соответствии с Конвенцией и Поправкой к ней ядерный материал должен обеспечиваться соответствующими мерами физической защиты. Однако если говорить о международной транспортировке ядерных установок, коей является ТАЭУ, то в соответствии со ст. 2 Поправки («Настоящая Конвенция применяется к ядерному материалу, используемому в мирных целях, при использовании, хранении и перевозке и к ядерным установкам, используемым в мирных целях») Конвенция на это не распространяется, и данный вопрос требует дополнительного исследования. Тем не менее в рамках двух- или многосторонних соглашений на всех этапах международной транспортировки ТАЭУ может быть обеспечена соответствующими мерами физической защиты по согласованию страны-поставщика и страны-потребителя.

При подготовке ТАЭУ к транспортировке следует предпринимать меры по исключению утечки информации о маршруте и графике движения ТАЭУ.

В процессе транспортировки ТАЭУ ее СФЗ должна вести непрерывный контроль несанкционированного проникновения к уязвимым местам ТАЭУ, а также должен осуществляться непрерывный мониторинг местоположения ТАЭУ. В случае нарушения маршрута или графика движения, а также при обнаружении попыток проникновения к уязвимым местам ТАЭУ и мобильной платформы об этом должна немедленно поступать информация в соответствующие организации, производиться ее оценка и по результатам приниматься соответствующие меры. Необходимо также оснастить системой физической защиты и транспортное средство, на котором ТАЭУ будет перевозиться.

Для обеспечения мониторинга наиболее эффективным является применение спутниковых каналов передачи информации от ТАЭУ на диспетчерские пункты, осуществляющие контроль транспортировки ТАЭУ.

Все перечисленные меры в совокупности со встроенной системой физзащиты ТАЭУ и транспортного средства минимизируют вероятность удачной попытки нападения на ТАЭУ различных террористических групп во время транспортировки.

Предложения по обеспечению физической защиты ТАЭУ

Проектирование СФЗ ТАЭУ необходимо начинать уже на этапе проектирования самой ТАЭУ, а также вводить в проект ТАЭУ технические и конструктивные решения, направленные на решение задач физической защиты. При этом следует учитывать, что в зависимости от возможного места эксплуатации базовый перечень угроз (типовая «проектная» угроза) для конкретной ТАЭУ может меняться. Таким образом, проектируемая система физической защиты ТАЭУ должна быть построена с использованием принципа «открытой архитектуры», что позволит при необходимости наращивать ее возможности путем применения дополнительных средств, не входящих в базовую конфигурацию.

Еще один положительный фактор установки инженерно-технических средств системы физзащиты ТАЭУ на этапе ее строительства заключается в том, что в этом случае они могут быть полностью или частично скрыты в самой конструкции, чтобы потенциальный подготовленный нарушитель, если у него будет доступ на ТАЭУ, не смог их визуально идентифицировать без специального оборудования.

Возможен также вариант создания нескольких различных по уровню оснащенности систем физической защиты ТАЭУ в зависимости от оценки угроз при ее транспортировке и эксплуатации. Оба варианта требуют дополнительного исследования.

На этапе анализа уязвимости также определяются базовая «проектная угроза» и модель потенциального нарушителя, которые станут основой для дальнейшей разработки комплекса мер по обеспечению физической защиты.

Уязвимые места должны выявляться как для ядерной установки, включая парогенератор, турбину, подводку воды и электропитания, все коммуникации, так и для мобильной платформы. Следует принимать во внимание, что мобильная платформа может быть как неотъемлемой частью ядерной установки, так и отчуждаемой и применяться исключительно для транспортировки ТАЭУ.

Для предотвращения хищений ядерных материалов или доступа к радиоактивным веществам конструкция ядерной установки должна исключать возможность ее вскрытия без применения специальных устройств и приспособлений.

Требования по оснащению границ охраняемых зон инженерно-техническими средствами определяются исходя из требуемой вероятности обнаружения нарушителя по мере его продвижения к цели, времени задержки нарушителя при реализации им угроз и создания временного запаса, необходимого для прибытия сил реагирования к месту совершения несанкционированного действия и нейтрализации нарушителя. В этой связи при использовании технологий безлюдной охраны наиболее актуальными становятся активируемые физические барьеры. В составе мобильной платформы следует предусматривать средства, обеспечивающие дистанционное блокирование (разблокирование) элементов управления движением, а возможно, и вывод из строя всей мобильной платформы для исключения несанкционированного перемещения в случае ее захвата нарушителями. Поскольку на средства управления могут воздействовать и нарушители при реализации диверсий или хищений, для передачи команд управления должны использоваться защищенные каналы связи и кодированные сообщения. Решения по обеспечению физической защиты ТАЭУ ориентированы на отказ от непосредственного размещения на площадке ТАЭУ сил реагирования. Поэтому большое значение приобретает замедление продвижения нарушителя к намеченной цели за счет применения различных инженерно-технических средств физической защиты, что обеспечивает своевременное прибытие на объект сил ответного реагирования.

Для задержки (замедления) продвижения нарушителя можно использовать различные активные и пассивные физические барьеры. Пассивные физические барьеры, включая средства усиления различных проемов и технологических отверстий, образуют границы охраняемых зон и категорированных помещений. В тех местах, которые, по оценкам, наиболее привлекательны для нарушителя, а также находятся на наиболее вероятных путях его проникновения, следует использовать активируемые средства задержки. К ним относятся средства подавления нарушителя за счет применения световых и звуковых сигналов, дезориентирующих и выводящих его на некоторое время из строя. Также в проекте СФЗ ТАЭУ следует предусматривать средства, создающие помехи или препятствующие движению нарушителя (сетки, связывающие пены, электрошокеры и т. п.), представленные на рынке и достаточно активно развивающиеся в последнее время.

Как уже упоминалось, важно заранее обнаружить и идентифицировать возможных нарушителей. Поэтому необходимым средством СФЗ ТАЭУ должна быть система раннего обнаружения и идентификации опасности. Задачей

такой системы является обнаружение и идентификация потенциальных нарушителей или подозрительной активности и выдача сигнала тревоги. Система должна выдавать сигналы двух видов:

- предупредительный сигнал — подозрение о попытке совершения несанкционированного действия;
- тревожный сигнал — совершение несанкционированного действия.

В первом случае система обращает внимание оператора на подозрительную активность либо в окрестностях ТАЭУ, либо в непосредственной близости от нее. Во втором случае выдается сигнал тревоги, когда система идентифицировала угрозу как нападение на объект, причем желательно, чтобы она сделала это заранее, до срабатывания охранной сигнализации.

Определение текущих координат ТАЭУ и мобильной платформы во время их транспортировки может осуществляться, например, с использованием систем глобального позиционирования на базе различных спутниковых группировок, например, GPS или ГЛОНАСС. Такие системы могут быть специально спроектированы для ТАЭУ и установлены на этапе ее строительства. Во время эксплуатации ТАЭУ ее местоположение также должно периодически определяться в автоматическом режиме.

Таким образом, активные и пассивные инженерно-технические средства задержки нарушителей, система раннего обнаружения и идентификации опасности, система определения местоположения ТАЭУ и транспортной платформы, оперативная связь с местными силовыми структурами — это те особенности СФЗ ТАЭУ, которые, несмотря на немногочисленный персонал, обслуживающий ТАЭУ, а также несмотря на возможно увеличенное время реагирования в случае тревоги, должны обеспечивать соответствующий уровень безопасности ТАЭУ на всех этапах ее жизненного цикла.

Опволоконные датчики как средство раннего обнаружения

В качестве одного из перспективных технических средств раннего обнаружения и распознавания в настоящее время рассматриваются распределенные волоконно-оптические датчики и системы мониторинга на их основе, которые уже получили развитие на элементной базе волоконно-оптических систем связи [12; 13]. К важным достоинствам таких систем относятся их полная электрическая пассивность и помехозащищенность в охраняемой зоне, малые габариты и масса волоконной кабельной системы, гибкость и

разнообразии топологий прокладки на местности, возможности дублирования и резервирования чувствительной сети, что повышает ее надежность.

Практика показывает, что волоконно-оптические распределенные сети в зоне охраны невозможно заглушить или вывести из строя традиционными средствами, и они сохраняют работоспособность до тех пор, пока волоконные каналы и кабели остаются физически целыми. А в случае их обрыва место разрушения мгновенно определяется на центральном пункте сбора и обработки информации. Надежность и интеллектуальные функции системы проявляются полнее при ее оснащении специальными программными средствами распознавания видов нарушения границ и охраняемой зоны. Такая волоконная система может представлять собой часть системы раннего обнаружения и мониторинга. Принципиально важно, что волоконные сети и системы охраны могут быть совмещены с известными современными системами физической защиты.

На рис. 1 показана работа распределенной волоконно-оптической системы на основе когерентно-импульсного рефлектометра в качестве системы охраны периметра длиной 20 км. В случае воздействия на оптоволокно выдается звуковой сигнал, на экране монитора появляется сообщение о воздействии на оптоволоконный кабель, а также указывается, на каком участке кабеля произошло воздействие. Также производится документирование всех событий (таблица слева) с указанием номера события, времени, места по длине волоконной трассы и величины амплитуды локальных биений, превышающей пороговый уровень.

На рис. 2 показана возможная схема системы раннего обнаружения и мониторинга периметра и охватываемой им территории. Построение столь масштабных систем охраны имеет смысл, если с помощью программных средств возможно реализовать одновременное слежение за количеством независимых участков высокой чувствительности числом порядка 10^3 — 10^4 . Опытные образцы таких распределенных волоконно-оптических систем мониторинга и охраны разработаны и испытываются в Научном центре волоконной оптики РАН. Число независимых точек мониторинга с интерференционной (микрофонной) чувствительностью по отношению к виброакустическим воздействиям доведено до 10 тыс. с пространственным разрешением по длине 2 м. Именно с точностью ± 2 м может быть указана координата нарушителя вдоль волоконной линии. А в случае двумерной топологии системы охраны, как показано на рис. 2, разрешение определяется расстоянием

*Атомные станции малой мощности:
новое направление развития энергетики*

(шагом) между линиями прокладки волоконного кабеля чувствительной части системы. Возможно построение охранной системы с длиной волоконного кабеля 50—60 км.

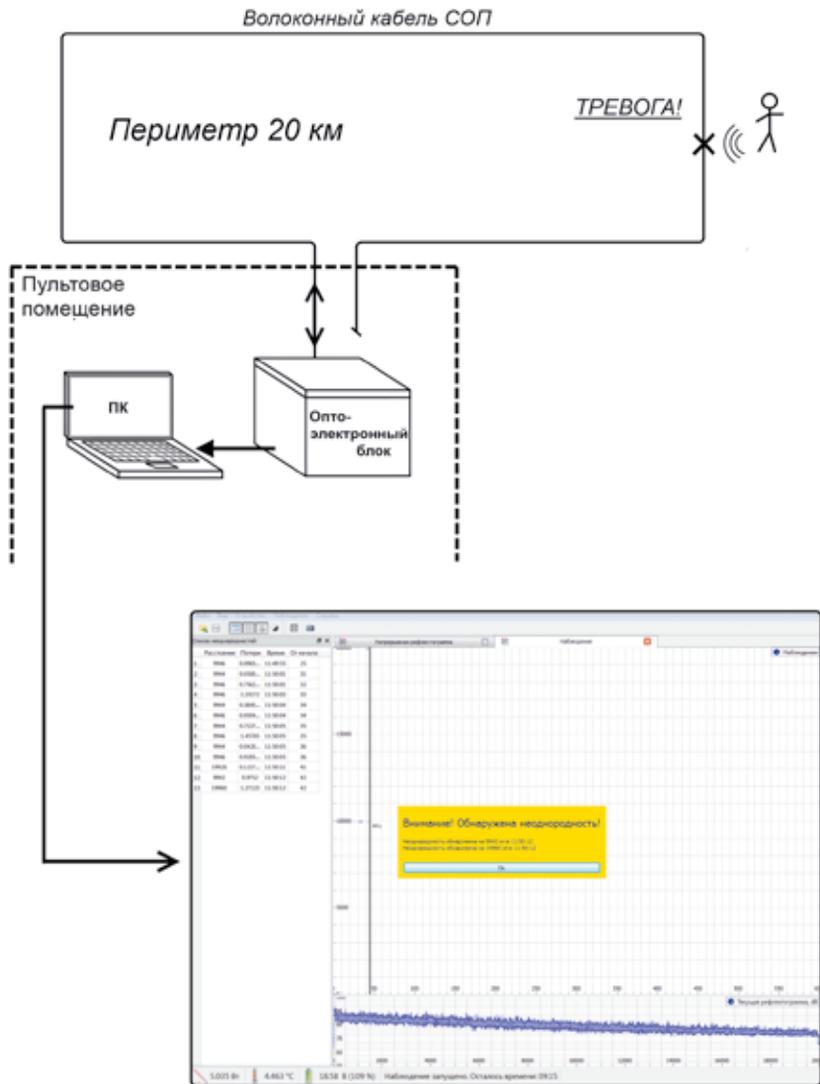


Рис. 1. Схема работы распределенной волоконно-оптической системы

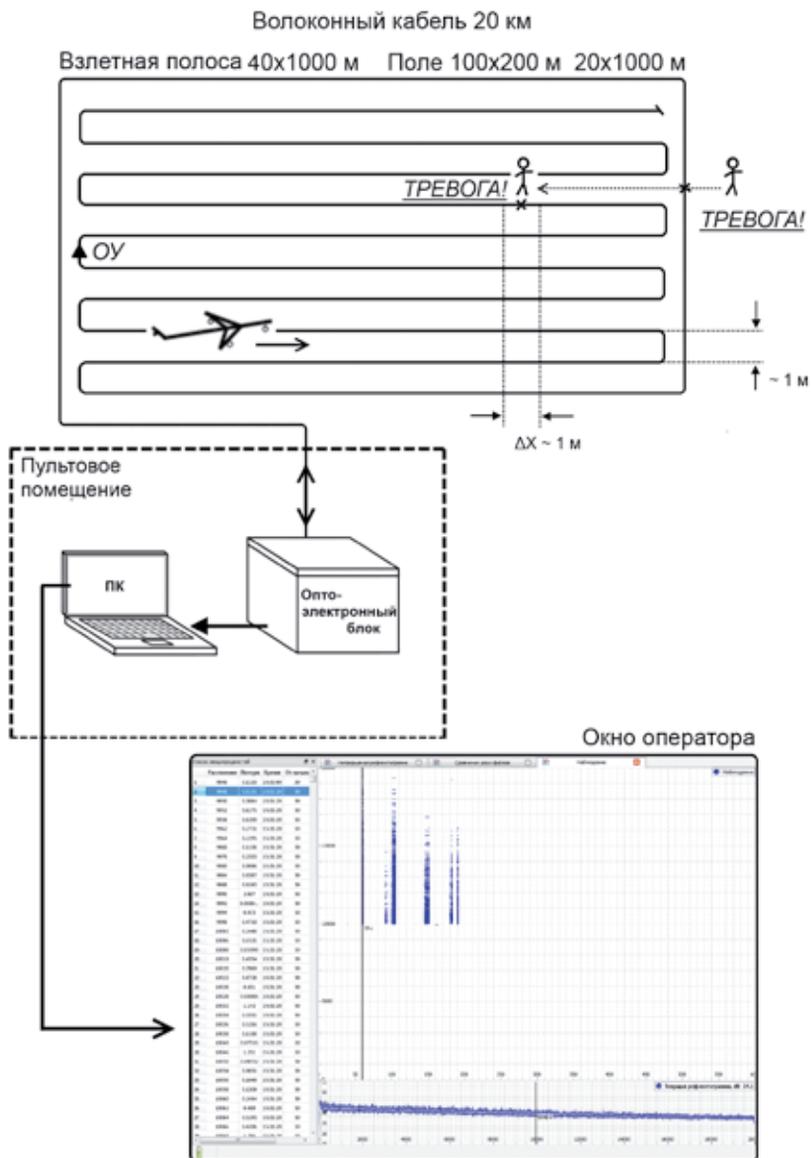


Рис. 2. Схема системы раннего обнаружения и мониторинга периметра и территории

Следующим шагом после создания лазерной системы мониторинга на основе волоконного кабеля являются разработка и оснащение системы специальными программными средствами идентификации и распознавания видов и силы воздействий. Возможна работа системы в полностью автоматическом режиме. Распределенная волоконно-оптическая система мониторинга может программироваться и самообучаться на идентификацию определенных физических воздействий в охраняемой зоне.

Система мониторинга и охраны периметров и площадей может быть развернута также на объемных объектах, таких как здания и сооружения. Пультовое помещение может быть удалено от охраняемой зоны на расстояние до 10 км. Волоконная трасса может дублироваться, так как даже в простых волоконных кабелях обычно содержится 4—8 оптических волокон. Оптоэлектронный блок системы мониторинга способен обслуживать одновременно несколько волоконных трасс (до 10).

Нет сомнения, что современные системы оптоволоконного мониторинга найдут широкое применение на многих объектах ответственного значения, в том числе и на объектах атомной энергетики.

Заключение

В работе описаны подходы к проектированию системы физической защиты ТАЭУ. С учетом особенностей ТАЭУ и ее жизненного цикла система физзащиты должна основываться на следующих принципах:

- проектирование и установка системы физзащиты должна вестись параллельно со строительством самой ТАЭУ;
- в конструкцию ТАЭУ должны быть заложены активные и пассивные инженерно-технические средства задержки нарушителей, а также элементы СФЗ;
- для удаленного мониторинга и управления СФЗ ТАЭУ должны применяться беспроводные технологии с хорошо защищенными каналами связи;
- должна быть спроектирована и установлена система раннего обнаружения и идентификации несанкционированных действий, возможно, с применением спутниковых технологий;
- силы ответного реагирования должны иметь средства быстрой доставки, будь то в водной акватории, на суше или в горах;
- должна быть постоянная оперативная связь с силовыми структурами страны-получателя;

- в ТАЭУ должна быть встроена система глобального позиционирования для определения текущих координат ТАЭУ и мобильной платформы во время их транспортировки и эксплуатации.

Конечно, все перечисленные в данной работе меры физической защиты ТАЭУ удорожат ее стоимость, однако такая система позволит обеспечить необходимый уровень безопасности ТАЭУ на всех этапах жизненного цикла.

Литература

1. Конвенция о физической защите ядерного материала: INFCIRC/274/Rev.1 / МАГАТЭ. — Вена, май 1980.
2. Поправка к Конвенции о физической защите ядерных материалов. — [Б. м.], 2005.
3. Nuclear Security Recommendations on Physical Protection of Nuclear Material and Nuclear Facilities: INFCIRC/225/Rev.5 / IAEA. — Vienna, Sept. 2010.
4. Milestones in the Development of a Nuclear Infrastructure for Nuclear Power / IAEA. — Vienna, Sept. 2007. — (IAEA Nuclear Energy Series № NG-G-3.1).
5. Basic Infrastructure for a Nuclear Power Project: IAEA-TECDOC-1513 / IAEA. — Vienna, June 2006.
6. Федеральный закон Российской Федерации «Об использовании атомной энергии» от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ.
7. Правила физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов. — Утверждены постановлением Правительства РФ от 19 июля 2007 г. № 456.
8. *Бояринцев А. В., Зуев А. Г., Ничиков А. В.* Проблемы антитерроризма: угрозы и модели нарушителей. — СПб.: ЗАО НПП «ИСТА-Системс», 2008. — 220 с.
9. *Мишин Е. Т., Соколов Е. Е.* Построение систем физической защиты потенциально опасных объектов. — М.: Радио и связь, 2005. — 200 с.
10. Учет, контроль и физическая защиты ядерных материалов: Терминологический словарь. — М.: ЦНИИАтоминформ, 2000. — 73 с.

11. Глоссарий МАГАТЭ по вопросам безопасности: терминология, используемая в области ядерной безопасности и радиационной защиты: Издание 2007 года. — Вена, 2007.
12. Беловолов М. И., Парамонов В. М., Туртаев С. Н. Волоконно-оптические системы мониторинга и охраны протяженных и точечных объектов: перспективные решения и подходы к обеспечению безопасности // Научные и инновационные подходы к решению проблемы предупреждения аварийных ситуаций на объектах ответственного назначения: Сборник трудов общественных слушаний (Москва, Общественная палата РФ, 30 ноября 2012 г.). — Владивосток: Дальнаука, 2013. — С. 74—91.
13. Беловолов М. Эффект оптоволокну // Материалы научно-практической конференции производителей технических средств защиты «Реализация инновационных технологий в производстве современных технических средств обеспечения безопасности в Российской Федерации» / Торгово-промышленная палата РФ: Спец. вып. журн. «Мир безопасности». — 2013. — № 9/238. — Сент. — С. 34—36.

Вопросы кадрового обеспечения системы атомной энергетики на основе транспортабельных атомных энергетических установок

Н. И. Гераскин, Ю. Н. Волков

Национальный исследовательский ядерный университет (МИФИ)

В современном мире в условиях постоянной технологической гонки, борьбы за природные ресурсы все более прочные позиции начинают занимать государства, постепенно отходящие от использования углеводородных ресурсов для производства электроэнергии и активно развивающие атомную энергетику — энергетику обозримого будущего.

Транспортабельная атомная установка (ТАУ) имеет ряд преимуществ по сравнению с наземным вариантом станции такой же мощности:

- сокращение сроков инвестиционного цикла и стоимости строительства по сравнению с наземным вариантом сооружения станции такой же мощности за счет минимальных объемов строительно-монтажных работ;
- высокое качество изготовления плавучего энергоблока в условиях судостроительного завода и сдача его «под ключ», поскольку в условиях завода нет необходимости отправлять специальные инспекции по надзору за качеством, а качество строящейся станции могут контролировать эксперты на заводе;
- возможность размещения станции в непосредственной близости от потребителя энергии, что позволит сэкономить значительные средства и время на прокладку линий электропередач;
- вахтовый метод эксплуатации, позволяющий избежать содержания полного штата работников на протяжении длительного периода работы;
- после вывода из эксплуатации плавучий энергоблок буксируется на специализированное предприятие для утилизации, что обеспечивает простоту снятия с эксплуатации.

Жизненный цикл станции, включая строительство, эксплуатацию, капитальный ремонт плавучего энергоблока и его утилизацию, подготовку персонала, полностью обеспечивается действующей инфраструктурой российской ядерной промышленности. Поэтому нет необходимости в создании дополнительных мощностей или объектов для производства ТАУ. При серийном

изготовлении стоимость второго и последующих энергоблоков уменьшится до 80% от первоначальной стоимости, что значительно повысит экономическую эффективность станции.

В России максимальный экономический эффект применения ТАУ обеспечивается при тепло- и электроснабжении федеральных государственных предприятий и закрытых территориально-административных образований за счет резкого сокращения бюджетных затрат на завоз органического топлива и компенсацию тарифов. Кроме того, важнейшим направлением применения ТАУ является ориентация на экспорт в развивающиеся страны.

Предполагается, что система атомной энергетики на основе ТАУ ориентирована прежде всего на развивающиеся страны, не заинтересованные во владении критическими ядерными материалами и технологиями и нуждающимися в наземном энергообеспечении социальных нужд населения, локальных актуальных (в том числе для мирового сообщества) производств, при преодолении последствий стихийных бедствий и катастроф и других аналогичных задач. Например, к ТАУ уже проявили интерес Китай, Индия, Таиланд, страны Персидского залива и Северной Африки. Плавающей АЭС заинтересовалась Индонезия. Многим странам плавающие станции нужны не столько для выработки тепла и электроэнергии, сколько для опреснения морской воды. Рынок опреснения бурно развивается: в 1995 г. его объем составлял 3 млрд долл. К 2015 г. по прогнозам МАГАТЭ он достигнет 12 млрд долл. Одно из основных препятствий для развития этого рынка — высокая энергоемкость процесса опреснения.

В общем случае под ТАУ понимаются не только энергоблоки на плавающей платформе. Определение «транспортбельные» понимается как указание на то, что жизненный цикл ТАУ происходит на транспортной платформе в позиционном положении. В данной работе анализируются ТАУ малой — примерно до 100 МВт(э) — мощности, размещаемые на колесных, гусеничных, железнодорожных и плавучих платформах.

Особенности использования, множественный характер распространения ТАУ и их малая мощность делают целесообразным и [1]:

- их индустриальное серийное производство;
- отнесение к сфере компетенции заказчика услуг ТАУ максимальной ответственности за поставку энергии, безопасность ТАУ, нераспространение, обеспечение ЯТЦ и эксплуатацию ТАУ;

- оставление на заказчике минимальной ответственности (платежи за продукцию, доля ответственности за ядерные риски, создание и поддержание инфраструктуры);
- отбор конструкций и физических схем ТАУ, отличающихся повышенной безопасностью, устойчивостью к распространению, приемлемыми стоимостью и временем инвестиционного цикла и другими характеристиками, оптимальное сочетание которых подлежит определению;
- стандартизацию проектов ТАУ и унификацию их компонентов;
- оптимизацию схемы обслуживания ТАУ, в том числе создание для этого региональных центров обслуживания с целью предельного сокращения рисков на площадке установки и работы ТАУ;
- централизацию подготовки и поддержания кадрового обеспечения системы атомной энергетики на основе ТАУ как в части собственно эксплуатации ТАУ, так и в части обеспечения контроля экономических аспектов использования ТАУ, вопросов их безопасности, нераспространения, гарантий поставок ядерного топлива и энергообеспечения заказчика, соблюдения международных норм и правил на этапах жизненного цикла ТАУ.

В данной работе обсуждаются вопросы кадрового обеспечения системы эксплуатации ТАУ, которое будет иметь отличительные особенности при развитии атомной энергетики на основе ТАУ, ориентированной на развивающиеся страны. В дальнейшем под производителем понимаются российские компании, ответственные за поставку ТАУ, под заказчиком — страна / иностранная компания, собирающаяся эксплуатировать ТАУ.

Основной спектр потребностей и задач, которые возникают перед производителем и которые ставит потенциальный заказчик при рассмотрении реализации проектов ТАУ малой мощности, приведен в табл. 1 (из материалов МАГАТЭ [2]).

Взаимодействие производителя и заказчика начинается, когда на рынке появляется готовая продукция в виде ТАУ, конкурирующая в общем случае с другими подобными объектами. При этом безусловно предполагается, что взаимодействие сторон должно происходить при непосредственном участии/контроле МАГАТЭ. Необходимо рассмотреть несколько опций, как заказчик может определиться со степенью своего участия в жизненном цикле ТАУ. Авторы данной работы считают, что с точки зрения подготовки кадров можно выделить три степени/опции участия заказчика в жизненном цикле ТАУ:

Таблица 1. Спектр потенциальных услуг от производителя ТАУ малой мощности

Заказчик	Характеристика	Пример	Конечный продукт		Услуги, которые будут затребованы от производителя				
			Электро-снабжение, МВт(э)	Другое (опционально)	Оперативный персонал	Ядерная установка	Оборудование станции включая ядерную установку	Подготовка персонала /специалистов	Образование/ подготовка
<i>Покупка энергии</i>									
Небольшие, изолированные территории	Северная Сибирь, Аляска	Индонезийские острова	1—10	Опреснение воды	Производитель	Владеет производителем	Владеет производителем	Нет	Нет
Города в стране заказчика, находящиеся на ранней стадии технологического и инфраструктурного развития	Некоторые страны Южной Америки и Африки		10—50	Опреснение воды, энергия для добычи полезных ископаемых, заготовка леса	Производитель или заказчик	Владеет заказчиком или лизинг от производителя	Владеет заказчик	Да	Опционально
<i>Развитие местной инфраструктуры</i>									
Города / урбанизированные территории в развивающихся странах	Турция; Мексика; Египет и т. д.		100—300	Опреснение воды, производство водорода	Заказчик	Покупает или берет в лизинг заказчик	Заказчик строит и владеет	Да	Опционально
Развивающиеся страны, имеющие месторождения урановых руд, находящиеся на ранней стадии технологического и инфраструктурного развития	Казахстан и т. д.		100—600	Энергия для добычи полезных ископаемых	Производитель или заказчик	Владеет заказчик или производитель	Владеет заказчик или производитель	Да	Да/ опционально

- максимально возможное участие с полной или частичной передачей технологии заказчику;
- «Частичное участие заказчика в жизненном цикле ТАУ» — заказчик не претендует на владение технологией, однако участвует в жизненном цикле ТАУ (персонал состоит из специалистов заказчика), частично владеет оборудованием исключая ядерную установку и ядерные материалы;
- «Производитель отвечает за все», в данном случае заказчик берет на себя ответственность только за радиационный контроль и физическую защиту объекта и ядерных материалов.

Выполнение проекта ввода новой станции можно разбить на три этапа: планирование, предпроектную стадию и стадию реализации. В соответствии с самой идеей ТАУ стадия реализации проекта будет существенно уменьшена. Фактически стадия реализации проекта будет заключаться в подготовке площадки включая и необходимые средства физической защиты.

При масштабном развитии рынка, серийности производства ТАУ и апробировании технологии предпроектная стадия также может быть существенно сокращена. При этом подготовка персонала, создание образовательной структуры — один из ключевых компонентов еще в предпроектной стадии создания АС. Разумеется, для функционирования энергосистемы с ТАУ потребность в специалистах будет очень существенно снижена по сравнению с типичной АЭС. Конкретные цифры могут быть названы после проведения более серьезного исследования.

Сценарий «Производитель отвечает за все» предполагается в качестве базового для России, выступающей в качестве производителя. В этом сценарии заказчик не претендует на владение ядерными технологиями и ядерными материалами, а ТАУ рассматривается исключительно как источник энергии, и заказчик не претендует на владение им. Заказчик в этом случае для получения санкции МАГАТЭ на использовании услуг атомной энергетики создает национальное ядерное законодательство и минимально необходимую инфраструктуру. Эксплуатирующая организация должна обеспечить разработку и реализацию программы ввода ТАУ в эксплуатацию как ядерно и радиационно опасного объекта. Именно для этих целей необходим региональный центр контроля за эксплуатацией ТАУ [1], который должен быть создан до ввода ее в опытную эксплуатацию и укомплектован персоналом, имеющим необходимую квалификацию и допущенным в установленном порядке к работе.

Заказчику скорее всего придется создать национальный регулирующий орган, который может быть организован на базе регионального центра контроля над эксплуатацией ТАУ или совместно с ним. Основная роль таких организаций — установление норм и правил, определение требований, которые будут подвергаться регулированию, установка стандартов безопасности, осуществление контроля и инспекций, т. е. правовой и надзорной миссии. Очевидно, что работа таких организаций должна быть полностью независима от отрасли/промышленности. Другая задача может состоять в проведении обучения специалистов при сохранении достаточной независимости от отрасли. Еще одной задачей может являться сбор и обобщение информации по объекту для использования политическими структурами в стране и/или международными организациями.

Ожидается, что создающийся национальный регулирующий орган будет проводить лицензирование уже построенной установки (реактора) в другой стране или реактора, уже получившего лицензию на постройку другим действующим регулирующим органом, например, страны-производителя. В таком случае первоначально регулирующий орган страны — заказчика ТАУ будет укомплектован наряду с местными специалистами также специалистами производителя, под чьим руководством будут проходить обучение и передача опыта для специалистов страны-заказчика. На рис. 1 приведена возможная структура такого регулирующего органа.

Эффективность и безопасность функционирования атомной станции основывается на контроле исполнения норм и правил ядерной и радиационной безопасности, адекватной системе радиационного мониторинга, высокой культуре учета, контроля и физической защиты, наличии компьютеризированной системы учета и контроля ядерных материалов, развитию и унификации норм безопасности. Численность сотрудников регулирующего органа может составлять 50 высококвалифицированных специалистов (максимальная оценка), а в случае ТАУ их число может быть ограничено, по оценкам, 10—15 специалистами высшей квалификации.

Среди них должны быть:

- специалисты по управлению проектами;
- юристы-международники;
- ядерщики (инженеры-физики);
- инженеры;
- специалисты по эксплуатации;

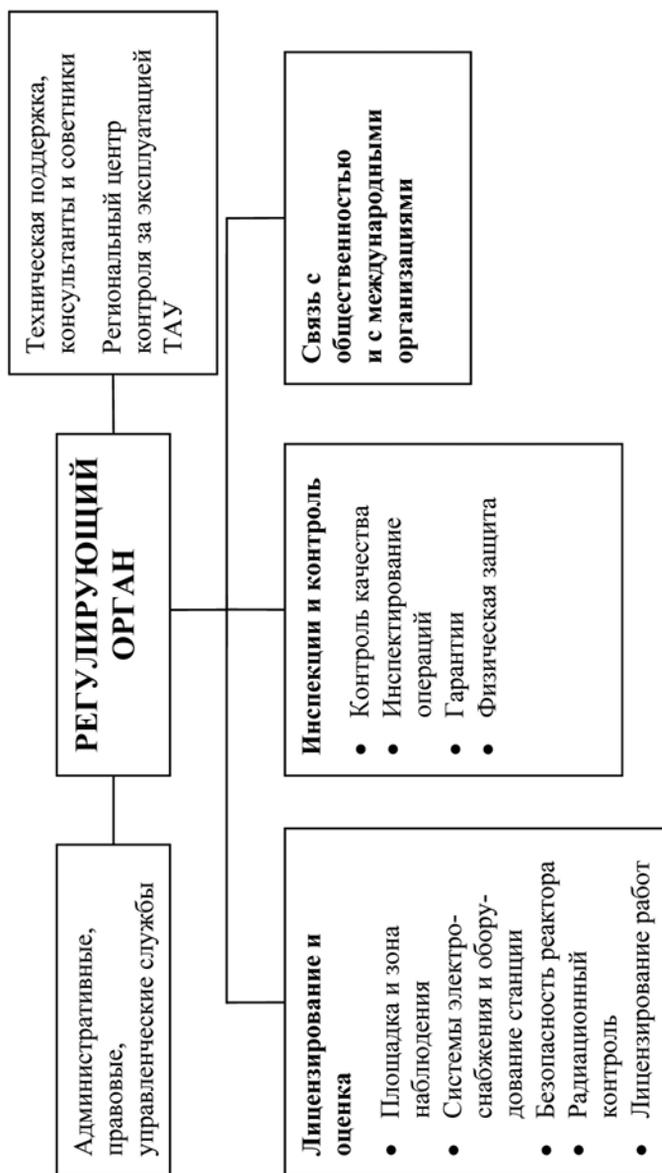


Рис. 1. Примерная структура регулирующего органа для ТАУ малой мощности

- радиометристы;
- специалисты по учету и контролю ядерных материалов.

Начать создание подобной структуры заказчику рекомендуется еще на этапе планирования проекта с ТАУ.

Один из аргументов противников проекта атомной станции малой мощности на базе плавучего энергетического блока состоит в том, что, несмотря на то что ТАУ в настоящее время уже создается, еще не разработана система физической защиты. Диверсия или террористический акт на ПЭБ могут привести к колоссальному ущербу не только для окружающей среды и населения прилегающих к месту базирования ТАУ районов. Хищения ядерных материалов с ТАУ может привести к тому, что в агрессивных государствах появится ядерное оружие.

На данный момент существует два базовых подхода к решению проблемы нераспространения ядерных материалов:

- «Гарантии поставок топлива». Предполагается, что страна, которая в данный момент не обладает технологиями обогащения или переработки топлива, декларирует отказ от таких технологий в течение какого-то продолжительного периода. Взамен она получает гарантии, что в течение этого срока будет получать ядерное топливо, например, в виде готовых тепловыделяющих сборок, на заранее оговоренных принципах.
- «Многосторонние подходы к ядерному топливному циклу». Предполагается ограничение использования ядерных материалов, которые могут быть использованы для создания ядерного оружия, в гражданской ядерной программе путем согласия ограничить такого рода деятельность, кроме объектов, находящихся под международным контролем.

Видно, что атомная станция на основе ТАУ отвечает этим двум подходам, так как специально задумана, спроектирована и сконструирована таким образом, чтобы вопросы загрузки и выгрузки активной зоны были целиком в ведении производителя, который, как предполагается, действует в рамках международных гарантий нераспространения.

Однако вопросы применения гарантий и физической защиты объекта требуют дальнейших проработок. В любом случае проблемы защиты объекта от нападения террористов неизбежно возникнут у страны-заказчика, и соответственно появится потребность в специалистах в области физической защиты ядерных объектов.

Для обеспечения мирного и безопасного использования ядерных технологий особое внимание должно уделяться подготовке и развитию квалифицированных кадров. Одна из наиболее часто используемых разными странами инициатив по решению проблем ядерного образования — это формирование сотрудничества и кооперации между университетами на международном и национальном уровне. Объединение отдельных образовательных учреждений в единую корпоративную систему, учитывающую все особенности ядерного образования, осуществляется для более эффективного управления, организации, передачи и сохранения ядерных знаний. Только в ограниченном числе стран развиты все этапы топливного цикла и накоплен необходимый опыт для сохранения и передачи ядерных знаний, однако даже там отдельные университеты не могут обеспечить всеобъемлющий охват ядерных знаний. Трудности, с которыми они сталкиваются, как правило, очевидны — это отсутствие средств для поддержки соответствующих ядерных образовательных инфраструктур и отсутствие региональных инициатив в этой области. Региональные сети образовательных учреждений при поддержке государственных органов рассматриваются как основной элемент будущего сотрудничества [4; 5].

В настоящее время в мире образуются мощные региональные (Америка, Европа, Азия) объединения ядерного образования на основе интеграции образования, науки и промышленности. В России этот процесс также регулируется и поддерживается на государственном уровне. Еще в 2006 г. более 30 ведущих отечественных образовательных и научных институтов, ядерных центров подписали соглашение о создании Российского ядерного инновационного консорциума, одной из целей которого стало формирование корпоративной системы подготовки квалифицированных кадров для выполнения задач Росатома. В апреле 2009 г. было заявлено о создании на базе Московского инженерно-физического института Национального исследовательского ядерного университета, призванного заниматься обучением и переподготовкой кадров для атомной отрасли.

Авторы считают, что централизация всех уровней подготовки специалистов для ядерной отрасли, а также направленность на развитие экспорта образовательных услуг является глобальной тенденцией, что создает особую возможность организации системы подготовки/тренинга специалистов разного профиля для заказчиков ТАУ.

Как уже указывалось, один из национальных центров подготовки, безусловно, может рассматриваться в качестве единой площадки подготовки специ-

алистов для функционирования атомных станций с ТАУ. Востребованность тех или иных специальностей зависит от степени участия заказчика в жизненном цикле ТАУ (см. выше).

Ниже в качестве примера приведены результаты анализа реестра необходимых специальностей в соответствии с видами участия заказчика в жизненном цикле ТАУ. Рассмотрены соответствующие специальности высшего профессионального образования (ВПО) и среднего профессионального образования (СПО) из российского реестра специальностей.

В случае максимального участия заказчика в жизненном цикле ТАУ при анализе предметной области соответствующих специальностей для облегчения целей анализа они были структурированы в несколько блоков: ядерно-инженерные, технологические, информационные технологии, экономика и управление отдельно для высшего профессионального и среднего профессионального образования. Результаты анализа для случая «Максимально возможное участие в жизненном цикле ТАУ» приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты анализа для случая «Максимально возможное участие в жизненном цикле ТАУ»

№	Специальность
<i>1. Ядерно-инженерные специальности (ВПО)</i>	
1	Ядерные реакторы и энергетические установки
2	Безопасность и нераспространение ядерных материалов
3	Радиационная безопасность человека и окружающей среды
4	Атомные электростанции и установки
5	Приборостроение
6	Электроника и автоматика физических установок
7	Физика металлов (радиационное материаловедение)
<i>2. Технологические специальности (ВПО)</i>	
1	Химическая технология материалов современной энергетики
2	Технология машиностроения
3	Приборы и методы контроля качества и диагностики
4	Промышленная электроника
5	Экология
6	Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов

*Вопросы кадрового обеспечения системы атомной энергетики на основе
транспортабельных атомных энергетических установок*

Табл. 2. (окончание)

№	Специальность
7	Информационно-измерительная техника и технологии
<i>3. Информационные технологии (ВПО)</i>	
1	Автоматизированные системы обработки информации и управления
2	Программное обеспечение вычислительной техники и автоматизированных систем
3	Комплексное обеспечение информационной безопасности автоматизированных систем
<i>4. Управление и экономика (ВПО)</i>	
1	Экономика и управление на предприятии (ядерная отрасль)
2	Менеджмент организации
3	Управление качеством
<i>5. Инженерно-технические (СПО)</i>	
1	Атомные электрические станции и установки
2	Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий
3	Строительство и эксплуатация зданий и сооружений
4	Электрические станции, сети и системы
5	Монтаж и техническая эксплуатация промышленного оборудования
6	Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования
7	Радиационная безопасность
<i>6. Технологические (СПО)</i>	
1	Автоматизация технологических процессов на электрических станциях
2	Технология машиностроения
3	Сварочное производство
4	Химическая технология неорганических веществ
5	Метрология
<i>7. Информационные технологии (СПО)</i>	
1	Автоматизированные системы обработки информации и управления
2	Информационная безопасность
3	Техническое обслуживание СВТ и компьютерных сетей

Таким образом было отобрано 20 специальностей ВПО и 15 специальностей СПО, которые представляют собой минимальный набор специальностей для случая максимального участия заказчика. Отобранные специальности объединяют подготовку специалистов по следующим видам деятельности: предпроектная деятельность, проектирование, контроль качества, производство оборудования и основных компонентов, строительство, управление и эксплуатация, лицензирование и регулирование ядерного объекта.

В случае частичного участия заказчика в жизненном цикле ТАУ при анализе предметной области соответствующих специальностей для облегчения целей анализа было достаточно структурировать специальности по уровням подготовки ВПО и СПО. В табл. 3 приведены результаты анализа для случая «Частичное участие заказчика».

Таблица 3. Результаты анализа для случая «Частичное участие заказчика»

№	Специальность
<i>1. Специальности ВПО</i>	
1	Ядерные реакторы и энергетические установки
2	Безопасность и нераспространение ядерных материалов
3	Радиационная безопасность человека и окружающей среды
4	Атомные электростанции и установки
5	Электроника и автоматика физических установок
6	Комплексное обеспечение информационной безопасности автоматизированных систем
<i>2. Специальности СПО</i>	
1	Атомные электрические станции и установки
2	Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий
3	Радиационная безопасность

Было отобрано 6 специальностей ВПО и 3 специальности СПО. Эти специальности представляют собой скорее максимальный набор для рассматриваемого случая. Отобранные специальности объединяют подготовку специалистов по следующим видам деятельности: эксплуатация оборудования и основных компонентов, управление и эксплуатация, лицензирование и регулирование ядерного объекта.

В табл. 4 приведены результаты анализа для случая «Производитель отвечает за все». Были отобраны две специальности ВПО и одна специальность СПО. Эти специальности касаются области регулирования, лицензирования, контроля и обеспечения физической безопасности. Ниже дается краткое описание этих специальностей.

Таблица 4. Результаты анализа для случая «Производитель отвечает за все»

№	Специальность
<i>1. Специальности ВПО</i>	
1	Безопасность и нераспространение ядерных материалов
2	Радиационная безопасность человека и окружающей среды
<i>2. Специальности СПО</i>	
1	Радиационная безопасность

«Безопасность и нераспространение ядерных материалов». Подготовка выпускников данного профиля ведется по двум специализациям: учет и контроль ядерных материалов, физическая защита ядерно опасных объектов. Обучение студентов по данному профилю позволяет выпускникам работать в следующих областях ядерной индустрии:

- разработка и эксплуатация систем физической защиты ядерных объектов;
- разработка и эксплуатация систем учета ядерных материалов;
- развитие систем контроля ядерных материалов;
- совершенствование процедур и систем физической защиты ядерных объектов;
- развитие безопасных технологий обращения с ядерными материалами на установках;
- выполнение условий ядерного нераспространения в работах по межгосударственным контрактам.

«Радиационная безопасность человека и окружающей среды». При обучении по данному профилю выпускники получают необходимый объем знаний по взаимодействию ионизирующих излучений с веществом, распространению излучений в веществе; владеют методами регистрации излучений и применением их для дозиметрии и радиометрии, способами спектрометрии

излучений. Выпускники могут решать задачи расчета биологической защиты любых видов источников.

Выпускники данной специальности могут работать в научных учреждениях, на атомных станциях и других объектах атомной промышленности, в проектных и конструкторских бюро.

«Радиационная безопасность». Выпускники (техники) владеют методами регистрации излучений и применением их для дозиметрии и радиометрии, способами спектрометрии излучений. Выпускники в принципе могут решать стандартные задачи расчета биологической защиты любых видов источников.

Таким образом, отобраны специальности, которые отражают те виды деятельности, которые в любом случае остаются в национальном ведении страны заказчика, т. е. область регулирования, радиационной безопасности и защиты материалов и установок.

В заключение можно сказать, что сама концепция ТАУ, полная автоматизация процессов, малая мощность установки не предполагают участия большого числа специалистов на этапе эксплуатации у заказчика по сравнению с обычной АЭС. Кроме того, концепция «Производитель отвечает за все», которая, во всяком случае на начальном этапе, видимо, будет основной для России, вообще исключает участие стороны заказчика в процессах эксплуатации ТАУ. Однако это вовсе не означает, что заказчик полностью устранен от вопросов регулирования деятельности ТАУ. В любом случае в национальном ведении остается область регулирования, радиационной безопасности и защиты материалов. Заказчику необходимо будет создать определенную административную организацию (регулирующий орган), которая станет регулировать вопросы международного права в стране заказчика, а также осуществлять деятельность по контролю самого ядерно и радиационно опасного объекта, которым является атомная станция с ТАУ. В области подготовки специалистов особое внимание должно быть уделено вопросам физической защиты объекта, радиационного контроля, связям с общественностью и регулированию международных отношений.

Широкомасштабное развитие ядерной энергетики на основе ТАУ повлечет за собой вопросы централизованного и сертифицированного подхода к обучению специалистов из самых разных стран. Сегодня в мире наметилась тенденция к централизации и укрупнению подготовки специалистов-ядерщиков. На примере недавно созданного объединения российских образо-

вательных учреждений СПО и ВПО — Национального исследовательского ядерного университета (МИФИ) были выделены специальности, отвечающие трем сценариям участия заказчика в жизненном цикле ТАУ.

Литература

1. *Кузнецов В. П.* Жизненный цикл транспортабельных атомных энергетических установок и отдельные вопросы его правового и институционального обеспечения // Отчет для Международного проекта ИНПРО. — Вып. 3 / РИЦ КИ. — М., 2009.
2. Status of Small Reactor Designs Without On-Site Refuelling: IAEA-TECDOC-1536/ IAEA. — Vienna, 2007.
3. Basic infrastructure for a nuclear power project: IAEA-TECDOC-1513 / IAEA. — Vienna, 2006.
4. Management of Nuclear Knowledge carried out under IAEA Contract No. BC 5380 170 1010 C3020213 as summary of the IAEA Technical Meeting on the “Role of Universities in Preserving and Managing Nuclear Knowledge”, Vienna, Dec. 10—14, 2000.
5. Managing Nuclear Knowledge: Strategies and Human Resources Development: Summary of an international conference, 7—10 September 2004, Saclay.

Производство атомных станций малой мощности как международный проект

В. М. Шмелев, В. П. Кузнецов
НИИ «Курчатовский институт»

Предпосылки для создания международного проекта

В 1960—1970-х годах уже существовала заметная тенденция к интернационализации ядерного топливного цикла. Германия, Нидерланды и Великобритания создали совместную обогатительную компанию URENCO. Франция при финансовом, техническом и управленческом участии нескольких других стран основала еще одну обогатительную компанию — «Eurodif». Несколько стран объединились также для строительства перерабатывающего завода «Eurochemic» в Бельгии.

Соединенные Штаты и Советский Союз принимали обратно после использования на атомных станциях поставленное ими ранее топливо.

Сегодня вновь ведется активное обсуждение международных подходов к ядерному топливному циклу (ЯТЦ) от международных банков топлива до международных обогатительных или перерабатывающих центров. Доступность международных ядерных услуг позволит странам, пока не имеющим развитой ядерно-энергетической инфраструктуры, пользоваться преимуществами ядерной энергетики безопасным и надежным образом.

Россия уже создала Международный центр по обогащению урана (МЦОУ) в Ангарске. МЦОУ является юридическим лицом, заключившим контракт с Ангарским электролизным химическим комбинатом; сам же комбинат остается в собственности России, полностью укомплектован российским персоналом и открыт для гарантий Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ).

Инициированное США Глобальное ядерно-энергетическое партнерство (GNEP) предусматривало оказание ядерных услуг по принципу «от колыбели до могилы» с гарантией доступа как к поставкам свежего топлива, так и к обращению с отработавшим топливом, которые потенциально могли бы оказывать многие страны, работающие в партнерстве.

В целом эти инициативы были направлены на снабжение энергией всех стран без повышения опасности терроризма или распространения ядерного оружия.

Очевидно, что существует широкий спектр различных подходов к увеличению степени интернационализации ядерного топливного цикла, имеющих различные преимущества и недостатки с точки зрения экономики, нераспространения и др. Здесь необходимо решить сложные вопросы национального суверенитета и контроля чувствительной информации и технологий.

АЭС малой и средней мощности

Сегодня по статистике МАГАТЭ ведущими мировыми компаниями заявлено более 50 проектов атомных станций малой и средней мощности (АСМСМ). В отношении нескольких из них разработчики заявили планы и сроки сооружения пилотных образцов. В частности, в России строится первая в мире плавучая АЭС мощностью 70 МВт(э) на базе ледокольных реакторов и наземная АЭС малой — 100 МВт(э) — мощности на базе реакторной технологии СВБР.

В ряде появившихся в последние годы международных проектов и программ заявлено производство и использование АСМСМ для стран с относительно умеренными энергетическими программами.

Имеется значительный, сопоставимый с гражданской атомной энергетикой опыт индустриального серийного производства атомных энергетических установок для подводных и надводных кораблей и судов, что является хорошей основой для создания АСМСМ гражданского назначения.

Одним из возможных решений задачи интенсификации развития атомной энергетики в мире была бы реализация международного атомного энергетического проекта, объединяющего мировой интеллектуальный и индустриальный опыт в области атомной энергетики малых и средних мощностей.

Международный атомный энергетический проект

Международные корпорации представляют собой крупные объединения промышленных, торговых, транспортных или банковских фирм и компаний, деятельность которых выходит далеко за границы стран базирования и обеспечивает им благоприятные позиции в производстве, сбыте, закупке товаров и оказании услуг.

Для международных объединений чаще всего используется такая форма, как консорциум, так как она позволяет вести совместную деятельность при сохранении учредителями юридической и хозяйственной самостоятельности.

Консорциум — временный союз хозяйственно независимых фирм, целью которого могут быть разные виды их скоординированной предпринимательской деятельности, чаще для совместной борьбы за получение заказов и их совместного исполнения.

Проведенный анализ примеров создания международно-правового обеспечения крупных международных проектов (ЭРБАС, ИНТЕЛСАТ и ИТЭР) показал, что наиболее *подходящей организационно-правовой формой* международной корпорации для массового строительства атомных станций малой и средней мощности является *консорциум*. Здесь в отличие от консорциума в традиционном понимании, примером которого является ЭРБАС, речь идет о консорциуме нового типа, где участие принимают целые государства, например, ИНТЕЛСАТ.

Международный консорциум для массового строительства атомных станций малой и средней мощности может быть учрежден под эгидой МАГАТЭ (ст. III Устава МАГАТЭ). Учредителями могут выступить как юридические лица государств — членов МАГАТЭ, так и сами государства-члены.

В основу его создания должен быть положен учредительный договор, например, *многостороннее межправительственное соглашение о создании международного консорциума для массового строительства атомных станций малой и средней мощности*, закрепляющий цели создания международного консорциума, его организационно-правовой статус, финансовый механизм, а также права и обязанности участников.

Такой международный проект имел бы преимущества для всех стран, так как позволил бы не только развивать общие стандарты, связанные с безопасностью, надежностью, лицензированием, но и помог бы в решении вопросов нераспространения в условиях расширения использования атомной энергетики в мире и в разработке стандартов, связанных с проектированием и промышленным серийным производством ядерных реакторов.

Предлагаемый проект мог бы охватывать все этапы ядерного энергетического жизненного цикла от добычи урана до захоронения неуничтожаемых радиоактивных отходов. Предлагаемый проект осуществлялся бы не на основе конфронтационной конкуренции, а на базе широкого международного сотрудничества, позволяющего странам-участницам внести в него свои лучшие научные, технологические и производственные достижения и финансовые средства.

Проект можно было бы инициировать с участием МАГАТЭ. Агентство уже имеет практический опыт успешного инициирования международного

мегапроекта ИТЭР, в котором в настоящее время участвуют страны, представляющие более половины населения мира. Организация Международного атомного энергетического проекта (МАЭП) может быть осуществлена по аналогии с международным проектом AIRBAS INDUSTRIES, основанным в 1970 г.

Предлагается следующая концепция МАЭП безопасного развития атомной энергетики умеренных мощностей для энергообеспечения развивающихся стран:

- страны, обладающие развитыми ядерными энергетическими технологиями и технологиями ядерного топливного цикла, создают консорциум, который осуществляет полный цикл производства ядерных энергетических услуг: добычу и обогащение урана, производство тепловыделяющих элементов, массовое строительство атомных станций умеренной мощности и их эксплуатацию (при необходимости), обращение с отработавшим ядерным топливом, захоронение радиоактивных отходов — со всем необходимым научным, проектным, технологическим и производственным обеспечением;
- страны, не претендующие на самостоятельное развитие ядерных энерготехнологий, пользуются услугами упомянутого консорциума и лишь платят ему за товарную продукцию: электричество, тепло, обессоленную морскую воду.

Таким образом, страна, принявшая услуги такого международного консорциума, будет получать необходимую энергию и не вкладывать средства в опытно-конструкторские разработки ядерных энерготехнологий, в создание дорогостоящих производств по изготовлению оборудования для АЭС и предприятий ядерного топливного цикла, в создание единичных атомных энергоблоков (что удорожает такие блоки), а также получит целый ряд других преимуществ от использования услуг консорциума.

Представляется, что предполагаемая схема будет содействовать решению проблемы нераспространения в условиях возрастания интереса к развитию атомной энергетики во многих развивающихся государствах.

Создание многонационального ядерного консорциума при надлежащей организации и взаимосогласованном управлении может заменить хаотичную конкуренцию, всегда носящую конфронтационный характер, на более организованную и взаимно приемлемую для участников консорциума кооперативную конкуренцию, когда выгоду от определенного решения получает

не один участник консорциума, а все его участники в согласованных пропорциях.

Международный ядерный консорциум по производству и обеспечению реализации жизненного цикла малой атомной энергетики поставит барьер недобросовестной конкуренции, вполне ожидаемой при снижении уровня необходимых капитальных затрат на создание АСМСМ.

При достаточно широком участии в консорциуме производителей всех элементов ЯТЦ можно организовать дело так, что поставлять природный уран будет участник, который поставит его по наиболее низкой цене, обогащение урана будет произведено участником, который тоже поставит эти услуги по наименьшей цене, топливо изготовит участник, который сделает это топливо более надежным и дешевым, реакторную установку поставит тот, кто делает ее лучше, надежнее и дешевле других, то же относится к строительству (монтажу) АЭС, обращению с отработавшим топливом и удалению отходов. Созданный на предлагаемых условиях международный ядерный энергетический консорциум поставит на рынок атомных энергетических услуг наиболее надежный, экономичный и безопасный конечный продукт — АСМСМ или электроэнергию, тепло или чистую воду.

С учетом очевидного разнообразия условий создания и применения атомных энергетических установок малой и средней мощности можно предположить возникновение и успешное функционирование региональных консорциумов для производства и обеспечения жизненного цикла АСМСМ.

Итоги и задачи исследования вопросов правового и институционального обеспечения атомной энергетики малой мощности

Л. Н. Андреева-Андриевская
Госкорпорация «Росатом»

Е. П. Велихов, В. П. Кузнецов
НИЦ «Курчатовский институт»

Введение

В докладе представлены исходные положения, результаты, текущее состояние и очередные задачи российского исследования вопросов правового и институционального обеспечения транспортабельных атомных энергетических установок, выполненного в рамках международного проекта ИНПРО в Международном агентстве по атомной энергии (МАГАТЭ) в 2008—2010 гг. Научный руководитель исследования — Е. П. Велихов, президент Национального исследовательского центра «Курчатовский институт». Координаторы исследования — Л. Н. Андреева-Андриевская (Госкорпорация «Росатом») и В. П. Кузнецов (НИЦ «Курчатовский институт»).

Исследование выполнено коллективом российских экспертов из профильных предприятий, организаций и институтов Росатома, РАН, атомного судостроения, НИЦ «Курчатовский институт» и других организаций в тесном взаимодействии с экспертами МАГАТЭ. Оно финансировалось в рамках госконтрактов Росатома с НИЦ «Курчатовский институт» и частично непосредственно Курчатовским институтом.

Генеральный тезис доклада — постановка задачи на дальнейшее исследование системы малой атомной энергетики в составе атомных источников энергии малой мощности и всех видов и форм правового, институционального и инфраструктурного обеспечения их жизненного цикла. Данное видение перспективы сложилось в ходе исследования с учетом происходящего в настоящее время возрастания интереса к малой атомной энергетике и определения ее специфики.

Родившееся в 2008 г. в недрах МАГАТЭ и используемое в ИНПРО определение «транспортабельные атомные энергетические установки» является частным случаем предложенного французами в ходе 6-го ИНПРО Диалог-

форума летом 2013 г. в Вене определения «малые модульные реакторы» (SMRs), наиболее адекватно отражающего актуальную специфику рассматриваемой в исследовании малой атомной энергетики.

Международный проект ИНПРО и вопросы правового и институционального обеспечения транспортабельной атомной энергетики

В конце 2000 г. в МАГАТЭ был учрежден международный проект по инновационным ядерным реакторам и топливным циклам ИНПРО. Проект является реакцией мирового ядерного сообщества на инициативу президента России В. В. Путина на Саммите тысячелетия в ООН по атомному энергообеспечению устойчивого развития человечества, кардинальному решению проблем нераспространения ядерного оружия и экологическому оздоровлению планеты Земля на основе инновационной атомной энергетики.

В рамках ИНПРО осуществляется исследование вопросов и условий эффективного и безопасного развития инновационных атомных энергетических установок и их топливных циклов.

Проект вызвал большой резонанс, и сегодня 39 государств, в том числе развивающиеся страны и ведущие ядерные державы, а также ряд международных организаций являются участниками ИНПРО. Проект приобрел международный авторитет и получает высокие оценки в резолюциях генеральных конференций МАГАТЭ. Россия играет в ИНПРО важную роль.

В 2007 г. завершилась фаза 1 проекта, результатом которой стали создание и апробация Методологии ИНПРО для оценок соответствия инновационных атомных энергетических систем (ИАЭС) и их топливных циклов современным условиям и требованиям устойчивого развития, и в том числе доступности, эффективности и безопасности. Апробированная национальными экспертизами и одобренная представленным в МАГАТЭ сообществом государств — участников ИНПРО, Методология отражает опыт 60-летнего развития атомной энергетики (АЭ) и превращается в штатный инструмент МАГАТЭ для комплексных оценок ИАЭС.

В 2007 г. началась и до настоящего времени продолжается фаза 2 ИНПРО. Содержанием работ на этом этапе являются совместные исследования актуальных вопросов развития АЭ, сформировавшихся по интересам групп стран — участниц ИНПРО. Среди них предложенная первоначально Россией тема «Вопросы правового и институционального обеспечения системы атомной энергетики на основе транспортабельных атомных энергетических установок».

Транспортабельные атомные энергетические установки (ТАЭУ) — атомные станции малой мощности (АСММ), жизненный цикл (ЖЦ) которых реализуется на единой транспортной платформе, а также АСММ, монтируемые из транспортабельных модулей заводского изготовления на подготовленной площадке и таким же образом удаляемые с этих площадок.

Сегодня в ИНПРО принято обозначение «транспортабельные» для рассматриваемых установок. Можно отметить, что на первой волне интереса к установкам этого типа в 1950—1970-х годах было принято обозначать определением «mobile» транспортабельные АСММ, ЖЦ которых осуществляется на единой транспортной платформе, и определением «portable» — АСММ блочного типа, монтируемые из транспортабельных модулей заводского изготовления на подготовленной площадке и демонтируемые по завершении работы.

В ходе 6-го ИНПРО Диалог-форума в июле — августе 2013 г. в МАГАТЭ французские участники форума предложили использовать известную аббревиатуру SMR (Small Modular Reactor) для обозначения малой атомной энергетики индустриального серийного производства.

Прототипами ТАЭУ являются известные транспортабельные атомные энергетические установки (АЭУ) ТЭС-3, ПАМИР (СССР), «Sturgis» (США), строящийся в настоящее время в Санкт-Петербурге плавучий атомный энергоблок (ПЭБ) «Академик Ломоносов» (рис. 1).

Придерживаясь общей направленности исследования, задаваемой планами действий ИНПРО на соответствующие годы, российская команда работала по собственному плану, регулярно обмениваясь информацией с экспертным сообществом МАГАТЭ [1].

Транспортабельная атомная энергетика в системе глобального взаимодействия

Развитие АЭ на основе ТАЭУ рассматривается в системе глобального взаимодействия, в которую входят (рис. 2):

- пользователь атомных энергетических услуг;
- производитель атомных энергетических услуг;
- третья сторона;
- МАГАТЭ.

Пользователь (терминология МАГАТЭ) является конечным потребителем атомной энергетической продукции в системе АЭ на основе ТАЭУ.



Рис. 1. Спуск на воду ПЭБ «Академик Ломоносов» на Балтийском заводе в Санкт-Петербурге



Рис. 2. Транспортабельная атомная энергетика
в системе глобального взаимодействия

Минимальная ядерная ответственность пользователя в сценарии ЖЦ ТАЭУ «Максимальный аутсорсинг» определяется на основе общих подходов, устанавливаемых международным ядерным правом. Участие пользователя непосредственно в производстве атомных энергетических услуг определяется индивидуально в рамках конкретного атомного энергетического проекта.

Производитель (терминология МАГАТЭ) отвечает за все аспекты функционирования системы АЭ на основе ТАЭУ за исключением сфер ответственности пользователя, устанавливаемых международными конвенциями, а также в рамках конкретного атомного энергетического проекта.

Третья сторона сосредотачивает интересы общества и окружающей среды в ходе реализации атомного энергетического проекта. Международные конвенции и установления, государственные нормы и правила, межгосударственные соглашения охраняют интересы третьей стороны от несогласованного воздействия на нее последствий реализации атомных энергетических проектов.

МАГАТЭ установленным образом регулирует критические вопросы использования ядерной энергии, вырабатывает ориентирующие рекомендации по безопасному и эффективному развитию транспортабельной АЭ на основе мирового опыта развития АЭ.

АСММ в развивающемся мире

Объективные обстоятельства свидетельствуют о возрастающей актуальности развития атомных станций малой мощности:

- По данным МАГАТЭ, разработчиками атомных энергетических установок к настоящему времени заявлено более 50 проектов АЭУ малых (до 300 МВт(э)) и средних (до 700 МВт(э)) мощностей. Ведущие на рынке атомных энергетических услуг мировые и национальные компании предлагают проекты АСММ.
- В Российско-американской рабочей группе по гражданской АЭ, созданной во исполнение поручения президентов России и США на Санкт-Петербургском саммите «большой восьмерки» 2006 г., по предложению американской стороны была организована подгруппа «Экспортпригодные реакторы» с целью совместной оценки вопросов развития гражданской АЭ малых и средних мощностей для развивающихся стран.
- В американской программе «Global Nuclear Energy Partnership» (2006 г.) было заявлено о намерении наладить массовые поставки развиваю-

щимся странам реакторов умеренной мощности; сегодня эта программа воплощается в жизнь с участием России под названием INEFNEC.

- Между американским и российским ядерными обществами подписано соглашение о сотрудничестве в развитии атомных станций малой и средней мощности.
- В России началось строительство первой в мире плавучей атомной теплоэлектростанции на базе ПЭБ «Академик Ломоносов» мощностью 70 МВт(э) с двумя реакторами КЛТ-40С ледокольного типа и пилотной наземной атомной станции на основе реакторов типа СВБР мощностью 100 МВт(э) со свинцово-висмутовым теплоносителем.
- Многие развивающиеся страны заявили о намерении использовать АЭ для промышленного и социального развития. Экономические и географические особенности этих стран определяют целесообразность строительства там АЭС умеренных мощностей.
- Три новейших американских проекта АСММ — «mPower» (150 МВт(э)), «NuScale» (45 МВт(э)) и «Westinghouse SMR» (225 МВт(э)), предложенные коммерческими производителями, лицензируются сегодня в NRC. На их разработку и лицензирование выделяются средства из бюджета правительства США. Созданы частно-государственные компании для массового производства этих АСММ. Сообщается, что они будут использоваться непосредственно в США.

Эти и другие объективные обстоятельства определяют актуальность исследования под эгидой МАГАТЭ вопросов развития транспортабельной АЭ.

Исходные предположения для исследования

Исходные предположения российского исследования непрерывно уточнялись и в настоящее время выглядят следующим образом:

- По условию транспортабельности рассматриваются установки мощностью до 100 МВт(э).
- Пользователь атомных энергетических услуг, производимых ТАЭУ, заинтересован только в получении энергии, не претендует на владение ядерными технологиями и материалами (ЯМ), не является собственником и оператором ТАЭУ и несет вследствие этого минимальную ответственность, связанную с использованием ядерной энергии. В МАГАТЭ данный вариант ЖЦ ТАЭУ определяется как «Максимальный аутсорсинг».
- Пользователь выбирает для решения своих задач ТАЭУ как энергетическую установку временного использования, при этом предполагается

штатное выключение ТАЭУ из режима генерации, расхолаживание оставленного реактора, последующая транспортировка на новую площадку и повторное (многократное) включение ТАЭУ в работу.

- Все операции с ядерным топливом (ЯТ) осуществляются на заводе-изготовителе или региональной базе обслуживания ТАЭУ.
- Осуществление технологических операций с собственно ТАЭУ на протяжении всего ЖЦ ТАЭУ находится в сфере ответственности производителя.

Жизненный цикл ТАЭУ

Пользователь может приобрести ТАЭУ в собственность со всей вытекающей из этого обстоятельства ответственностью, связанной с использованием ядерной энергии. В другом крайнем случае производитель может взять на себя ответственность за весь жизненный цикл ТАЭУ, и тогда пользователь платит за атомные энергетические услуги и несет минимальную ответственность, связанную с использованием ядерной энергии. Именно такой сценарий ЖЦ ТАЭУ — «Максимальный аутсорсинг» по терминологии МАГАТЭ — положен в основу российского исследования. Между этими крайними вариантами возможны схемы аренды и лизинга ТАЭУ пользователем или посредником. Разделение ответственности может пройти по ядерному топливному циклу (ЯТЦ). Возможны другие варианты. Более точные определения возникнут при практическом взаимодействии производителя и пользователя в рамках конкретного проекта.

Обобщенная схема ЖЦ ТАЭУ показана на рис. 3. На схеме выделены этапы ЖЦ, реализующиеся в сферах ответственности как производителя, так и пользователя энергетических услуг ТАЭУ.

ТАЭУ создается по технологиям индустриального серийного производства в отличие от традиционных АЭС больших мощностей, создаваемых по строительным технологиям.

Размещение, ввод и вывод из эксплуатации, эксплуатация, вывоз ТАЭУ с места установки требуют выполнения на площадке только установочных, сборочно-монтажных и пусковых технологических операций. В настоящем исследовании ТАЭУ рассматриваются как объекты индустриального серийного производства. В рыночных условиях пользователь выбирает необходимый ему серийный образец ТАЭУ из предлагаемого производителями ассортимента. Производитель создает и развивает свое производство на основе прямых заказов, а также прогнозов развития спроса на его продукцию.

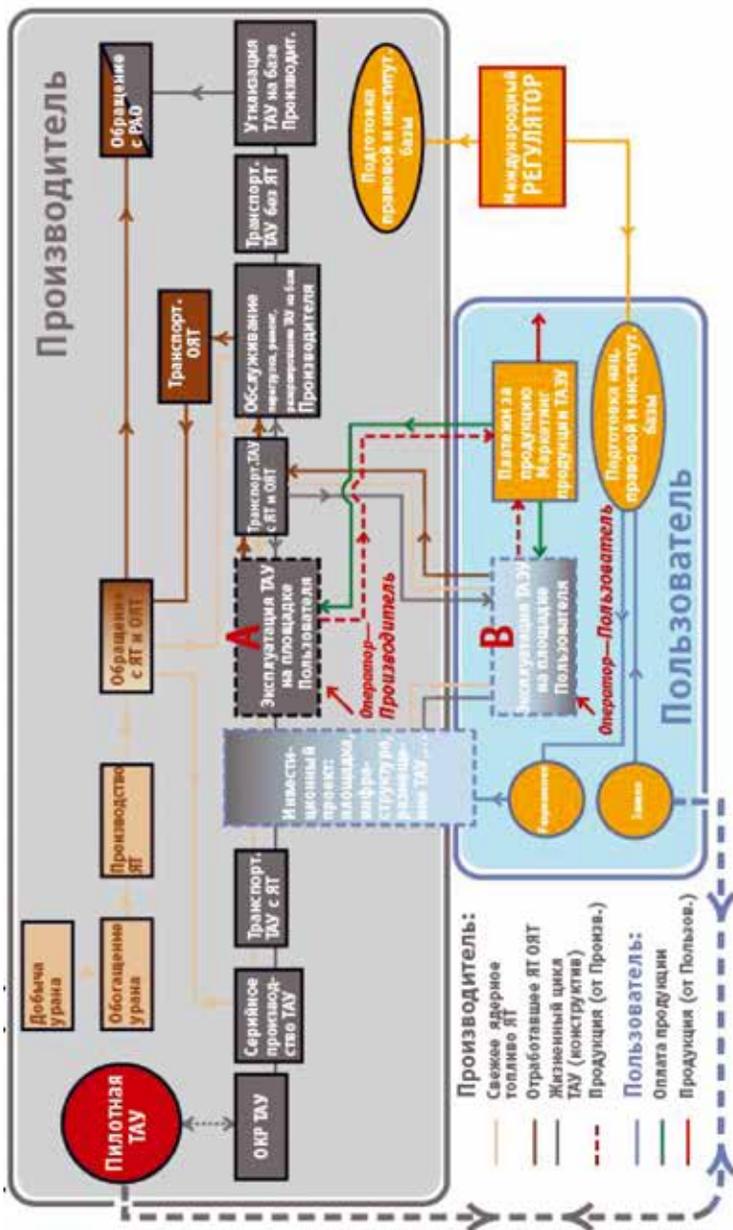


Рис. 3. Схема жизненного цикла ТАЗУ

Взаимодействие производителя и пользователя начинается, когда на рынке появляется готовая продукция в виде ТАЭУ, конкурирующая в общем случае с другими подобными объектами. Большое значение будут иметь референтные образцы ТАЭУ как неотъемлемый атрибут рынка. Создание референтных образцов ТАЭУ осуществляется производителем в условиях коммерческих рисков на основе собственного представления о рынке будущей продукции. Пользователь, заявивший о намерении приобщиться к услугам АЭ, создает национальное ядерное законодательство, национального регулятора, минимально необходимую инфраструктуру, принимает другие необходимые решения. Получив санкцию МАГАТЭ на использование услуг АЭ, пользователь организует инвестиционный проект, в рамках которого определяется тип ТАЭУ, выбирается и обустраивается площадка размещения, решаются вопросы финансирования проекта, маркетинга энергетической продукции, определяется схема эксплуатации ТАЭУ.

На рис. 3 наглядно представлены схема А, когда ТАЭУ эксплуатирует производитель, и схема В, когда ТАЭУ эксплуатирует пользователь. Схема А предполагает минимальную ответственность пользователя за использование услуг ядерной энергии.

Российское экспертное сообщество

В исследовании участвовали следующие российские организации: ОКБМ Африкантов, НИКИЭТ им. Н. А. Доллежала, ОКБ «Гидропресс», ВНИИНМ им. А. А. Бочвара, ФЭИ им. А. И. Лейпунского, Дирекция строящихся плавучих атомных станций, ЦКБ «Айсберг», Атомстройэкспорт, Атомный страховой брокер, Союз промышленников и предпринимателей атомной отрасли, МИФИ, ЦНИИ им. академика А. Н. Крылова, Институт государства и права РАН, РНЦ «Курчатовский институт» (организации и названия приведены по состоянию на 2010 г.). К работе были привлечены более 40 экспертов из вышепоименованных предприятий и организаций.

В 2008—2010 гг. был выполнен ряд исследований по вопросам правового и институционального обеспечения АЭ на основе ТАЭУ. Результаты обсуждались на рабочих встречах в Курчатовском институте (рис. 4) с предварительным выполнением независимой экспертизы результатов каждого исследования. Результаты исследования регулярно представлялись и обсуждались на рабочих встречах российских и международных экспертов в МАГАТЭ (рис. 5).



Рис. 4. Рабочая встреча российских экспертов в РНЦ «Курчатовский институт»; декабрь 2010 г. Стоят (слева направо): Ю. Д. Баранаев (ФЭИ), А. С. Молчанов (АСБ), В. Г. Смирнов (НИКИЭТ), А. Н. Лепехин (ОКБМ), Ю. С. Черепнин (НИКИЭТ), Ю. Н. Волков (МИФИ), В. И. Макаров, В. П. Кузнецов, Л. Д. Алексеевский, Н. И. Прокопенко (Курчатовский институт), С. В. Арсентьев (АСБ), Ю. Ф. Чернилин (Курчатовский институт), В. С. Каграманян (ФЭИ), А. Ю. Гагаринский, Ю. Р. Опанасюк (Курчатовский институт); сидят (слева направо): С. М. Шарикпулов (АКМЭ), Т. Д. Щепетина (Курчатовский институт), Т. П. Антышева (АКМЭ), Л. С. Смирнова, В. М. Шмелев (Курчатовский институт)



Рис. 5. Встреча экспертов в МАГАТЭ, октябрь 2009 г.
Слева направо: Р. Сиримелло (Аргентина), М. В. Хорошев, В. Н. Лысаков (МАГАТЭ), В. М. Шмелев (Россия), О. Янкович (МАГАТЭ)

Программа исследования

Российское исследование вопросов правового и институционального обеспечения транспортабельной атомной энергетики осуществляется в два этапа.

На первом этапе (2008—2010 гг.) решались две задачи:

- экспертиза соответствия ядерному праву ЖЦ транспортабельной атомной энергетики;
- определение актуальных вопросов развития транспортабельной атомной энергетики.

На втором этапе (с 2011 г. по настоящее время) выполняются экспертные исследования по определенным в задаче 2 этапа 1 актуальным вопросам развития транспортабельной АЭ.

Настоящий доклад содержит материалы и результаты первого этапа исследования.

Этап 1. Задача 1. Экспертиза соответствия ядерному праву жизненного цикла транспортабельной атомной энергетики. Основные результаты исследований

Для исследований были выбраны вопросы правового и институционального обеспечения ЖЦ ТАЭУ, регулируемые международными конвенциями и соглашениями. Были исследованы следующие вопросы: безопасность, нераспространение, мониторинг, учет и контроль ЯМ, гражданская ответственность за ядерный ущерб, физическая защита (ФЗ), транспортные операции.

По каждому из экспертируемых вопросов анализировались имеющаяся правовая база, отличия АЭ на основе ТАЭУ от сложившейся системы традиционной АЭ больших мощностей, достаточность/необходимость развития правового и институционального обеспечения для ЖЦ ТАЭУ.

Резюме. В основном действующее ядерное право и институциональные установления, а также использование опыта мировой атомной энергетики позволяют решать задачи обеспечения ЖЦ ТАЭУ в традиционных подходах к его реализации, предполагающих перегрузку ЯТ на площадке.

Для достижения оптимального облика системы АЭ на основе ТАЭУ с точки зрения безопасности, эффективности и доступности таких установок потребуются приспособление ТАЭУ к новым специфическим требованиям и условиям их жизненного цикла и дополнение/уточнение правовой и институциональной базы.

Этап 1. Задача 2. Определение актуальных вопросов развития транспортабельной АЭ

Наряду с необходимостью уточнения подходов к вопросам правового и институционального обеспечения ЖЦ ТАЭУ, регулируемым действующими международными конвенциями и соглашениями, для системы АЭ на основе ТАЭУ определилась также актуальность исследования ряда других специфических вопросов правового, институционального и инфраструктурного обеспечения, определяющих облик системы как предмета дальнейшего исследования и как будущего коммерческого продукта.

Резюме. В результате выполнения задачи 2 этапа 1 исследования определены актуальные вопросы дальнейших проработок для определения целесообразного облика системы АЭ на основе ТАЭУ:

- безопасность;
- нераспространение;
- транспортировка;
- гражданская ответственность за ядерный ущерб;
- физическая защита;
- дистанционный мониторинг и контроль ЯМ и управление ТАЭУ и ФЗ ТАЭУ;
- вопросы экономики;
- минимизация ядерной ответственности пользователя ТАЭУ;
- индустриальное серийное производство;
- лицензирование и сертификация;
- международная кооперация;
- международная подготовка кадров;
- организационно-финансовое обеспечение ЖЦ ТАЭУ;
- роль МАГАТЭ в развитии АЭ на основе ТАЭУ.

Объектом дальнейших исследований должна стать система атомной энергетики в составе атомного энергоисточника малой мощности и всех видов и форм правового, институционального и инфраструктурного обеспечения их ЖЦ.

В настоящее время материалы и результаты по первому этапу международных и российских исследований опубликованы в МАГАТЭ [2] и в России [3].

Актуальные направления исследований системы АЭ на основе ТАЭУ. Комментарий и постановка задач

Безопасность

Известно суждение, что снижение мощности ядерного источника энергии прогрессивно увеличивает его безопасность.

С точки зрения ядерной безопасности к ТАЭУ будут предъявлены особо жесткие требования. Упор должен быть сделан на максимальную концентрацию и реализацию в реакторах ТАЭУ качеств и систем внутренне присущей и пассивной безопасности (ВППБ). Проектная практика определила способы достижения ВППБ. Достижение максимальной концентрации и реализации качеств и средств ВППБ в ТАЭУ требует изначальной целевой ориентировки при разработке проекта. Цель — локализация в корпусе реактора малой мощности аварийного разрушения активной зоны при потере проектного штатного и аварийного охлаждения. Методология ИНПРО является важным инструментом интегральной оценки безопасности инновационных атомных энергетических технологий.

Нераспространение

Концепция ЖЦ ТАЭУ «без перегрузки на площадке» снимает проблему нераспространения при практической реализации АЭ на основе ТАЭУ, но требует многофакторного правового и технологического обоснования.

Для реализации такого ЖЦ необходимо разработать активную зону реактора ТАЭУ с ресурсом 8—10 лет, соответствующим межремонтному периоду основного оборудования, проработать заново инвестиционный цикл ТАЭУ с учетом неизбежного роста стоимости активной зоны, определить возможность переработки ЯТ с повышенным выгоранием в рамках действующих производств (или при необходимости создать новые), определить возможность транспортировки и хранения ОЯТ ТАЭУ с глубоким выгоранием с использованием существующих технологий и оборудования (или при необходимости создать новые).

Особое внимание должно быть уделено вопросам правового обеспечения транспортировок ТАЭУ с ЯТ и ОЯТ в реакторах.

Транспортные операции

В соответствии с международными правилами перевозка ядерных материалов осуществляется в специальных контейнерах. Таким образом, при допу-

щении перегрузок ЯТ на площадке вопрос о нормативной базе отдельных перевозок ТАЭУ и ЯТ неактуален.

В настоящее время отсутствует международно-правовое и институциональное обеспечение транспортных операций с наземными ТАЭУ с загруженным ЯТ. Частично решена, но требует уточнения задача международно-правового и институционального обеспечения транспортировки плавучих ТАЭУ с загруженным ЯТ.

Плавучая ТАЭУ может рассматриваться в качестве ядерного судна, к которому применимы требования Кода ИМО по безопасности.

Следует изучить вопрос о возможности и целесообразности транспортировки ТАЭУ, в том числе в плавучем исполнении, как опасного груза на борту специализированного судна (рис. 6). Имеются успешные примеры подобной отечественной практики.

Требуется определить условия расхолаживания после останова реактора перед или при транспортировке ТАЭУ.

Применительно к транспортировке ТАЭУ приобретают особое значение межгосударственные соглашения, являющиеся сегодня важной формой правового обеспечения морских транспортировок ядерных объектов и материалов.

Вопрос о правовом и технологическом обеспечении перевозок ТАЭУ (реакторных модулей ТАЭУ) с загруженным ЯТ требует обоснования в рамках концепции ЖЦ ТАЭУ без перегрузки на площадке.



Рис. 6. Крупнотоннажный морской транспортировщик «Dockwise»

Гражданская ответственность за ядерный ущерб

В случае, если все этапы жизненного цикла ТАЭУ реализуются на территории одного государства, гражданская ответственность за ядерный ущерб возлагается на оператора ТАЭУ.

В случае внешнего оператора (сценарий «Максимальный аутсорсинг») ответственность за ядерный ущерб разделяет с оператором государство, на чьей территории осуществляется генерация атомной энергии.

Вследствие малой мощности возникает перспектива полного возмещения ущерба от аварии ТАЭУ, что может превратить страховой фактор в важное конкурентное качество конкретного проекта ТАЭУ.

Физическая защита ТАЭУ

ФЗ ТАЭУ решается известными в АЭ методами и средствами. Выполнение действующих норм и правил обеспечивает ФЗ ТАЭУ на всех этапах жизненного цикла.

Требует особого внимания и специальной проработки вопрос обеспечения ФЗ от террористического воздействия на ТАЭУ в условиях минимизации персонала и дистанционного управления.

С развитием АЭ на основе ТАЭУ может актуализироваться постановка вопроса о заключении международной конвенции о ненападении на объекты гражданской АЭ, функционирующие в системе гарантий МАГАТЭ.

Дистанционный мониторинг и управление

Для эффективного и безопасного функционирования АЭ на основе ТАЭУ требуется создание адекватной, в том числе (как возможный вариант) дистанционной системы радиационного мониторинга окружающей среды, учета, контроля и отчетности как по ЯМ, так и по РВ.

Актуальность дистанционного мониторинга и управления ТАЭУ и ФЗ ТАЭУ определяется также необходимостью предельно возможного сокращения персонала на площадке размещения ТАЭУ как уязвимого для террористического воздействия и удорожающего проект компонента системы эксплуатации ТАЭУ.

При исключении перегрузок на площадке требование непрерывания 20%-ного обогащения ^{235}U в ЯТ гражданских реакторов не представляется актуальным.

Вопросы экономики АЭ на основе ТАЭУ

Аналитические работы по экономике АЭ малых мощностей практически отсутствуют. В АЭ малых мощностей наличествуют специфические условия и факторы, влияющие на стоимость установленной мощности и энергетического продукта ТАЭУ: меньшая стоимость ТАЭУ, промышленное серийное производство ТАЭУ, установка ТАЭУ на площадке посредством доставки или монтажа (не строительства!), реальное страхование ядерных рисков, минимизация необходимого персонала на площадке, специфические для ТАЭУ решения вопросов физической защиты и другие факторы, некоторые из которых еще предстоит определить.

При большом разнообразии условий применения ТАЭУ определяющим экономическим фактором может стать приемлемость ТАЭУ для местных условий.

Минимизация ядерной ответственности пользователя

Известны международные установления МАГАТЭ, определяющие содержание, формы и этапы подготовки страны к использованию ядерных технологий.

В рамках российского исследования рассматривается случай, когда пользователь заинтересован только в получении атомных энергетических услуг — электричества, тепла, обессоленной воды или другой универсальной энергетической продукции (водорода) — и не претендует на владение ядерными технологиями и материалами. Требуется уточнение минимальной ядерной ответственности такого пользователя по условиям приемлемости и безопасности.

Промышленное серийное производство

АЭ до настоящего времени остается эксклюзивной технологией, где каждый объект создается по индивидуальному проекту. Может ли АЭ быть отраслью серийного производства — вопрос неочевидный ввиду присутствия фактора нераспространения, особенностей физики ядерных процессов и других специфических свойств ядерной энергии.

Рассмотрение вопросов правового и институционального обеспечения АЭ на основе ТАЭУ промышленного серийного производства имеет естественным продолжением вопрос о возможности перехода инновационной АЭ малых мощностей из пространства эксклюзивных технологий, в котором АЭ развивается на протяжении почти 60 лет, в пространство массовых коммерческих энергетических технологий, например, авиа- или автомобилестроения.

Международная кооперация

Эффективное и безопасное развитие АЭ и в особенности на основе ТАЭУ может быть осуществлено только в рамках международного сотрудничества.

В совместном докладе Курчатовского института и Гарвардского университета США «Promoting Safe, Secure and Peaceful Growth of Nuclear Energy: Next Steps for Russia and the United States», распространенном в Конгрессе США осенью 2010 г. ко времени рассмотрения там американо-российского «Соглашения 123», содержится идея многонационального консорциума, поставляющего реакторы заводского изготовления с высоким уровнем внутренней присущей безопасности, защищенности и устойчивости к распространению, что может стать центральным элементом АЭ будущего. Предлагаемый проект осуществлялся бы на базе широкого международного сотрудничества, позволяющего странам — участницам проекта внести в него свои лучшие научные, технологические и производственные достижения, а также необходимые природные или финансовые ресурсы.

Ранее эта идея была высказана президентом НИЦ «Курчатовский институт» академиком Е. П. Велиховым и отражена в докладе IAEA Commission of Eminent Persons «Reinforcing the Global Nuclear Order for Peace and Prosperity: The Role of the IAEA to 2020 and Beyond» 2008 г.

Создание международных консорциумов для развития транспортабельной АЭ позволит нейтрализовать проявления недобросовестной конкуренции, связанные с массовым производством ТАЭУ, умеренными затратами на их создание, доступными значительно более широкому кругу инвесторов по сравнению с традиционной АЭ больших мощностей.

Концепция международной кооперации в обеспечении ЖЦ ТАЭУ предполагает возможность сосредоточения в проектах ТАЭУ лучших достижений мировой практики, равно как и адаптацию ТАЭУ, их производства и обеспечения к региональным условиям.

В мире имеются убедительные примеры успешной международной кооперации в области высоких технологий, достигнутой в рамках широкого международного сотрудничества: проекты ITER, «Airbus», «Telecom» и др.

Лицензирование и сертификация

Лицензирование и стандартизация в ЖЦ ТАЭУ определяют стандарты качества ТАЭУ, необходимые в многообразии специфических условий ЖЦ ТАЭУ и при предполагаемом их использовании в развивающихся странах.

В рамках процесса глобализации АЭ возникает вопрос о международном лицензировании и сертификации.

Для России представляется особенно актуальным создание условий для использования опыта российской транспортной атомной энергетики как референтной базы по отношению к проектам гражданской атомной энергетики малых мощностей, базирующихся практически исключительно на судовых прототипах.

Международная подготовка кадров

Представляется, что развитие АЭ на основе ТАЭУ будет иметь место как составная часть процесса глобализации АЭ.

Концепция ЖЦ ТАЭУ «Максимальный аутсорсинг» предполагает эксплуатацию и управление ТАЭУ внешними по отношению к стране-пользователю операторами. Интернационализация системы эксплуатации ТАЭУ предполагает использование интернациональных кадров операторов, тем более что управление ТАЭУ может быть дистанционным. Примеры подобной практики — моряки гражданских судов, работники морских нефтегазодобывающих платформ.

Специализированные кадры потребуются стране — пользователю ТАЭУ и для создания необходимой минимальной собственной ядерной инфраструктуры. Можно предположить, что предпочтение будет отдано специалистам — владельцам международных сертификатов-свидетельств профессионального качества таких специалистов.

Организационно-финансовое обеспечение ЖЦ ТАЭУ

В связи с удешевлением ТАЭУ по сравнению с традиционными АЭС больших мощностей, а также в связи с разнообразием условий, в которых предстоит работать ТАЭУ, актуализируется вопрос о развитии и оптимизации подходов к организационно-финансовому обеспечению ЖЦ ТАЭУ в системе АЭ на их основе. Участие частного капитала, расширение пространства коммерческих рисков, повышение ядерной ответственности, связанное с расширением круга пользователей атомных энергетических услуг — развивающихся стран, — все это определяет целесообразность использования института государственно-частного партнерства и контрактов жизненного цикла для обеспечения наиболее эффективного, безопасного и доступного развития и применения ТАЭУ.

Роль МАГАТЭ в развитии АЭ на основе ТАЭУ

В системе АЭ на основе ТАЭУ будут действовать нормы и правила МАГАТЭ, обеспечивающие безопасность, контроль и нераспространение.

Представляется целесообразной выработка под эгидой МАГАТЭ на базе опыта развития мировой АЭ рекомендаций, ориентирующих производителя и пользователя атомных энергетических услуг в отношении целесообразного — оптимального — идеального облика ТАЭУ и системы АЭ на их основе.

Система АЭ на основе ТАЭУ

Мировая АЭ подходит к новому этапу развития на основе АЭ малых и средних мощностей, в том числе транспортабельной АЭ.

АЭ средних мощностей будет естественным образом развиваться преимущественно на основах большой АЭ.

АЭ малых мощностей отличается многообразной спецификой, имеет в ряде стран (России, Франции, частично США) изначально транспортабельное, в том числе корабельное и судовое происхождение, не связанное с традициями большой АЭ, и требует дополнительного изучения с целью достижения максимально возможной эффективности, приемлемости и безопасности.

Выполняемое в рамках ИНПРО в подходе «Максимальный аутсорсинг» исследование вопросов правового и институционального обеспечения АЭ на основе транспортабельных атомных энергетических установок имеет результатом понимание того, что предметом исследования должна являться система АЭ на основе ТАЭУ в целом. Продуктом и коммерческим товаром новой отрасли АЭ является не отдельная энергетическая установка, но ТАЭУ/АСММ со всеми видами правового и институционального обеспечения. Именно в таком виде и в такой форме производитель должен предлагать и обеспечивать пользователю услуги АЭ на основе ТАЭУ/АСММ в подходе «Максимальный аутсорсинг».

В систему таких услуг будут входить высоконадежные серийные ТАЭУ/АСММ промышленного производства, отвечающие требованиям максимальной безопасности, приемлемости и эффективности, адекватные специфике ТАЭУ управление и физическая защита, технологическое и правовое обеспечение концепции «без перегрузки на площадке», реальное страхование гражданской ответственности за ядерный ущерб, эффективные системы лицензирования, сертификации и подготовки кадров, услуги по созданию минимально необходимой национальной правовой и институциональной инфраструктуры пользователя, организационно-финансовое обеспечение

жизненного цикла ТАЭУ АСММ, системная международная поддержка и обеспечение условий взаимодействия пользователя с МАГАТЭ, другие услуги.

Заключение

Энергетическая практика показывает: чем меньше единичная мощность энергоустановок, тем больше потребность в них. Мировая промышленность производит в год около 60 млн автомобилей, двигатели которые вместе составляют мощность примерно 6000 ГВт, при этом установленная мощность электрогенерации в мире находится на уровне 4500 ГВт(э).

Большинство потребителей в мире обеспечиваются локальными и региональными энергосистемами ограниченной мощности.

АЭ больших — 1 ГВт(эл) и более — мощностей заняла свою нишу в системе глобального энергообеспечения.

АЭ средних мощностей будет естественным образом развиваться преимущественно на основах большой АЭ.

Мировая АЭ подходит к новому этапу развития на основе АЭ малых и средних мощностей, в том числе транспортабельной АЭ.

АЭ малых мощностей отличается многообразной спецификой, имеет в ряде стран (России, Франции, частично США) изначально транспортабельное, в том числе корабельное и судовое происхождение, не связанное с традициями большой АЭ, и требует дополнительного изучения с целью достижения максимальной эффективности, приемлемости и безопасности.

Целью дальнейших исследований и разработок должна стать система АЭ на основе ТАЭУ включая определение целесообразного облика ТАЭУ и всех аспектов правового, институционального и инфраструктурного обеспечения их ЖЦ.

Конкретная цель очередного этапа исследований — определение облика и состава системы АЭ на основе ТАЭУ, наработка материалов для формирования технических заданий на разработки ТАЭУ оптимальной конфигурации и необходимых форм правового, институционального и инфраструктурного обеспечения их ЖЦ.

Литература

1. Международный проект ИНПРО. Постановка задачи, исходные положения и программа исследования вопросов правового и институционального обеспечения атомной энергетики на основе транспортабельных атомных энергетических установок. — М.: РИЦ «Курчат. ин-т», 2009.
2. Legal and Institutional Issues of Transportable Nuclear Power Plants: A Preliminary Study: IAEA Nuclear Energy Series № NG-T-3.5 / IEAF. — Vienna, 2003.
3. Сборник материалов и результатов исследования вопросов правового и институционального обеспечения транспортабельной атомной энергетики / Госкорпорация «Росатом», НИЦ «Курчат. ин-т». — М.: НИЦ «Курчат. ин-т», 2013.

Научное издание

**Атомные станции малой мощности:
новое направление развития
энергетики**

Том 2

Под редакцией академика РАН А. А. Саркисова

*Утверждено к печати Ученым советом
Института проблем безопасного развития атомной энергетики
Российской академии наук*

Редактор А. И. Иоффе

Издательство «Академ-Принт»
127051, Москва, Малая Суваревская пл., 6, стр. 1
Дизайн и верстка Е. Л. Наконечная
Редактор издательства И. Е. Суркова

Оригинал-макет подготовлен издательством ООО «Академ-Принт»

Иллюстрации приведены в авторской редакции

Формат 60 x 90 ¹/₁₆. Бумага офсетная 80 г/м²
Печать офсетная. Гарнитура «Оффицина»
Уч.-изд. л. 27,8. Заказ 28608

Заказное

Отпечатано с готовых диапозитивов типографией ООО «Инфолио-Принт»